

Les « vrais » coûts de l'énergie

Alain Grandjean - 14/11/17

La lutte contre le changement climatique et la révolution énergétique qu'elle suppose vers des énergies bas-carbone, sont souvent présentées comme trop coûteuses. Le paradoxe est immense : nous savons que les conditions de vie sur la planète deviennent **insupportables** (c'est-à-dire en un sens bien trop coûteuses) pour beaucoup d'entre nous, et pourtant nous trouvons trop couteux (dans un autre sens) de ne pas continuer à alimenter le chaudron climatique. Même si Nicholas Stern dans son rapport de 2006 a « démontré » que le coût de l'inaction était supérieur au coût de l'action, le doute est toujours dans les esprits. Le charbon (la source d'énergie la plus carbonée) n'est-il pas moins coûteux que les sources concurrentes ? S'en passer, une des mesures décisives pour gagner la bataille climatique, est considéré par beaucoup comme très difficile si ce n'est impossible pour une économie aussi puissante que l'économie allemande : cela pèserait sur ses coûts et sa compétitivité. Si mettre un prix au carbone a des effets démontrés (en poussant au déclassement des centrales au charbon) les industriels s'y opposent car ils verraient leurs coûts croître et leur compétitivité s'affaiblir. De la même manière l'indispensable rénovation énergétique des bâtiments, ne se fait pas, ou pas assez vite, parce qu'elle coûte trop cher.

Après réflexion, il devient clair que le mot coût, l'un des plus banals qui soit, est employé en fait dans des sens distincts ce qui fausse nos raisonnements. En creusant un peu plus on s'aperçoit que cette confusion repose sur des présupposés économiques, pour le moins discutables, que nous allons tenter d'éclairer ici¹.

Notons ici que la « rationalité économique » qui consiste à chercher en permanence, face à un problème donné, les solutions les moins coûteuses, et à les classer en ordre décroissant a des limites qu'il est essentiel de souligner. Par exemple, la mise en œuvre des solutions au moindre coût à la tonne de CO₂ évitée, est présentée comme issue d'un raisonnement rationnel (opposé à des considérations qui seraient plus sentimentales ou émotionnelles visant à exclure telle ou telle solution). L'élément rationnel c'est que cette manière d'aborder le sujet et de classer les solutions relève du calcul. Ce qui l'est moins c'est que les conditions de validité desdits calculs ne sont en général pas précisées et que le sens même des termes employés n'est pas sans ambiguïté comme nous allons le voir maintenant. Pour être plus carré encore, la « rationalité » des ingénieurs ne se limite pas dans la pratique, à des dérivations plus ou moins pragmatiques de savoirs scientifiques : elle repose toujours sur des calculs économiques, assortis de références à des coûts, donc à un raisonnement économique, discutable comme nous allons le voir.

Dans une 1^{ère} partie (11 à 14) nous exposerons les points théoriques les plus délicats ; dans une 2^{ème} partie (2) nous nous concentrerons sur les diverses notions de coût monétaire dans la pratique et les illustrerons par des exemples du monde de l'énergie.

¹ Cet article s'inspire d'un précédent : voir <https://alaingrandjean.fr/2009/11/17/quest-ce-quun-cout-application-au-changement-climatique/>

1. Les diverses notions de coûts et les questions qu'elles posent

1.1. Coût réel et coût monétaire ; coût individuel et coût collectif

Le mot coût renvoie au moins à quatre notions a priori distinctes.

*Au niveau individuel, ce peut être un effort personnel (ce déménagement m'a coûté du temps et fait mal au dos). Ce peut être une dépense d'argent (cette baguette de pain m'a coûté 90 centimes), c'est-à-dire un coût monétaire. Peut-on compenser monétairement un désagrément physique ou affectif ? Pour agréger les « coûts » monétaires et les coûts réels, la théorie néoclassique postule l'existence d'une fonction d'utilité, qui permet par exemple de comparer la désutilité marginale de se faire mal au dos avec la désutilité marginale de s'appauvrir d'un euro... Tout cela ne va quand même pas de soi.

Nous verrons plus loin les différentes notions qu'on peut distinguer sur ce plan pour des entreprises.

