

Analyse micro-économique de l'intégration des EnR électriques intermittentes dans un système de production électrique

Par Fabrice DAMBRINE

Ingénieur général des Mines, président de section au Conseil général de l'Économie, Conseiller d'État en service extraordinaire

Les politiques publiques menées depuis une vingtaine d'années en France et en Europe conçoivent essentiellement la transition électrique comme le remplacement de centrales thermiques (à combustibles fossiles et nucléaire) par de nouveaux moyens de production renouvelables, essentiellement éoliens et photovoltaïques. La question est donc de savoir jusqu'où l'on peut aller dans la pénétration de ces moyens de production dans le mix électrique sans remettre en cause les fondements de la politique énergétique que sont la sécurité d'approvisionnement électrique, l'accès à l'électricité à un coût raisonnable et la protection de l'environnement. Si l'on aborde la question au premier degré, c'est-à-dire uniquement en termes de coûts de production des MWh, on est tenté de croire que la transition électrique se fera naturellement, puisque les coûts de production de l'électricité éolienne et photovoltaïque baissent régulièrement, jusqu'à devenir aujourd'hui compétitifs par rapport à ceux des autres moyens de production. Mais ce serait oublier la limite physique intrinsèque de ces productions, à savoir qu'elles sont fatales et non pilotables. En sorte que pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique, il faudra toujours conserver « en réserve » des installations pilotables capables de répondre à la demande des consommateurs.

L'objet de cet article, qui s'inspire d'une étude menée en 2017 par le Conseil général de l'Économie ⁽¹⁾, est d'objectiver les avantages et les limites de ces nouveaux moyens de production d'électricité et d'examiner les conditions de leur rentabilité économique.

Des moyens de production d'électricité pilotables et d'autres non pilotables

On n'y pense pas toujours, mais quand on veut utiliser de l'électricité, on ne demande pas de l'énergie (kWh), mais de la puissance (kW). Cette distinction est fondamentale pour comprendre l'équilibre d'un système électrique : quand on presse un interrupteur, quand on monte dans un train, dans un métro ou même dans un ascenseur, quand on branche un grille-pain ou une machine à laver, quand on a besoin de son radiateur ou de son climatiseur, quand on veut que les usines produisent ou quand on va se faire soigner à l'hôpital, on s'attend tous, sans en être réellement conscients, à ce que quelque part dans le système

électrique, un petit bout de centrale électrique entende notre appel et réponde instantanément : « PRÉSENT, voici la puissance demandée ! »

En pratique, tout système de production électrique comprend désormais des installations pilotables ⁽²⁾, dont on peut augmenter ou diminuer sur commande la puissance électrique, et des installations intermittentes non pilotables ⁽³⁾, dont la puissance fournie est tributaire du vent ou du soleil. Mais il n'y a évidemment aucune raison

(1) « Transition électrique : quelle place pour les EnR non pilotables (éolien et photovoltaïque) ? De 75 à 50 % de nucléaire : quelles conséquences ? », étude réalisée dans le cadre du thème de l'année 2017 de la section « Innovation, compétitivité et modernisation » sur le coût économique de la transition électrique, Fabrice Dambrine, rapporteur.

(2) Moyens de production pilotables : centrales hydrauliques à réservoir (y compris stations de transfert d'énergie par pompage - STEP) ; turbines à combustion (TAC) ; centrales à gaz à cycle combiné (CCG) ; centrales nucléaires ; centrales à charbon ou au fioul ; etc.

pour que les productions des installations intermittentes coïncident à tout instant avec la puissance demandée par les consommateurs. Aussi, tant que l'on ne saura pas maîtriser le stockage de l'électricité à grande échelle, ce qui n'est pas encore le cas aujourd'hui, des installations pilotables devront assurer l'équilibre offre-demande en adaptant en permanence leur propre production à la demande d'électricité des consommateurs diminuée de la production fatale des sources intermittentes ; sauf, bien sûr, à accepter des coupures d'électricité en attendant le retour de la production des sources intermittentes, comme au temps de la marine à voile où l'on devait attendre que le vent se lève pour appareiller. Je crains toutefois que les Français n'y soient pas tous prêts.

Avantages et limites des EnR intermittentes

En termes économiques, le principal avantage des EnR intermittentes est qu'elles affichent un coût de production marginal nul, puisque l'eau, le vent et le soleil sont gratuits à l'inverse du charbon, du pétrole, du gaz ou de l'uranium qui sont nécessaires à l'alimentation des centrales thermiques pilotables. Il est donc logique de donner la priorité aux EnR sur les autres moyens de production, et c'est bien ce qui se fait en pratique !

Mais, contrairement à une idée souvent répandue, les sources non pilotables, comme l'éolien ou le photovoltaïque, peuvent aussi connaître des variations de production très importantes et très rapides en fonction des conditions météorologiques : situation anticyclonique qui limite la production éolienne parfois à quelques pourcents du nominal, nuages qui limitent la production photovoltaïque (sans parler des variations de la durée du jour suivant les saisons). Bien entendu, plus le réseau interconnecté sera géographiquement étendu, et moins les fluctuations de production seront grandes, mais il n'en demeure pas moins qu'il restera des limites physiques infranchissables⁽⁴⁾.

