

Références n°44, Novembre 2020

## « LCOE » et coûts à la tonne de carbone évitée

### Quels indicateurs pour éclairer les choix collectifs dans le secteur électrique ?

Les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie placent l'électricité « au cœur des enjeux contemporains de sécurité énergétique<sup>1</sup> », l'électricité étant l'une des rares sources d'énergie dont la consommation croît encore en 2040 au niveau mondial dans le scénario *Développement durable*, dans l'industrie, les bâtiments, et surtout dans le transport du fait des véhicules électriques. Alors qu'actuellement, la part de l'électricité dans la consommation finale totale représente moins de la moitié de celle du pétrole, elle la dépasse d'ici 2040 dans ce scénario.

Il est par ailleurs souligné que la réduction du coût des énergies renouvelables et les progrès des technologies numériques ouvrent d'immenses possibilités pour la transition énergétique, mais créent également de nouveaux dilemmes en matière de sécurité énergétique. La décarbonation de la production du secteur électrique constitue ainsi un élément incontournable de toute politique climatique compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>. Deux échéances sont à articuler à cet égard :

- à *court-terme*, la sortie des équipements très polluants utilisant le charbon offre, dans les pays qui y recourent encore massivement, des opportunités à faible coût d'abattement. La mobilisation de ces gisements nécessite cependant d'accompagner les transitions correspondantes.

- à *l'horizon 2050*, les parcs de production électrique devront être profondément transformés. Les choix qui seront faits en ce domaine détermineront le coût du kWh futur, donc la charge qui devra être supportée par nos économies, en termes de pouvoir d'achat ou de compétitivité, pour atteindre l'objectif de « zéro émission nette en 2050 ». La France n'est pas épargnée, car, si sa production d'électricité est actuellement décarbonée<sup>2</sup>, les conditions dans lesquelles elle le sera en 2050 dépendra, compte-tenu de l'âge du parc électronucléaire en service<sup>3</sup>, des choix de renouvellement qui seront effectués dans la deuxième partie de la décennie actuelle.

Les stratégies nationales bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle des équipements électriques (PPE) ont justement pour fonction d'anticiper et préparer ce type d'échéance. Il s'agit de choix difficiles, avec beaucoup d'incertitudes et de défis industriels à

<sup>1</sup> Cf. World economic outlook, 2020

<sup>2</sup> Cf. figure 1 en annexe

<sup>3</sup> Cf. figure 2 en annexe

prendre en compte, sur les coûts des technologies de production et d'usages de l'électricité. Pour éviter des erreurs qui seraient très dommageables pour notre pays, ces choix doivent être éclairés comme il se doit, par des expertises rigoureuses.

À cet égard, les indicateurs les plus couramment utilisés dans les débats publics sont les coûts à l'électricité produite, dits « LCOE », qui soulèvent toutefois des controverses dans lesquelles le public a beaucoup de mal à s'y retrouver<sup>4</sup>.

Par ailleurs, le rapport Quinet (2019) sur « la valeur de l'action carbone » insiste sur la nécessité d'opérer la décarbonation de l'économie en mobilisant les différents gisements par ordre de mérite. Pour cela, il préconise, dans l'esprit de la fameuse courbe Mac Kinsey<sup>5</sup>, de comparer systématiquement leurs coûts d'abattement aux valeurs de référence qu'il propose, les projets de décarbonation devant être réalisés quand ces coûts d'abattement deviennent inférieurs au « coût social du carbone » qu'il a déterminé en étudiant les stratégies optimales compatibles avec l'objectif visé en 2050.

Si l'on veut donc que les débats publics et les choix politiques qui seront faits sur la base de ces différents indicateurs soient pris en pleine lumière des enjeux, il importe d'être transparent sur leur signification, leur articulation, leur portée et leurs limites. Dans cette perspective, on rappelle ici les notions de coût actualisé du kWh et de coûts d'abattement, les questions auxquelles ceux-ci peuvent répondre et leurs précautions d'emploi.

#### *Définition des coûts actualisés du kWh « LCOE »*

Les coûts actualisés du kWh (Levelized cost of energy ou « LCOE ») visent à prendre en compte l'ensemble des coûts et productions d'un équipement sur sa durée de vie.