*Au niveau collectif, ce peut être un prélèvement sur des ressources naturelles (une salade venue du Kenya a consommé 50 litres d'eau, qui sont souvent 50 litres dont les populations locales seront privées pour d'autres usages concourant à leur bien-être). Pour la majorité des macroéconomistes, le coût du changement climatique futur c'est la baisse du PIB qu'il engendre (par rapport à une trajectoire du PIB sans changement climatique), ce qui veut dire implicitement, que le PIB serait un indicateur de bien-être collectif dont la baisse serait une mesure convenable du coût pour cette collectivité.

Cela nous fait quatre sens possibles du même mot.

Réel	Effort, travail	Prélèvement sur une ressource rare
Monétaire	Dépense	Baisse relative du PIB
	Individuel	Collectif

Il est facile de voir que la dépense monétaire (l'une des notions de coûts pour un individu) est un revenu pour un autre : si la baguette me coûte 90 centimes c'est qu'elle rapporte ce revenu au boulanger qui me la vend. C'est pour cette raison que les économistes utilisent le PIB au niveau collectif, seul moyen à ce jour de consolider ces flux. En revanche, il n'y a pas de contrepartie au prélèvement sur une ressource rare : elle disparaît, c'est tout.

1.2. Coût présent et coût futur

L'un des grands problèmes que pose la lutte contre le changement climatique c'est le décalage temporel entre ses causes et ses conséquences. Le coût du changement climatique (quel que soit le sens précis de ce terme) se produit bien après ce qui le cause (les émissions de GES). Dès lors, les calculs économiques qui viseraient à faire des arbitrages entre un coût actuel pour réduire les émissions de GES et un coût futur (les

effets du changement climatique) nécessitent une règle pour faire des comparaisons inter temporelles. Aujourd'hui, cette règle consiste à actualiser les dits coûts avec un taux d'actualisation. Or le choix d'un taux supérieur à zéro finit par écraser les coûts futurs et à les faire disparaître du raisonnement. Les économistes s'en sont longtemps peu préoccupés au motif que les générations futures seraient plus riches que nous (puisque le PIB serait voué à augmenter dans le temps) : il serait du coup à leurs yeux injuste que les générations actuelles, moins riches, paient pour elles.

Ce raisonnement est deux fois contestable.

D'une part, la tendance au progrès économique n'est pas une loi historique ; on peut au contraire penser que le monde à venir sera plus difficile que le nôtre. D'autre part, le changement climatique est irréversible : quand il produira ses effets les plus violents, il sera trop tard pour agir. Dans ces conditions, l'usage d'un taux d'actualisation significatif est une source d'erreurs économiques².

Il est utile de livrer quelques ordres de grandeur. Si j'actualise à 5% (réels), cela signifie que je consens à dépenser 7,5 euros, pas plus, pour éviter un dommage qui coûterait – nonobstant la difficulté de la notion de coût évoquée plus haut – 1000 euros (hors inflation) dans un siècle. Si le taux est réduit à 2%, mon consentement actuel s'élève à 14 euros, ce qui est encore peu.

Ce calcul économique a du sens lorsque ses termes sont ceux d'un investissement « standard » : je me prive d'un euro de consommation (et donc d'une fraction de bien-être) aujourd'hui, en échange de quoi un gain de X euros sera ajouté au revenu plus tard, ce qui procurera un supplément d'utilité. Il faut cependant noter que le changement climatique ou les déchets nucléaires se peuvent s'inscrire dans cette approche qu'avec de grandes précautions. Ce que je gagne (ou plutôt : fais gagner aux générations futures) en acceptant de « sacrifier » un euro aujourd'hui prend la forme d'un dommage évité plutôt que d'un bénéfice, dommage qui est incertain et difficile à évaluer en termes monétaires. Ces éléments nous permettent de comprendre toute la difficulté du calcul socio-économique appliqué au changement climatique.