On voit immédiatement à la lecture de la Figure 1 (voir la Figure ci-contre) que dès lors que la production fatale d'EnR intermittente est complètement dé-corrélée de la fluctuation de la demande d'électricité, cela demande un

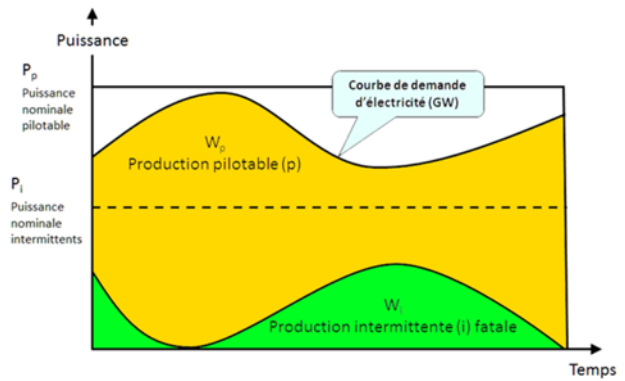


Figure 1 : Schématisation de l'équilibre offre-demande de puissance électrique en temps réel.

effort de pilotage accru pour les installations pilotables qui doivent assurer le bouclage de l'équilibre offre-demande.

La production éolienne peut varier considérablement et brutalement en fonction de la météo

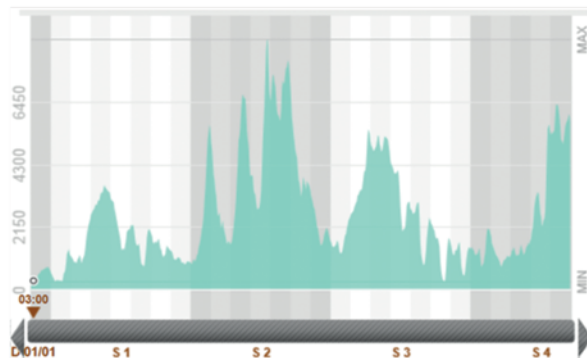
Les deux graphiques suivants (voir la Figure 2 ci-après) tirés des relevés de RTE donnent la variation de la production électrique fournie par l'ensemble des éoliennes en France au cours des mois de janvier et de septembre 2017.

Sans faire de longs commentaires, on constate immédiatement sur ces deux mois, qui n'ont rien de particulier, l'extrême variabilité de la production éolienne ainsi que le rythme extrêmement rapide des variations bien que la France ait la chance de bénéficier de plusieurs régimes de vent dont on pourrait penser qu'ils se compensent : en septembre 2017, sur quelques jours, la puissance

(3) Moyens de production non pilotables mais interruptibles : capteurs photovoltaïques qui dépendent de l'ensoleillement (nuit, nuages, flux solaire plus faible au Nord qu'au Sud, durée d'ensoleillement plus faible l'hiver que l'été, etc.) ; éoliennes qui dépendent de la force du vent ; hydraulique au fil de l'eau qui dépend du débit du cours d'eau (mais moins fluctuant et moins aléatoire).

(4) Il y a, par exemple, chaque jour des périodes de plusieurs heures pendant lesquelles il fait nuit sur l'ensemble de la plaque européenne et donc pendant lesquelles il n'y a pas de production photovoltaïque en Europe.

Eolien France – janvier 2017
Min 294 MW (2,5 % nominal) – Max 8 720 MW (75 % nominal)



Eolien France – septembre 2017
Min 196 MW (1,7 % nominal) – Max 9 455 MW (81 % nominal)

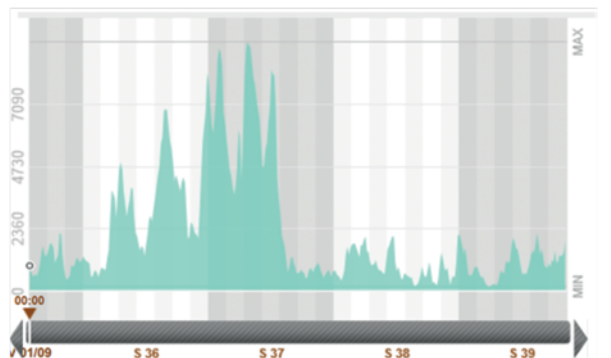
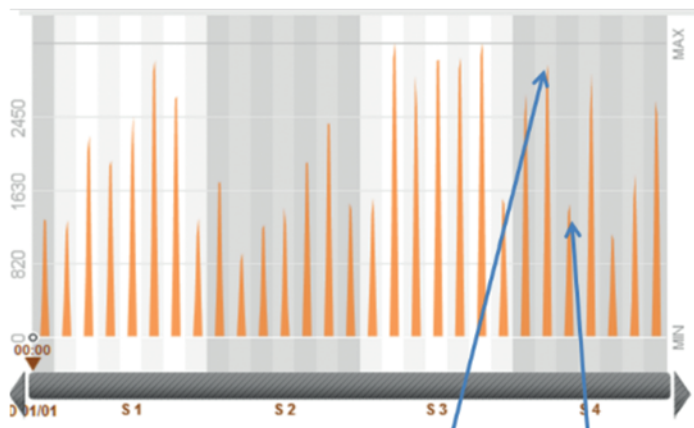


Figure 2.

PV France – janvier 2017
 Min 0 (nuit) – Max 3 395 MW (50 % nominal)



Influence de la nébulosité

- 26 janvier : max 2 978 MWe (13h30)
- 27 janvier : max 1 213 MWe (13h00)

Figure 3.