À cette fin, « l'actualisation » permet de prendre en compte les horizons différents et l'évolution du contexte, les dépenses et productions aux différentes périodes étant pondérées par des coefficients de pondération reflétant : s'il s'agit d'un calcul pour l'opérateur, ses contraintes de financement, à savoir qu'une recette de 1€ à la date  $t$  ne lui permettra que de rembourser  $1/(1+r)^t$  € du financement mis en place pour réaliser le projet, si  $r$  est son taux d'intérêt ; ou la manière dont la puissance publique accorde du poids au futur si le calcul est « pour la collectivité »,  $r$  désignant alors le taux d'actualisation public, d'autant plus faible que celle-ci s'intéresse aux conséquences à long-terme de ses décisions.

Le coût actualisé correspondant (LCOE) est calculé en rapportant :

- la somme actualisée ( $D$ ) des dépenses d'investissement ( $I$ ), des coûts annuels d'exploitation et de maintenance de l'équipement ( $M_t$ ) et des coûts de combustible ( $\gamma_t$  par kWh) sur sa durée de vie ( $T$ ),

- à la somme actualisée ( $Q$ ), sur cette même période des quantités annuelles de kWh produits ( $q$ ).

Formellement, on a donc :

$$LCOE = D/Q \quad \text{avec}$$

---

<sup>4</sup> Cf. figure 3 en annexe, qui documente les gains d'efficacité réalisés mais conduit à s'interroger sur le sens des comparaisons dites de « parité réseau » (« pourquoi faudrait-il subventionner des énergies plus compétitives apparemment ? »)

<sup>5</sup> Cf. figure 4 en annexe

$$\begin{cases} D = I + \sum_{t=1}^T \frac{M_t + \gamma_t q_t}{(1+r)^t} \\ Q = \sum_{t=1}^T \frac{q_t}{(1+r)^t} \end{cases}$$

Cette formule serait celle d'un propriétaire louant son équipement pour un usage de quantité  $q_t$  chaque année, pour un prix constant égal au LCOE. Un propriétaire louant son logement ou un banquier finançant l'achat d'un logement fait ce type de calcul pour un loyer, avec une quantité  $q_t$  constante égale ici à 1. Pour l'utilisateur, le coût de son énergie dépend du "service rendu", i.e. de la courbe de charge infra-annuelle des  $q_t$ , différente entre moyens de production : pour le consommateur d'électricité raccordé au réseau, sa consommation  $q_t$  n'est pas associée à un type d'équipement de production, son "LCOE" n'est donc pas celui de tel ou tel équipement donné ; seul un consommateur 100% autarcique ("off-grid") équipé d'un groupe électrogène pourrait faire ce calcul, mais celui-ci supporterait un coût final beaucoup plus élevé que celui de son accès au réseau.

#### *Application à la comparaison d'équipements classiques : multiplicité des LCOE*

L'objectif est de fournir ainsi des indicateurs pour comparer la compétitivité des différentes technologies de production d'électricité sur des bases cohérentes. À cet égard, l'intérêt de l'approche est qu'elle permet potentiellement d'intégrer tous les coûts associés à la mise en œuvre d'un équipement sur sa durée de vie, les aspects liés à cette dimension intertemporelle étant pris en compte sur des bases économiques. Par ailleurs, les résultats sont exprimés en termes simples d'euros ou \$ par kWh ou MWh, ce qui facilite les discussions et la prise de décision.

Pour autant, des écarts de LCOE ne signifient pas nécessairement que tel type d'équipement doive être privilégié par rapport à tel autre. Pour cela, il faut s'assurer d'abord que les calculs sont effectués sur des bases comparables, en termes de service rendu, de taux d'actualisation, de prix du risque, de coûts des différents facteurs de production, de périmètre de coûts pris en compte...

Par ailleurs, pour un même équipement, les LCOE différeront selon que l'on se place du point de vue de l'opérateur, qui ne considère que les coûts et risques qu'il supporte directement, ou de celui de l'intérêt pour la collectivité, qui doit intégrer les coûts sociaux associés, notamment les émissions de gaz à effet de serre<sup>6</sup>, et apprécier aussi les risques du point de vue de la collectivité.