Ajoutons qu'aujourd'hui pour prendre leur décision d'investissement, les entreprises privées utilisent dans leur calcul de rendement de l'investissement un coût moyen du capital (fixé de fait par les marchés financiers ou les banques) qui est encore plus élevé que les taux publics. Ce comportement des entreprises privées a bien peu de chance de converger spontanément vers ce qui est souhaitable pour le bien-être durable de l'humanité.

² Cela étant, dans le cadre de cette courte note nous ne pouvons rendre compte des débats autour de l'usage du taux d'actualisation qui a fait et fait toujours couler beaucoup d'encre.

1.3. Peut-on arbitrer, et si oui comment, entre ceux qui supportent les coûts et ceux qui bénéficient des conséquences positives de ces coûts ?

Le deuxième problème du changement climatique, c'est que la réduction des émissions de GES pèse sur des acteurs alors qu'elle bénéficie, à d'autres. Si je réduis la température dans mon logement, cela me coûte en un sens, alors qu'au même instant je ne suis pas nécessairement impacté par les conséquences déjà perceptibles du changement climatique (qui coûte à une ou plusieurs autres personnes). La lutte contre le changement climatique suppose donc de fait l'orchestration d'une solidarité qui s'organise via des transferts financiers (les victimes devant bénéficier de dédommagements de la part des pollueurs, avec toutes les difficultés qui tournent autour de la notion de justice climatique qui est centrale dans cette « orchestration »). Il est cependant assez clair que les transferts monétaires ne peuvent, même à supposer qu'ils soient suffisants, ce qui n'est évidemment pas le cas en général, compenser les « pertes » ou « coûts » subis : celui qui doit quitter sa maison voire son village et perd sa famille et ses amis, ne considère pas que l'argent peut suffire pour « refaire sa vie ».

1.4. Les coûts monétaires, pour une entreprise, sont conventionnels.

Si l'on se concentre maintenant sur les coûts monétaires, force est de constater qu'ils sont largement conventionnels. Un coût monétaire ajoute des choux et des carottes valorisés conventionnellement avec une seule unité, la monnaie. Nous sommes habitués à ce type d'addition qui a une grande vertu, celle de pouvoir in fine permettre des comparaisons entre chiffres « révélant » des coûts.

C'est ainsi que s'exprime Marcel Boiteux, dans une note lumineuse³, mais éminemment discutable :

« Heureusement, il y a un vieux « truc », qu'on utilise depuis des siècles et qui ne fonctionne pas si mal. Le procédé consiste à affecter à chaque rareté élémentaire, l'hectare de terre arable, la tonne de cuivre, l'heure d'ouvrier qualifié, etc... un coefficient plus ou moins élevé suivant l'intensité des besoins, coefficient que l'on appelle un prix. On multiplie par ce prix la quantité totale de la ressource rare mobilisée tout le long de la chaîne de production – cette quantité que révèle le bilan consolidé – et l'on obtient un coût. Les coûts consolidés obtenus successivement pour chacune des ressources rares utilisées à fabriquer le produit final peuvent être ensuite additionnés pour fournir un total ... que l'on appelle un prix de revient. Et, à résultat égal, la meilleure solution est celle qui coûte le moins cher, puisque c'est celle qui mobilise le moins de raretés primaires, respectivement pondérées par leur prix.

Banalité ? C'est pourtant là le sens profond du prix de revient dans une économie de marchés. Certes, les marchés sont imparfaits, et le prix est parfois alourdi, ici ou là, de bénéfices indus (indus parce qu'excédant le bénéfice normal qui rémunère la rareté intrinsèque des bons patrons ou des investisseurs avisés, tout le long de la chaîne des

³ Eloge des écotaxes, Sociétal, N°46, quatrième trimestre 2004.

activités qui va des ressources primaires au consommateur final). Mais le système fournit quand même des ordres de grandeur bien plus significatifs que les intuitions transcendantes des militants des grandes causes du moment. »