électrique effectivement fournie par l'ensemble des éoliennes en France a varié entre 1,7 % de la puissance nominale, autrement dit quasiment zéro (196 MW), et 81 % de la puissance nominale (9 455 MW), soit un rapport de 1 à 48 ! On observe les mêmes phénomènes avec d'autres relevés de production, ce qui démontre qu'en réalité, on ne peut pas compter sur un foisonnement des vents qui garantirait en permanence une puissance minimale.

La production photovoltaïque est très sensible à la nébulosité

En reprenant les relevés de RTE de janvier 2017, on peut aussi aisément constater que la production d'électricité photovoltaïque peut considérablement varier d'un jour à l'autre, alors même que la durée du jour et la hauteur du soleil sont quasiment identiques : par exemple, la puissance photovoltaïque maximale du 26 janvier 2017 (voir la Figure 3 ci-dessus) a été de 2 978 MW, alors que le lendemain elle n'a été que de 1 213 MW (soit moins 60 %).

Des « monotones » caractéristiques pour les EnR intermittentes

Une autre manière d'illustrer cette variabilité de la production éolienne ou photovoltaïque par opposition à des productions pilotables comme l'électricité nucléaire, est de tracer la « monotone » de puissance⁽⁵⁾ sur une année, ce qui permet de visualiser le nombre d'heures de l'année considérée pendant lesquelles la puissance de production a été supérieure ou inférieure à une puissance donnée. On constate ainsi que le photovoltaïque ne produit pas pendant plus de la moitié de l'année (notamment la nuit) et que la puissance éolienne a été en 2017 inférieure à 20 % de la puissance nominale installée pendant 60 % de l'année, inférieure à 10 % de la puissance nominale installée pendant 27 % de l'année et inférieure à 5 % pendant 9 % de l'année⁽⁶⁾.

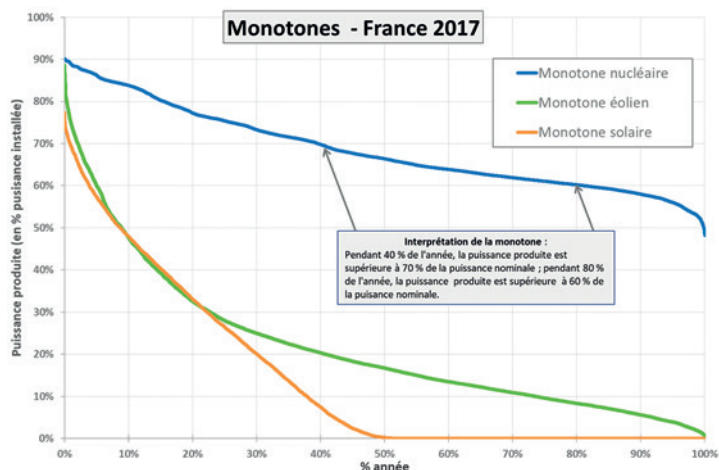


Figure 4.
 Source : Données RTE (calculs de l'auteur).

Par nature les installations non pilotables ne peuvent pas se substituer aux installations pilotables. Elles peuvent en revanche servir à les effacer quand les conditions météorologiques le permettent

Par conséquent, et ce quelle que soit la puissance installée et même en disposant de machines réparties sur

(5) La monotone de puissance est la courbe construite à partir du relevé des puissances au fil de l'année (par pas de temps constants, en général horaire ou semi-horaire), en les réordonnant suivant une suite décroissante.

(6) L'aire située sous la monotone est proportionnelle à l'énergie électrique produite dans l'année par l'installation considérée. Rapportée à ce qu'aurait été l'énergie théoriquement produite si l'installation avait fonctionné continuellement à puissance nominale, on aboutit à ce que l'on nomme le facteur de charge de l'installation qui donne pour les installations non pilotables le potentiel maximum de production. En 2017 (source : RTE – Bilan électrique France, 2017), le facteur de charge des installations photovoltaïques a été de 14,9 %, celui des installations éoliennes de 21,6 % et celui des installations nucléaires (pilotables) de 68,6 %.

tout le territoire, les systèmes éoliens ou photovoltaïques ne pourront jamais garantir un minimum de puissance en dessous duquel on ne descendrait jamais. Compte tenu également du fait que leurs productions, directement liées aux vents et au soleil, n'ont aucune raison de coïncider avec les demandes de puissance des consommateurs, on doit en conclure que, par nature, les installations de production éolienne et photovoltaïque ne peuvent pas se substituer à des moyens de production pilotables.

En revanche, elles peuvent relayer les autres moyens de production pilotables qui s'effaceront dès que les conditions météorologiques locales du moment leur permettront de produire de l'électricité, et permettre ainsi au système électrique dans son ensemble de bénéficier de leurs atouts : un coût marginal de production nul et une production électrique décarbonée.

Coûts de production d'un système électrique comportant des installations pilotables et des installations non pilotables

Cas d'une unité de production électrique seule

La puissance de production électrique sera, sauf exception, exprimée en MW et la production (énergie) en MWh.

L'unité de temps sera par conséquent l'heure, et l'année sera égale à 8 760 heures (365 j x 24 h).