Enfin, il faut que les comparaisons fassent sens par rapport aux conditions d'utilisation des équipements. À cet égard, les LCOE permettent effectivement de comparer des technologies « classiques » pilotables, dispatchables et aptes à fournir une puissance garantie, pour des conditions d'utilisation données.

---

<sup>6</sup> Pour une synthèse de l'état de l'Art en ce domaine Cf. « De l'évaluation des coûts sociaux à leur internalisation, valeurs de référence », in « Un pacte fiscal écologique pour accélérer la transition écologique et solidaire », CEDD, 2018

En effet, ce type d'équipement permettant de fournir n'importe quelle production ne dépassant pas son niveau de puissance, il n'y a pas un LCOE unique mais une multiplicité, différant en fonction des quantités annuelles qui seront effectivement produites. Les LCOE correspondants sont décroissants avec la durée d'appel annuelle, une durée plus élevée permettant de mieux répartir les coûts fixes d'équipement et de maintenance.

Sachant que les équipements sont appelés à chaque instant par ordre de mérite, en utilisant prioritairement ceux qui ont les coûts de combustibles les plus faibles, la construction du parc optimal consiste alors à identifier les équipements aux coûts complets (investissements inclus) les plus compétitifs, selon qu'ils devront fonctionner en base, semi-base ou seulement à la pointe. Pour chaque niveau de durée d'appel, il convient de sélectionner le type d'équipement dont les dépenses actualisées ( $D$ ) sont les plus faibles. Comme l'analyse porte alors sur des équipements caractérisés par le même profil de productions infra-annuelles actualisées, la comparaison des LCOE fournit dans ce cas la même hiérarchie de compétitivité des technologies que celle des dépenses actualisées, ce dernier constituant cependant le critère premier. Cette hiérarchie différera en général selon la durée d'appel considérée, les moyens à faibles coûts fixes étant privilégiés pour couvrir les besoins de pointe, et ceux à faibles coûts de combustible la fourniture de la base.

### *Quel sens pour le LCOE des énergies renouvelables variables (ERV) ?*

Certes, on peut aussi calculer un LCOE avec la formule précédente pour un équipement renouvelable intermittent. Le calcul est même simplifié puisqu'il n'y a pas de coûts de combustible à prendre en compte. Le problème est que ce calcul n'a pas de signification évidente pour orienter les choix de mix électrique. En effet, tel quel, il ne fournit pas de base de comparaison de compétitivité avec des équipements classiques, qui, eux, fournissent avec davantage de certitude de l'électricité aux heures les plus chargées.<sup>7</sup>

En effet, on ne peut ignorer les coûts qui découlent de la nécessité d'ajuster les réseaux et leur gestion de façon à assurer en permanence l'équilibre offre-demande. À cet égard, on distingue habituellement<sup>8</sup> :

- Les coûts additionnels de réseaux ; pour raccorder les énergies décentralisées, il faut étendre ou modifier le réseau de transport et de distribution ; les coûts associés peuvent être significatifs (même aujourd'hui, le coût des réseaux représente environ 50% du coût de l'électricité).
- Les coûts dit d'adéquation ou de "backup" ; il faut être certain que la demande est satisfaite à tout moment – même lors d'une pointe hivernale lorsque le soleil est couché et que le vent ne souffle pas ; l'utilisation de renouvelables variables nécessite donc de mettre en place des réserves de stockage ou de production, qui ont elles-mêmes un coût.

---

<sup>7</sup> La certitude n'est pas absolue : la disponibilité des moyens dispatchables peut varier dans le temps, mais dans des proportions largement inférieures à celles des ERV.

<sup>8</sup> cf. « l'évaluation économique des scénarios énergétiques », CEDD, 2013, notamment la contribution de R.Crassous et F.Roques

- Les coûts d'équilibrage (ou de "ramping") qui conduisent, à travers la gestion au jour le jour des centrales, à monter ou descendre en charge afin d'assurer la stabilité du réseau à tout moment.