Ce raisonnement si clairement exposé est néanmoins discutable car il repose sur une première hypothèse : que les prix révèlent les raretés. La financiarisation des prix des matières premières et du pétrole rend cette hypothèse héroïque comme le montrent en pratique leurs évolutions erratiques et comme l'a montré en théorie Nicolas Bouleau⁴. Deuxièmement, il met sur le même plan la rareté du travail et celles des ressources naturelles. L'arrivée de l'humanité dans un monde fini et le postulat de « soutenabilité forte » (selon lequel on ne peut pas indéfiniment remplacer du capital naturel par du capital artificiel) nous conduit à une conclusion très différente. Si l'on considère que nous piochons collectivement dans un ensemble fini de services rendus, bon gré mal gré, par la nature (au sens général du Millenium Ecosystem Assessment, y compris les ressources de « régulation »), et que nous sommes individuellement plutôt contents d'avoir un travail, qui est une ressource collective surabondante⁵ et renouvelable, alors du point de vue de la collectivité le coût qui compte vraiment c'est la destruction de ce capital naturel et pas le travail.

Pour conclure ce point, rappelons-nous simplement que l'utilisation de coûts monétaires pour prendre des décisions économiques repose sur des choix et des conventions discutables. Dans la suite nous allons mettre ces questions de côté et revenir plus à fond dans la logique monétaire et comptable, en partant de questions d'actualité.

⁴ Voir : <http://www.nicolasbouleau.eu/prix-futurs/>

⁵ Le remplacement historique de l'homme par la machine, nommé « gains de productivité » a rendu le travail tellement abondant que le problème économique majeur est quand même le chômage !

2. Les différentes notions de coûts monétaires, application au cas de l'énergie

2.1. Pourquoi a-t-on besoin de calculer des coûts ?

Il est important de comprendre que, pour prendre une décision économique (faire un investissement, arrêter une centrale, etc.), il n'existe pas de notion absolue de coût. Ce qui compte, c'est le flux de dépenses, encourues ou évitées, associé à une décision qui apporte un certain service. Cela nécessite de préciser également ce que signifie « ne pas prendre la décision », car il y a aussi des avantages et des inconvénients économiques à faire autrement. Il s'agit toujours de comparer deux (ou plusieurs) scénarios pour déterminer le moins coûteux. Par exemple, si j'envisage d'arrêter une centrale électrique existante, je vais économiser ses dépenses d'exploitation à venir (et ses éventuels coûts de prolongation), mais si je dois construire d'autres moyens de production pour assurer le même « service électrique », il me faut prendre en compte les coûts d'exploitation et d'investissement de ces moyens. Dans tous les cas, les dépenses antérieures à la décision n'ont aucune incidence. La décision de continuer ou d'arrêter l'exploitation d'un actif dépend des avantages économiques futurs qu'il peut procurer. Ce qu'il a coûté à l'origine (et les charges de capital associées) n'a plus aucune importance, pour les décisions à prendre maintenant.

2.2. Les différents coûts

Le coût du kWh nucléaire actuel en France est-il de 33 euros le MWh comme l'écrit la Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN)⁶ ou de 50 à 60 euros comme l'a écrit la Cour des Comptes⁷ ? Le coût de l'électricité photovoltaïque doit-il intégrer les coûts de la gestion du réseau et des systèmes qui sont nécessaires pour l'insertion de cette source d'énergie variable ?

Tout dépend en fait de ce dont on parle et de la manière dont on fait les comptes. Et ces différents calculs (qui donnent des résultats différents pour des raisons compréhensibles) n'ont pas la même finalité ; il est donc vain pour ne pas dire plus de se battre sur les chiffres si on ne s'est pas mis d'accord sur ce qu'ils désignent et à quoi ils servent.

Prenons le cas du nucléaire à titre d'illustration, en distinguant quatre notions.

1 La notion de coût la plus élémentaire est celle qui consiste à évaluer le « coût cash » d'un kWh produit par une centrale nucléaire (c'est la méthode utilisée par la SFEN dans le cas cité plus haut) : ce sont les dépenses monétaires faites en temps réel pour le produire. Si les dépenses de combustible sont essentiellement proportionnelles au nombre de kWh produits, les autres dépenses (main d'œuvre, achat de matériels, prestations de

⁶ Voir <http://www.sfen.org/fr/rgn/les-couts-de-production-du-parc-nucleaire-francais>

⁷ Dans le chapitre consacré à la maintenance des centrales nucléaires de son rapport d'activité 2016, la Cour des Comptes écrit ainsi « *Le coût de production de l'électricité nucléaire a connu une hausse importante entre 2010 et 2013, passant de 49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh, notamment en raison de la forte hausse des investissements de maintenance.* »

maintenance ...) sont surtout liées à l'existence et au maintien en condition opérationnelle de la centrale.