Notations :

P : puissance nominale de l'installation ;

C_{fixes} : coûts fixes d'une installation de production d'électricité sur une période T ;

I : montant de l'investissement initial de l'installation (€) ;

D : durée d'exploitation de l'installation (années) ;

r : taux d'actualisation (%) ;

K : coût annuel du capital (« CAPEX ») exprimé en €/an ;

FF : frais fixes de fonctionnement de l'installation (« OPEX ») exprimés en €/an ;

T : période considérée, une année par exemple ;

$a = \frac{C_{fixes}}{PT} = \frac{K+FF}{PT}$, coûts fixes annuels de l'installation rapportés à 1 MWh produit (exprimé en €/MWh/an) en supposant la production comme étant conventionnellement égale à la production nominale (production « en ruban » à la puissance nominale). Il s'agit des coûts du capital, des salaires du personnel, de la maintenance, des loyers, des taxes fixes, etc., sur une période donnée (une année, par exemple) ;

La parabole de la famille Martin

La famille Martin habite une maison équipée d'un chauffage au gaz moderne qui adapte en permanence sa puissance de chauffe aux conditions extérieures afin de maintenir une température constante dans la maison : plus il fait froid dehors, plus la chaudière chauffe ; quand le temps se réchauffe, la chaudière ralentit.

Par de belles journées d'hiver, très froides mais bien ensoleillées, les Martin constatent cependant que le soleil rentre par les fenêtres réchauffe les pièces et que les radiateurs tiédissent, et même parfois s'arrêtent, allégeant d'autant leur facture de gaz. Vont-ils pour autant supprimer leur installation de chauffage et se reposer sur le seul soleil pour se chauffer ? À l'évidence, non : il n'y a pas de soleil la nuit (et les nuits sont souvent froides en hiver) ; et quand le temps est nuageux, le soleil ne peut pas prendre le relais de la chaudière.

Mais les Martin se disent aussi qu'en remplaçant leurs fenêtres par de grandes baies vitrées (ou en installant sur une partie de leur toit des surfaces vitrées), ils pourront mieux profiter de la chaleur gratuite du soleil (quand il y en a) et réduire encore plus leur consommation de gaz. En économistes avisés, les Martin vont donc mettre en balance le coût du changement de leurs fenêtres avec les économies de gaz qu'ils pourront réaliser. Ils compareront le coût du remboursement de l'emprunt qu'ils devront contracter pour faire changer leurs fenêtres avec les économies de gaz que leur nouvel aménagement leur permettra de faire. Si le bilan financier est négatif, malgré leur conscience écologique (en réduisant leur consommation de gaz, les Martin savent bien qu'ils rejettent moins de CO_2), il est probable qu'ils renonceront à leur projet. Si le bilan financier est positif, les Martin appelleront rapidement un entrepreneur pour réaliser les travaux. Mais se posera alors la question de savoir jusqu'où il faut augmenter les surfaces vitrées, car les Martin ne veulent pas se retrouver dans une situation où il y aurait tellement de soleil qui réchaufferait la maison que, même le chauffage arrêté, la température intérieure de la maison deviendrait telle qu'il faudrait fermer les stores ou ouvrir les fenêtres : ce serait un gaspillage au regard d'un investissement surdimensionné par rapport aux besoins.

On remarquera, enfin, que même si, dans quelques années, les Martin sont dans l'obligation de remplacer leur chaudière devenue trop vieille, par exemple par une pompe à chaleur, leur raisonnement restera le même : ils compareront toujours le coût de l'augmentation de leurs surfaces vitrées avec les économies de combustible qu'ils pourront réaliser, et non pas avec l'économie qu'ils pourraient réaliser en ne remplaçant pas leur chaudière, puisqu'ils en auront toujours besoin la nuit et les jours sans soleil.

Dans cette parabole, la chaudière des Martin peut être assimilée aux centrales électriques pilotables, et les baies vitrées aux centrales électriques non pilotables (EnR intermittentes).

m : coût marginal de production de 1 MWh : coût du combustible, taxe carbone, frais variables, etc. (exprimé en €/MWh). Avec une production hydraulique, éolienne ou photovoltaïque, m peut être considéré comme pratiquement nul ;

W : production totale d'électricité sur la période considérée (exprimée en MWh) ;

$x = \frac{W}{PT}$: facteur de charge, c'est-à-dire, par définition, le rapport entre l'énergie effectivement produite par une installation pendant une période T et l'énergie qu'elle aurait théoriquement pu produire en fonctionnant en permanence à sa puissance nominale pendant la même période ;

c : coût moyen de production de 1 MWh (exprimé en €/MWh) ;

$MWh\text{-th}$: mégawatts.heures thermiques (énergie thermique) ;

Les coûts fixes de production comprennent notamment :

- Le coût du capital installé (K) : ce coût dépend du montant de l'investissement initial, de la durée de vie de l'installation et du taux d'actualisation retenu (rentabilité attendue du capital investi). Il peut être évalué par la méthode LCOE⁽⁷⁾ ;
- Les autres frais de fonctionnement fixes (FF) : salaires du personnel, coûts de maintenance de l'installation, loyers, impôts et taxes non directement liées à la production.

Les coûts variables (coûts marginaux) comprennent, notamment :

- Le coût du combustible (s'il y en a) utilisé pour la production d'électricité : charbon, gaz, fioul, biomasse, uranium, etc. ;
- Les taxes directement liées au volume d'électricité produit, la taxe carbone, par exemple ;
- Les frais de maintenance directement liés à la production, comme le coût de remplacement des pièces d'usure.