Pour que le calcul d'un LCOE prenne sens à propos d'équipements dont la production est incertaine, il faut donc sécuriser cette offre par des backups appropriés. De plus, il faut apprécier la valeur de l'électricité produite dans le cas des ERV. En effet, si celle-ci permet, sous réserve d'avoir été sécurisée, de modifier l'usage du parc classique, voire en réduire certaines capacités, elle ne permet pas en général de supprimer « un » équipement classique identifié, les profils de production des ERV étant sensiblement différents.

La valeur de l'électricité fournie est donc déterminante, et très variable selon qu'elle intervient à la pointe ou aux heures creuses, ce qu'ignore le calcul LCOE. Cette variabilité des impacts vaut aussi pour le bilan carbone. Si le cas où l'électricité a un prix négatif est extrême, en termes d'inutilité, il importe donc d'examiner plus généralement comment l'électricité produite contribuera ou non à la pointe ; et se substituera à de l'énergie fossile ou à des moyens décarbonés.

De plus, ces impacts sur le système électrique doivent être évalués aux différents horizons. En effet, les « coûts de l'intermittence » augmentent avec le taux de pénétration des sources intermittentes. Par ailleurs, le bilan carbone pourrait être affecté par le retrait anticipé d'équipements décarbonés devenus non rentables du fait de la réduction de leur durée d'utilisation. En d'autres termes, ce n'est pas une comparaison de LCOE qui permet d'apprécier la valeur pour la collectivité de l'introduction de sources intermittentes mais un bilan différentiel net actualisé de dépenses, à partir d'une analyse précise et optimisée des coûts et économies permises pour le système électrique.

De fait, les LCOE calculés usuellement ne cherchent pas à répondre à la question de l'intérêt pour la collectivité, mais seulement, « ayant supposé que le projet doit être réalisé (i.e. a été justifié par ailleurs) et qu'il sera subventionné par une aide uniforme au kWh », à en dimensionner le montant. Mais, dans ce cadre, le lien entre niveau des externalités à corriger (CO<sub>2</sub> évité, innovation...) qui fonde la politique de développement des renouvelables et le montant des subventions en sus des rémunérations de marché est ignoré.

### *Coûts de la tonne de carbone évitée et LCOE*

Dans la mesure où la transformation des systèmes électriques est motivée par la nécessité de leur décarbonation, la comparaison de compétitivité des différentes technologies doit prendre en compte explicitement cette dimension. À cette fin, le rapport « Quinet »<sup>9</sup> préconise d'intégrer dans les coûts actualisés des différentes technologies, le coût des émissions de gaz à effet de serre qu'elles induisent, valorisées avec le coût de référence proposé. Il suggère de calculer systématiquement des coûts d'abattement à la tonne de carbone évitée, pour apprécier la priorité relative à donner aux différentes actions de décarbonation de l'économie, et objectiver ainsi les débats sur les stratégies en ce domaine<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> « La valeur de l'action carbone », France Stratégie, 2009

<sup>10</sup> Donc SNBC,PPE...Le groupe de travail présidé par P.Criqui à France Stratégie a engagé ce travail.

Par définition, on entend par coût d'abattement la valeur du carbone ( $\tau$ ) qu'il faut admettre pour justifier la réalisation d'un projet visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, à la date envisagée de sa mise en service.

S'agissant du choix entre deux types d'équipements classiques fournissant une puissance garantie et destinés à avoir une même durée d'appel donnée, on peut déduire cette valeur de : la comparaison des LCOE calculés sous cette condition (sans prendre en compte la valeur des émissions induites), l'écart ( $\Delta(LCOE)$ ) reflétant le surcoût actualisé du kWh moins polluant ; et de l'écart de taux d'émissions carbone par kWh des deux technologies<sup>11</sup> ( $\Delta(e)$ ). Toutefois, il y a une complication car la règle pour l'actualisation du carbone est spécifique.