Ce coût permet de connaître la source de cash d'une centrale en marche (qui génère comme revenu la différence entre les kWh vendus au prix du marché et ce coût cash).

2 A certains moments, il est nécessaire de réaliser des travaux exceptionnels (remplacer des gros composants, permettre l'extension de la durée de vie etc.). Ceux-ci sont traités comme des investissements, entraînant un supplément de coût (amortissement et frais financiers) sur la durée de vie résiduelle.

3 Mais pour produire les kWh il a fallu avant construire la centrale, et encore avant faire des études de recherche et développement. Ces investissements « historiques » entraînent également une charge de capital qui peut être ramenée au kWh produit⁸.

Toutes ces dépenses (2 et 3) sont à amortir sur la durée de vie de la centrale (et pour les travaux de prolongation sur l'extension de cette durée de vie). Il en résulte un coût de revient « complet » qui incorpore toutes ces dépenses amorties. Il s'agit du coût complet économique évalué par la cour des comptes à environ 60 euros le MWh. Quand l'entreprise doit faire des projets d'investissement elle se fonde sur ce type de coût. En effet la marge sur coût cash évoqué en 1 ne permet pas de « financer » les dépenses d'investissement, ce que l'entreprise doit faire. Sur le plan cash, (dit autrement de la gestion des flux) ces investissements ont été dépensés ; il faut bien sur la durée pouvoir les financer.

4 Afin de comparer différentes technologies et de faire des choix d'investissement, les économistes de l'énergie ont établi une notion proche de la précédente, le LCOE⁹. Cette notion vise à établir un coût économique (exprimé en €/MWh produit) sur toute la durée de vie d'une centrale (nucléaire ou autre) à partir des dépenses d'investissement (le CAPEX) d'une part, et des dépenses d'exploitation et de maintenance (l'OPEX) d'autre part.

La formule de calcul (simplifiée ici) est la suivante :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

n	la durée de vie du système
C_t	l'ensemble des coûts
E_t	la production nette d'énergie annuelle
r	le taux d'actualisation annuel

⁸ Si la méthode de calcul des coûts 1 et 2 est relativement consensuelle (les 33 €/MWh avancés par la SFEN par exemple), l'estimation de la charge liée à l'investissement historique l'est beaucoup moins.

⁹ Levelized Cost of Energy ou coût actualisé de l'énergie.

Les deux principales différences entre le LCOE et le cout évoqué au point précédent sont les suivantes.

- Le LCOE utilise un taux d'actualisation conventionnel alors que le cout de revient doit être calculé avec un taux qui correspond au cout du financement de l'entreprise ou du projet concerné.
- Le LCOE est calculé de manière ex ante sur la base d'estimations hypothétiques : ce calcul est donc très dépendant des hypothèses de départ.

Le LCOE est très utilisé pour comparer les sources d'électricité. Son gros avantage est la normalisation internationale de son mode de calcul qui facilite les comparaisons et les analyses. Mais il lui est souvent reproché d'occulter certains coûts.

Tout d'abord, celui des externalités. Le changement climatique a un coût lié aux émissions de GES. Il est logique de l'incorporer (même conventionnellement) dans le LCOE des énergies carbonées. Cela peut se faire par un coût du carbone.

Du côté du nucléaire, le débat porte sur l'intégration convenable ou non par le LCOE des coûts futurs (déconstruction des centrales, gestion de l'ensemble des déchets sur leur durée de vie). Il est clair que le taux d'actualisation (en général strictement positif) annihile les coûts très longs. En revanche, si le calcul est fait correctement (indépendamment du débat sur l'actualisation) il doit incorporer les coûts futurs mentionnés¹⁰.