Le coût total de production de W MWh sur la période T est égal à :

$$C = C_{fixes} + \int_0^T m(t)p(t)dt, \rho(t) \text{ étant la puissance instantanée de l'installation avec } W = \int_0^T p(t)dt$$

Si l'on suppose m constant sur la période - hypothèse que nous retiendrons dorénavant pour simplifier les raisonnements sans en remettre en cause la validité⁽⁸⁾ -, on arrive à :

$$C = C_{fixes} + m \int_0^T p(t)dt = C_{fixes} + mW = aPT + mW = PT(a + mx) ;$$

relation (1)

Le coût de production de 1 MWh sur la période sera, quant à lui, égal à⁽⁹⁾ :

$$c = \frac{C}{W} = \frac{aPT}{W} + m = \frac{a}{x} + m ; \text{ relation (2)}$$

Plus le facteur de charge d'une installation sera élevé, c'est-à-dire plus l'installation produira dans l'année, et plus le coût moyen de production de 1 MWh sera bas, et ce quel que soit le coût marginal de production. Pour les installations

éoliennes ou photovoltaïques, le coût moyen de production est inversement proportionnel au facteur de charge et on rentabilisera d'autant mieux ces installations qu'elles seront installées en des lieux où il y a plus de vent ou plus de soleil.

Cas d'un système électrique comportant n installations de production

Si le système électrique est constitué de n installations de production qui produisent au total W MWh, les relations (1) et (2) se généralisent aisément :

- pour la première, dans la relation (3) suivante :

$$C = \sum_1^n a_k P_k T + \sum_1^n m_k W_k = T \sum_1^n P_k (a_k + m_k x_k)$$

avec $W = \sum_1^n W_k = T \sum_1^n P_k x_k$

- et la seconde dans la relation (4) ci-dessous :

$$c = \frac{C}{W} = \sum_1^n \frac{P_k}{\bar{P}} (a_k + m_k x_k) = \frac{1}{\bar{P}} \sum_1^n P_k c_k x_k \quad \text{avec} \quad \bar{P} = \frac{W}{T}$$

- c_k étant le coût moyen de production de l'unité « k » pendant l'année ; c_k varie en fonction de la sollicitation de l'unité « k » (x_k), et du coût marginal de production (m_k) ;
- \bar{P} représente la puissance moyenne fournie par le système électrique pendant l'année (T).

Cas d'un système électrique comportant des installations pilotables et des installations non pilotables

- On indexe par « p » le système pilotable et par « i » le système (intermittent) non pilotable ;
- La production globale du système est égale à W qui correspond à la somme des productions de la partie pilotable W_p et de la partie intermittente W_i . On a : $W = W_p + W_i$

En reprenant la relation (3), on peut écrire⁽¹⁰⁾ :

$$C = a_p P_p T + a_i P_i T + m_p W_p + m_i W_i = P_p T (a_p + x_p m_p) + P_i T (a_i + x_i m_i) ; \text{ relation (5)}$$

Ce coût global est à comparer au coût de référence correspondant à une demande électrique qui serait satisfaite

(7) Coût du capital évalué selon la méthode LCOE (Levelized Cost of Energy) : cette méthode suppose que le coût annuel du capital K (supposé constant) doit être tel que l'investissement initial « I » soit égal à la somme des « K » actualisés au taux « r » sur la durée « D » de l'investissement, ce qui donne :

$$I = \sum_{i=1}^{D} \frac{K}{(1+r)^i} = \frac{K}{1+r} \sum_{i=0}^{D-1} \frac{1}{(1+r)^i} = \frac{K}{1+r} \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^D}}{1 - \frac{1}{1+r}} =$$

$$K \frac{(1+r)^D - 1}{r(1+r)^D}, \text{ soit } K = I \frac{r(1+r)^D}{(1+r)^D - 1}$$

(8) Il suffit de réduire, toutes choses égales par ailleurs, la période T à une durée suffisamment courte pour pouvoir considérer que $m(t)$ est constant sur ladite période.

(9) Plus le facteur de charge est élevé, et plus le coût moyen de production est faible, puisque l'on utilise de façon optimale l'installation.

(10) Pour simplifier la présentation du raisonnement sans en remettre en cause le principe, on globalise dans un premier temps, de façon distincte, les systèmes pilotables et les systèmes non pilotables ; mais rien n'interdirait de généraliser les équations (5), (6) et (7), comme nous l'avons fait avec les équations (3) et (4).

par les seuls moyens pilotables (c'est-à-dire sans qu'ils soient appuyés par des moyens intermittents), à savoir : $C_{réf} = a_p P_p T + m_p W$; relation (6)

La différence de coût de production entre un système pilotable « soulagé » par des EnR intermittentes et un système pilotable « non soulagé » est donnée par la différence entre la relation (5) et la relation (6) en tenant compte du fait que $W = W_p + W_i$, soit ⁽¹¹⁾ : $\Delta C = C - C_{réf} = a_p P_p T + (m_i - m_p) W_i = P_i T x_i (c_i - m_p) = W_i (c_i - m_p)$; relation (7), avec $c_i = \frac{a_i}{x_i} + m_i$ coût moyen de production de 1 MWh intermittent, pouvant d'ailleurs être égal à 0.

La relation (7) est la relation clé, car elle permet de mesurer l'impact économique de l'adjonction de moyens de production intermittents à un système électrique pilotable. Comme nous avons vu que les installations intermittentes ne peuvent pas se substituer à des installations pilotables, mais seulement les « effacer » dès qu'elles sont en mesure de produire de l'électricité, la situation de référence est donc bien celle où les installations pilotables peuvent, à elles seules, satisfaire la demande de puissance électrique des consommateurs. À l'inverse, les installations non pilotables (intermittentes) ne peuvent prendre le relais que quand le vent ou le soleil le permettent. Par conséquent, l'investissement que représentent les installations intermittentes ne peut que venir en complément et non en substitution des investissements dans des centrales pilotables. Cet investissement complémentaire ne trouvera sa justification économique que s'il permet des économies sur les coûts de production marginaux des centrales pilotables, et sa justification environnementale que s'il permet de réduire les émissions de CO₂. C'est par exemple le cas de l'Allemagne où la production pilotable est essentiellement carbonée (centrales au lignite et au charbon). C'est évidemment moins vrai en France, où le socle de la production pilotable est décarboné (nucléaire et hydraulique à réservoir).