En effet, si l'on se place dans une logique de budget carbone à ne pas dépasser à l'horizon 2050, le fait qu'une tonne de carbone soit émise (par exemple) en 2025 ou 2030 n'a pas d'importance, toutes choses égales par ailleurs. Dès lors, le prix relatif du carbone en € constants croît ainsi au cours du temps, comme le taux d'actualisation réel (règle de Hotelling<sup>12</sup>) ou, dit autrement, il n'y a pas lieu d'affecter des coefficients d'actualisation aux impacts carbone, ce qui conduirait à en relativiser les enjeux à long-terme. Si l'on note  $N$  le nombre total (non actualisé) de kWh produits par l'équipement, on a alors :

$$\tau = \left(\frac{N}{Q}\right) \left[\frac{\Delta LCOE}{|\Delta e|}\right]$$

Évidemment, cette formule ne vaut que si le choix est effectivement entre deux technologies pour lesquelles la comparaison des LCOE fait sens. Sinon, il faut revenir à la définition, c'est-à-dire au bilan (coûts, bénéfices) actualisé des impacts qu'aurait la réalisation du projet, par rapport au scénario contrefactuel. Il faut cependant que les bilans correspondants prennent en compte la règle spécifique pour l'actualisation du carbone.

L'explicitation de ce contrefactuel et la justification des économies réalisées est évidemment cruciale pour que le coût d'abattement ne soit ni surestimé, ni sous-estimé. Ceci implique notamment l'intégration des coûts de l'intermittence et l'évaluation précise des tonnes de carbone évitées. Plus généralement, l'enjeu de l'analyse coûts-bénéfices étant d'éclairer les choix, il importe que celle-ci soit menée avec le souci de documenter les différents coûts, les incertitudes associées de manière à définir des stratégies servant la sécurité énergétique, et identifier leurs conditions de succès, sur les plans climatiques et industriels.

---

<sup>11</sup> Par exemple -0.6 tCO<sub>2</sub>/MWh si l'on remplace du charbon (1t) par du gaz (0,4t).

<sup>12</sup> Le rapport Quinet s'écarte de cette règle en imposant plus de progressivité dans la trajectoire des efforts de décarbonation, le prix initial du carbone étant réduit et, corrélativement, le rythme d'accroissement du prix relatif du carbone plus rapide encore que le taux d'actualisation.