En traduisant ces dépenses encourues à long terme par un coût au MWh produit (à inclure dans le LCOE), on peut avancer les ordres de grandeur suivants : près de 1 €/MWh pour la déconstruction, 0,5 à 1 €/MWh pour la gestion à long terme des déchets¹¹.

Du côté des sources intermittentes, le débat porte sur le fait que le LCOE n'intègre pas les coûts qu'il serait nécessaire d'engager pour qu'elles rendent le même service qu'une source d'énergie pilotable. Les coûts de raccordement au réseau sont inégalement pris en compte (car ils sont parfois mais pas toujours compris dans les prix remis aux appels d'offre).

Enfin, dans tous les cas, il importe de prendre conscience du biais lié à la durée de vie des équipements. Imaginons deux centrales électriques ayant un coût total d'investissement égal sur leur durée de vie. Si pour une de ces centrales, l'investissement était réalisé en plusieurs tranches (une au début du projet et les autres plus tard dans le temps), elle aurait un LCOE plus bas que l'autre du fait du calcul d'actualisation. Il est donc essentiel de bien connaître les durées de vie effectives des différentes options et le déclenchement des investissements au cours du temps pour pouvoir les comparer. Notons enfin que les panneaux solaires ont une durée de vie de 30 voire 40 ans alors que la plupart des analyses économiques de type LCOE utilisent une durée de vie de 25 ans.

¹⁰ C'est le cas dans les évaluations citées de la Cour des Comptes, qui reste prudente, à juste titre sur le montant des coûts de démantèlement, et de stockage des déchets

¹¹ Par exemple, en prenant les 300 €/kW de coût de déconstruction avancés par EDF, en considérant que cette dépense intervient 50 ans après la mise en service et en actualisant à un taux de 2,7% (taux réel que prend EDF, voir Document de référence 2016 page 478), on trouve une dépense actuelle de 80 €/kW, et comme 1 kW produit environ 94 MWh actualisés (40 ans, 8%), on obtient 0,84 €/MWh.

2.3. Vers un coût complet des EnR électriques ?

Les LCOE des EnR ont fortement baissé, pour atteindre une valeur comparable au LCOE des centrales charbon ou gaz, sans même intégrer de coût au carbone, et bien inférieur à l'estimation qu'on peut faire du LCOE des centrales EPR en construction. Sous toutes les réserves faites au point 1.4 ci-dessus, on pourrait en déduire qu'elles devraient donc s'imposer parmi les moyens à développer, le coût du carbone se généralisant, et améliorant encore leur compétitivité. Les opposants aux EnR non pilotables¹² font valoir au contraire qu'elles engendrent des coûts de gestion du réseau non pris en compte dans le LCOE (point 5 ci-dessus). Dit autrement le LCOE ne permet pas de comparer correctement des énergies qui rendent des services non comparables : à la différence des centrales électriques au charbon, par exemple, certaines EnR (l'éolien et le PV en particulier) ne sont pas pilotables et il est nécessaire de prévoir quand on les insère dans un réseau des moyens complémentaires (réseaux, stockage et back-up).

En toute rigueur, il n'est pas vraiment possible d'affecter à un moyen de production donné de tels coûts. En effet, les gestionnaires de réseau réalisent des optimisations globales offre-demande leur permettant de gérer au mieux possible les aléas (qui sont de multiples natures, tant du côté de l'offre que de la demande d'électricité) et d'anticiper des risques de rupture d'approvisionnement (pour satisfaire les exigences qui lui sont imposées, en France RTE doit garantir une durée de rupture totale inférieure à 3 heures par an en espérance). La flexibilité du réseau et la détermination de ses marges de capacité dépendent donc tout autant des aléas climatiques, du comportement des consommateurs, pas toujours prévisibles, des risques d'arrêt des tranches nucléaires ou fossiles, que de la variabilité des EnR.

Pour autant il est utile de disposer d'une règle simplifiée, ne serait-ce que pour répondre à la question des ordres de grandeur : les coûts supplémentaires que le réseau doit supporter du fait des EnR non pilotables sont-ils de nature à changer complètement les comparaisons ou à simplement les nuancer ? Les réserves exprimées au point 14 sont suffisantes pour ne pas chercher en effet à être plus précis.