Impact économique de l'effacement de 1 MWh « pilotable » par 1 MWh « intermittent »

Dans la relation (7), ΔC représente donc la variation du coût de production global d'un système électrique comportant des installations intermittentes qui ont produit W_i MWh et, corrélativement, effacé W_i MWh, de fait non produits par des installations pilotables.

Rapporté à 1 MWh substitué, la variation de coût représente donc le coût de l'effacement de 1 MWh pilotable par 1 MWh intermittent. Ce coût de l'effacement qui peut aussi bien être positif que négatif, et désigné par « e_i », est donné par la relation suivante :

$$e_i = \frac{\Delta C}{W_i} = c_i - m_p = \frac{a_i}{x_i} + m_i - m_p \quad ; \text{ relation (8)}$$

On remarquera que la relation (8) met en balance le coût moyen (et non pas le coût marginal) de production des systèmes intermittents avec le coût marginal de production des systèmes pilotables. La raison en est que le coût moyen intègre le coût des frais fixes de l'installation (notamment le coût du capital) qui, par rapport à la situation de référence (systèmes pilotables seuls), doit venir en complément, puisqu'il s'agit d'investissements complémentaires et non d'investissements de substitution. Cela

étant, pour que l'effacement soit économiquement intéressant, il faut que : $e_i < 0$.

Impact pour le consommateur

On peut à présent calculer, pour le consommateur d'électricité, la variation du coût moyen de 1 MWh, Δc , suivant qu'il est produit par un système pilotable seul ou par un système pilotable effacé (soulagé) par un système intermittent. En reprenant (8), on a :

$$\Delta c = \frac{\Delta C}{W} = \frac{1}{W} P_i T x_i (c_i - m_p) = \frac{P_i}{\bar{P}} (a_i + x_i (m_i - m_p)) =$$

$$\frac{P_i}{\bar{P}} x_i (c_i - m_p) = \frac{P_i}{\bar{P}} x_i e_i \quad ; \text{ relation (9)}$$

avec $\bar{P} = \frac{W}{T}$ = puissance moyenne appelée sur l'année par les consommateurs.

Du point de vue du consommateur, il s'agit de la variation du coût de chaque MWh qu'il achète, du fait qu'une part W_i/W ne provient plus du système pilotable, mais de l'installation intermittente.

En reprenant le raisonnement précédent, la relation (9) se généralise aisément à n moyens de production intermittents :

$$\Delta c = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{P_i}{\bar{P}} (a_i + x_i (m_i - m_p)) = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{P_i}{\bar{P}} x_i (c_i - m_p) \quad ; \text{ relation (10)}$$

Cas où les EnR intermittentes pourraient garantir une puissance minimale non nulle : relation de l'effacement généralisée

Au-delà de leur caractère non pilotable, on a vu que l'autre limite des EnR intermittentes tient au fait qu'elles ne peuvent pas garantir de puissance minimale : les systèmes photovoltaïques ne produisent pas la nuit et la puissance éolienne produite en France (qui dépend des conditions naturelles de vent) tombe souvent à quasiment 0. Bien que l'on ait encore très peu de recul, il est possible que l'éolien en mer ou l'éolien terrestre, pris non plus à l'échelle du seul territoire français mais de la plaque européenne dans son ensemble, puissent en toutes circonstances garantir une puissance minimale, certes faible mais non nulle, en dessous de laquelle leur production ne descendrait jamais.

Si cette puissance minimale, « P_{im} » est effectivement garantie, on pourra dès lors admettre de diminuer d'autant la puissance nominale des moyens pilotables, ce qui allégerait *de facto* d'autant les besoins en investissements correspondants.

Sous cette hypothèse, la puissance nominale pilotable peut être réduite à $P_p - P_{im}$, et la relation (5) devient :

$$C = a_p (P_p - P_{im}) T + a_i P_i T + m_p W_p + m_i W_i$$

et comme la situation de référence (relation 6) est inchangée, on arrive à la généralisation de la relation (7) :

$$\Delta C = C - C_{réf} = a_p P_i T + (m_i - m_p) W_i - a_p P_{im} T \quad ; \text{ relation (7 bis)}$$

le dernier terme représentant l'économie d'investissement en moyens pilotables (coûts fixes sur la période).

(11) Dit autrement, ΔC représente le coût de la décision d'adopter des centrales éoliennes et photovoltaïques aux centrales pilotables.