## Annexes : faits stylisés rappelés en introduction

Figure 1. Émissions de CO<sub>2</sub> du mix actuel

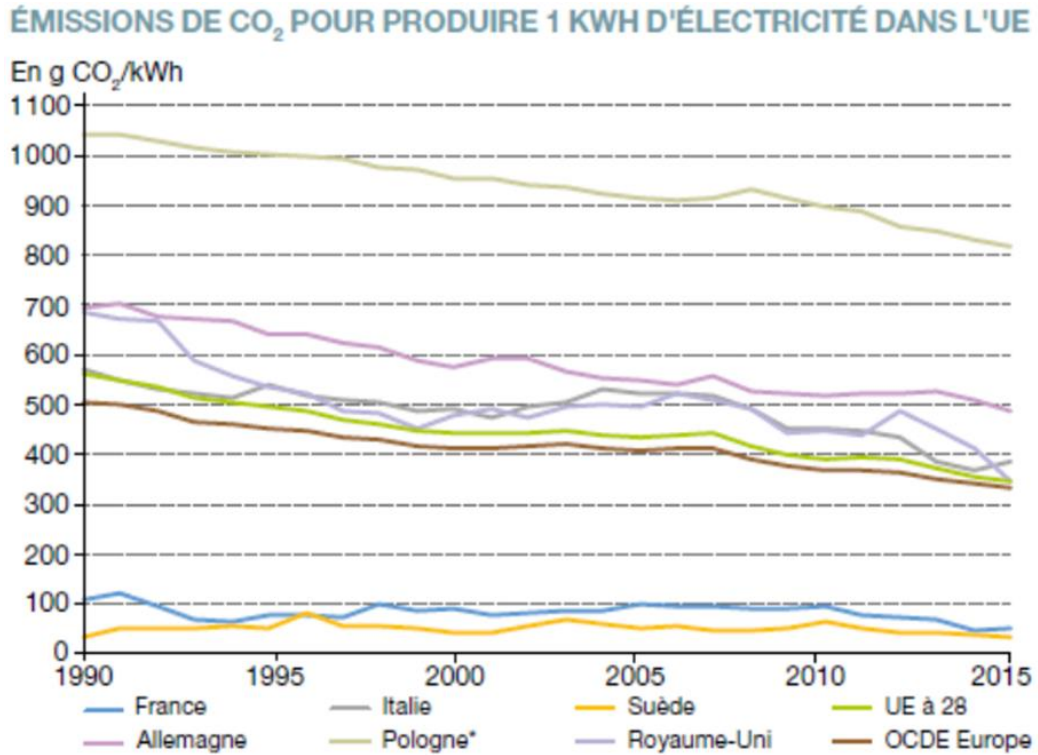


Figure 2. Agenda de renouvellement du parc selon les hypothèses

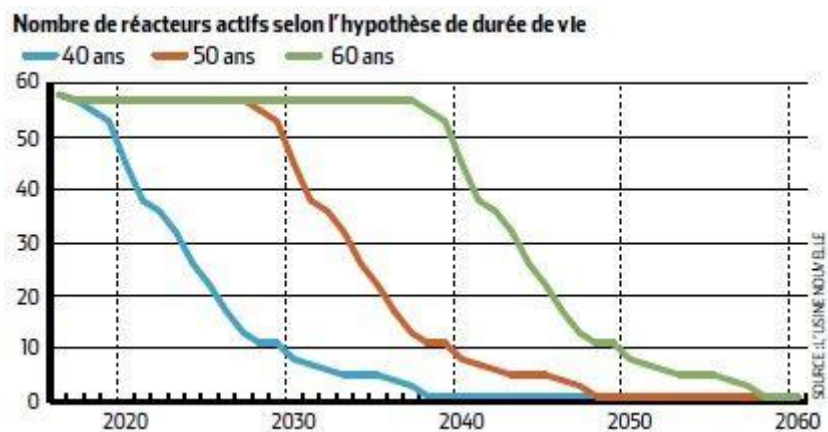




Figure 3. Exemple de « LCOE »

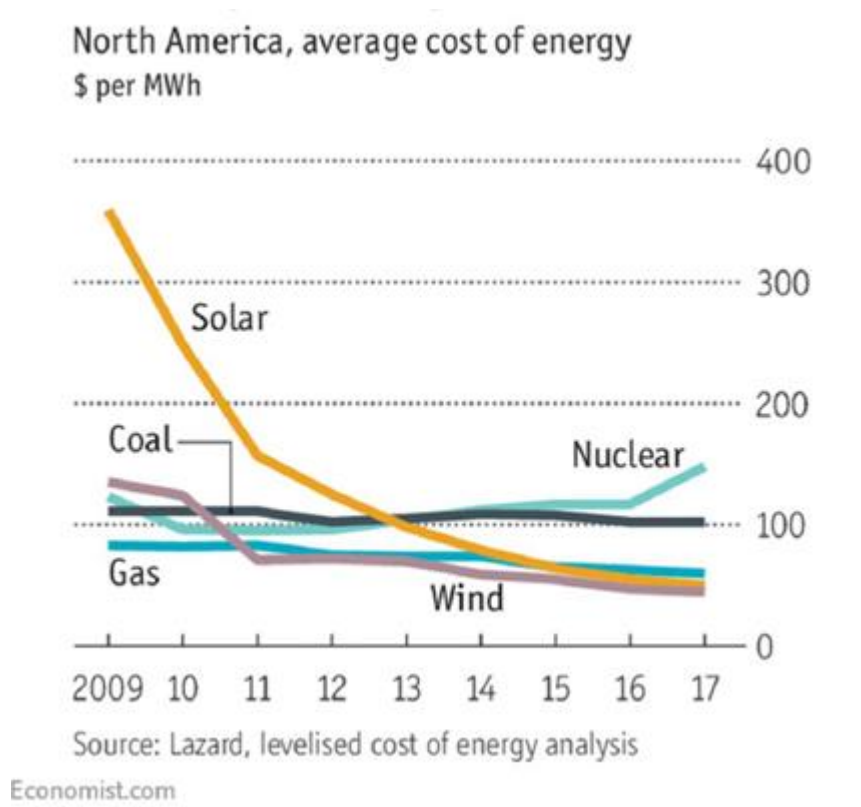


Figure 4. Courbe de MacKinsey