Voici un tableau répondant à la question, dans le cas du réseau électrique français à horizon 2025. Ses ingrédients sont issus d'analyses de diverses sources et d'hypothèses sont précisées ci-après – et ouvertes à discussion : en aucun cas nous ne prétendons afficher « la bonne valeur ».

¹² L'hydraulique de barrage est une EnR pilotable : on peut commander sa mise en œuvre. L'éolien et le solaire produisent quand il y a respectivement du vent et du soleil. Elles ne sont pilotables que dans un sens (on peut les déconnecter).

Paramètres (valeurs monétaires en euros 2016)	Eolien terrestre¹³	Eolien maritime	Solaire PV¹⁴
Coût d'investissement (€/kW)	1200	2800 ¹⁵	850
Coûts d'exploitation (€/kW/an)	55	80	25
Production (kWh / kW installé = heures-équivalent)	2300 ¹⁶	3750	1500 ¹⁷
Durée de vie (années)	25	25	30
Taux d'actualisation	5% ¹⁸	7% ¹⁹	5%
Coût de revient intrinsèque (€/MWh)	61	85	54
Puissance garantie²⁰ / puissance installée	10%	20%	0%
Coût de « back-up » (€/MWh)²¹	11	6	19
Coût de raccord /renforcement réseau (€/MWh)²²	7	1	14
Coût de revient total (€/MWh)	79	92	87

On voit qu'à cet horizon le coût de revient « complet » de ces moyens de production est inférieur au coût de l'EPR neuf (qui n'intègre pas les coûts d'accès au réseau). Cette conclusion en ordre de grandeur est intéressante et suffit pour qu'il soit considéré comme nécessaire de l'approfondir. Son domaine de validité est bien précis : un parc électrique donné (le parc français) à un horizon donné (vers 2025), dans les hypothèses de la PPE..

¹³ Les paramètres correspondent à la technologie dite de première génération. Des turbines plus grandes, un peu plus chères (1300 €/kW) mais capables d'une production électrique plus élevée pour un même gisement de vent, devraient être mises en service d'ici 2025 : le coût de revient évalué ici pourrait s'en trouver minoré.

¹⁴ Grande ferme de panneaux photovoltaïques au sol, avec *trackers*. Considéré comme moyen de référence, car c'est la principale technologie prévue dans les développements programmés dans la PPE, loin devant les panneaux en toiture.

¹⁵ Y compris le réseau spécifique pour collecter l'énergie et l'amener à la terre.

¹⁶ Soit une vitesse de vent entre 7 et 7,5 m/s, représentative de sites français assez bien ventés, sans plus.

¹⁷ Moyenne France (Aix-en-Provence : 1700 ; Lille : 1100), légèrement surpondérée vers le sud.

¹⁸ Sous l'hypothèse d'un contrat long terme de vente de l'énergie, on applique un taux d'actualisation à peine supérieur au taux moyen retenu par France Stratégie.

¹⁹ Même hypothèse, mais le taux est majoré pour tenir compte d'un risque industriel plus grand.

²⁰ Puissance minimale sur laquelle on peut statistiquement compter lors des pointes du système électrique.

²¹ On compte comme coût de back-up la différence entre le taux de la ligne précédente et celui d'un moyen thermique (95%), exprimée en kW et valorisée au prix attendu de la capacité (30 €/kW, ce qui semble majorant puisque le prix révélé par le mécanisme de capacité en 2017 est de 10 €/kW), ce coût étant enfin rapporté au nombre de MWh produits par kW installé.

²² Pour le réseau de distribution, investissement de 80 €/kW (pour une ferme éolienne d'une douzaine de MW), de zéro pour l'éolien maritime, de 120 €/kW pour une ferme PV de quelques MW (d'après ENEDIS) ; pour le réseau de transport, investissement d'environ 50 €/kW (d'après le chiffrage RTE de 1 Md€ à investir en réponse aux 19 GW d'EnR qui étaient prévus à l'horizon 2020). Ces coûts sont convertis en annuité (ce qui revient à diviser par dix) puis rapportés à l'énergie produite par kW installé dans chaque filière.