La relation (7 bis) peut se mettre sous la forme plus générale :

$$\Delta C = W_i(c_i - m_p - \frac{a_p P_{im}}{x_i P_i})$$

ce qui donne le coût de l'effacement généralisé e_{igen} :

$$e_{igen} = \frac{\Delta c_{gen}}{w_i} = c_i - m_p - \frac{a_p P_{im}}{x_i P_i} ; \text{ relation (8 bis)}$$

Par rapport à la relation (8), le coût de l'effacement est donc diminué du terme complémentaire :

$$\frac{a_p P_{im}}{x_i P_i}$$

On observera cependant que ce terme complémentaire est relativement faible par rapport à c_p , le coût moyen de production de 1 MWh d'EnR intermittente. En effet, en prenant un majorant de P_{im} (par exemple, 5 % de P), un facteur de charge de 25 %, et en retenant comme moyen pilotable une centrale CCG ($a_p \approx 10$ €/MWh/an), le terme complémentaire s'établit à 2 €/MWh. Par conséquent, la généralisation de la formule de l'effacement ne modifie pas les ordres de grandeur trouvés en faisant l'hypothèse qu'il n'y a pas de puissance minimale intermittente garantie.

Une autre manière de comprendre l'impact économique d'une diminution de la puissance nominale de l'installation pilotable à hauteur de la puissance minimale garantie par les installations intermittentes est de réécrire la relation (8 bis) sous la forme équivalente suivante :

$$e_{igen} = \frac{a_i(1 - \frac{a_p P_{im}}{a_i P_i})}{x_i} + m_i - m_p ; \text{ relation (8 ter)}$$

On retrouve ainsi la relation (8) dans laquelle les coûts fixes de l'installation intermittente, a_i , sont réduits d'un facteur qui traduit l'économie d'investissement réalisée sur les moyens pilotables de réserve. Ce qui revient à dire que l'on diminue du même facteur le coût moyen de production de 1 MWh d'origine intermittente, en supposant que le coût marginal de production m_i est nul.

Quelques ordres de grandeur

La relation (8) montre que l'on a économiquement intérêt à construire des installations de production éolienne et photovoltaïque si leur coût moyen de production est inférieur au coût marginal de production des installations pilotables (centrales thermiques gaz, fioul, charbon ou nucléaire) qu'elles vont effacer : $c_i < m_p$. Inversement, si $c_i > m_p$, cela entraîne un surcoût pour le consommateur, surcoût d'autant plus important que la puissance installée des centrales intermittentes est importante (voir la relation (9)).

Le coût marginal de production d'une centrale pilotable peut être exprimé sous la forme :

$$m_p = \frac{g + \gamma \tau}{\rho} ; \text{ relation (11), ce qui donne : } e_i = c_i - \frac{g + \gamma \tau}{\rho} ; \text{ relation (12)}$$

Avec :

- g : prix du combustible en €/MWh-th ;
- ρ : rendement électrique de la centrale pilotable ;
- γ : contenu CO₂ du combustible exprimé en tonnes de CO₂ par MWh-th ;
- τ : montant de la taxe carbone exprimée en €/t CO₂ ;

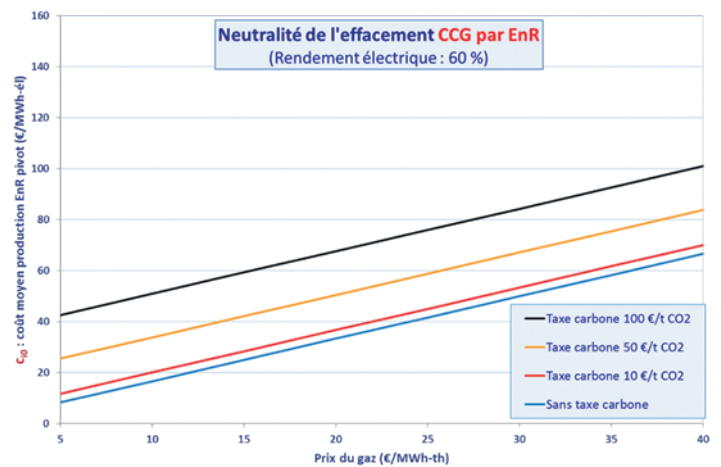
Neutralité économique de l'effacement

La relation (12) permet d'introduire la notion de coût de production pivot des EnR intermittentes, c_{i0} , comme étant le coût moyen de production qui annule le coût de l'effacement ; autrement dit, un coût moyen qui est égal au coût marginal de production des installations pilotables : si le coût de production réel est supérieur au coût de production pivot ⁽¹²⁾, l'effacement est financièrement pénalisant pour le consommateur d'électricité ; cela vaut également en sens inverse.

$$c_{i0} = \frac{g + \gamma \tau}{\rho} ; \text{ relation (13)}$$

Les graphiques qui suivent donnent, sous différentes hypothèses de rendement électrique des centrales, de prix des combustibles et de taux de la taxe carbone, les coûts marginaux de production des systèmes pilotables ou, ce qui revient au même, les coûts de production pivot des EnR intermittentes au-delà desquels leur adjonction pour effacer des productions pilotables ne sont pas économiquement rentables.

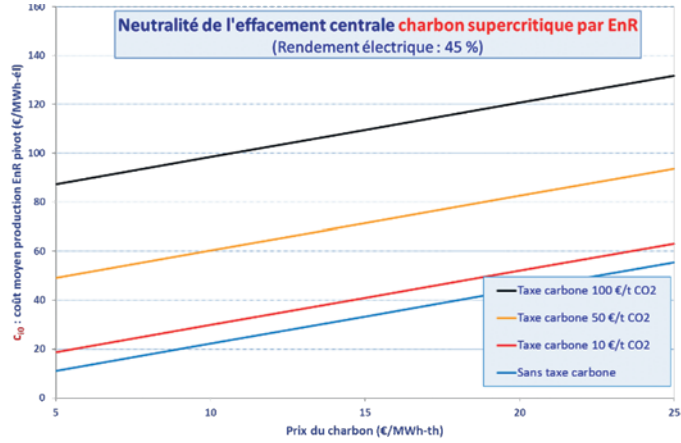
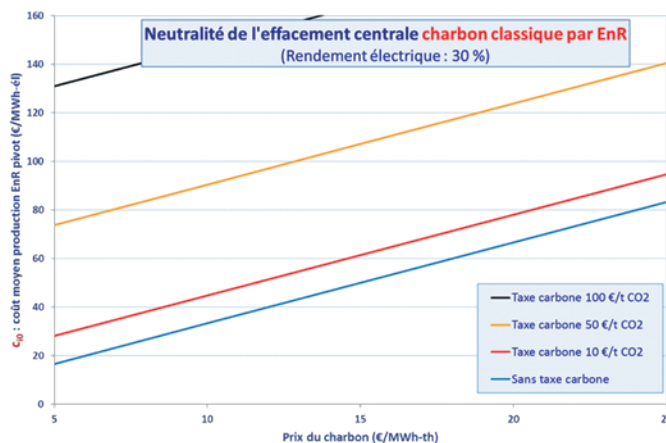
En outre, on notera qu'en rajoutant au prix des combustibles une taxe carbone censée refléter l'externalité négative des émissions de CO₂ – une taxe qui se répercute sur le coût marginal de production des centrales thermiques à flamme –, on intègre l'avantage carbone des centrales éoliennes et photovoltaïques ; il n'y a donc pas lieu de le valoriser une nouvelle fois.



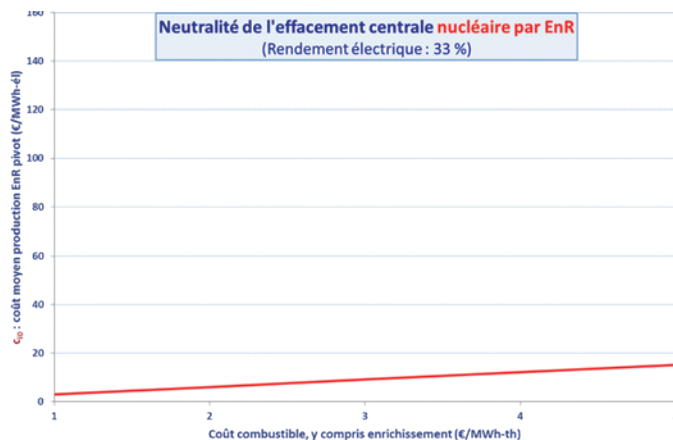
En 2017, le prix du gaz NBP ⁽¹³⁾ a oscillé entre 10 et 20 €/MWh-th.

(12) Notamment dans les zones peu ensoleillées ou peu venteuses qui correspondent à un faible facteur de charge, donc, selon la relation (2), à un coût moyen de production relativement plus élevé.

(13) UK National Balancing Point : cotation représentative du prix du gaz rendu Europe occidentale.



En 2017, le prix du charbon rendu Europe occidentale était d'environ 10 €/MWh-th.



- Par rapport à des centrales à charbon classiques (cas de l'Allemagne, par exemple), l'effacement au profit de productions éoliennes ou photovoltaïques est bien plus rentable économiquement en raison d'un rendement électrique plus bas et d'un contenu CO₂ du MWh deux fois plus élevé.

Conclusion

En raison de leur caractère intermittent qui peut régulièrement conduire à des puissances de production quasiment nulles, les centrales éoliennes et photovoltaïques ne peuvent, tout du moins tant que l'on ne maîtrisera pas techniquement, économiquement et écologiquement le stockage d'électricité à grande échelle, se substituer à des centrales électriques pilotables (centrales thermiques à gaz, au fioul, au charbon ou à l'uranium, ou centrales hydrauliques à réservoir). Les centrales éoliennes et photovoltaïques peuvent en revanche compléter les installations pilotables pour permettre d'effacer leur production dès qu'il y a suffisamment de vent ou de soleil, et faire ainsi profiter le système électrique de leurs coûts de production marginaux nuls. L'équilibre économique de l'effacement est atteint quand le coût moyen de production des centrales éoliennes ou photovoltaïques devient inférieur au coût marginal de production des centrales pilotables qu'elles effacent. Cet équilibre économique sera en pratique très difficile à atteindre s'il s'agit d'effacer des productions nucléaires (coût marginal de production de quelques euros par MWh), mais plus facile à atteindre s'il s'agit d'effacer des productions d'électricité d'origine fossile (charbon, fioul, gaz). L'équilibre économique de l'effacement sera d'autant plus facile à obtenir que les coûts de production de l'électricité éolienne et photovoltaïque baisseront et que le prix des combustibles fossiles, comme celui de la taxe carbone, augmenteront.

On relèvera notamment que :

- L'effacement de la production nucléaire par des productions éoliennes ou photovoltaïques ne pourra jamais être économiquement rentable en raison du coût marginal de production très bas de l'électricité nucléaire : environ 3 €/MWh électrique actuellement ; cet effacement n'aurait pas non plus d'intérêt en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'électricité nucléaire étant décarbonée ;
- S'agissant des centrales à gaz CCG, les graphiques de la page précédente et ci-dessus montrent que le coût marginal de production atteint environ 100 €/MWh avec une taxe carbone à 100 €/t CO₂ et un prix du gaz de 40 €/MWh-th (environ le double du prix actuel) ou une taxe carbone de 50 €/t CO₂ et un prix du gaz de 50 €/MWh-th (maximum historique) ;