

N° 636 / Janvier-Février 2018

Tribunes

Entretien avec Nicolas Hulot, ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire

La valse à quatre temps de la politique énergétique française au cours des cinquante dernières années

Dominique Maillard

Après l'accord de l'OPEP, de nouvelles incertitudes ?

Olivier Appert, Denis Babusiaux

La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables

Dominique Grand, André Latrobe, Christian Le Brun, Roland Vidil

Articles

Pour un financement conditionnel des projets risqués bas carbone

Guy Meunier, Jean-Pierre Ponsard

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

Henri Prévot

Le rôle de la blockchain, enjeux et défis dans le secteur énergétique

Catharina Geiselhart, Pascale Jean

L'Italie sur le chemin de la transition énergétique : la nouvelle Stratégie Énergétique Nationale

Marco Margheri

Le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique

Jean Eudes Moncomble

Et aussi...

Ma thèse en une page

Alena Fargère Kotelnikova

Il y a dix ans dans la revue

Michel Derdevet

Regards sur la Bulgarie, l'agenda de la revue,
dans la bibliothèque de la revue, nouvelles du monde...

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

Henri Prévot

Combien cela coûterait-il de diminuer la place du nucléaire dans la production d'électricité sans augmenter nos émissions de gaz carbonique ? De 10 à 30 milliards d'euros par an de plus que sans éoliennes ni panneaux photovoltaïques, jusqu'à doubler le coût de production.

Plusieurs études récemment publiées font l'hypothèse que la place du nucléaire diminuera au profit de sources d'énergie dites « renouvelables », essentiellement l'éolien et le photovoltaïque et, dans une moindre mesure, la biomasse. Quelques-unes supposent que la part du nucléaire dans la consommation française d'électricité qui est de 75 % aujourd'hui serait inférieure à 50 %, un des objectifs de la loi de transition énergétique. Il en est ainsi de cinq scénarios de RTE (présentés dans son « bilan prévisionnel », édition 2017) et de l'un des trois scénarios présentés par l'ADEME en novembre 2017. Dans les deux autres scénarios de l'ADEME, la part de l'électricité produite à partir de sources renouvelables est de 80 % ou de 90 %.

Les scénarios de l'ADEME supposent que la consommation d'électricité diminue de 12 %. Ceux de RTE supposent qu'elle reste égale à ce qu'elle est aujourd'hui ou qu'elle diminue de 7 %. Dans tous ces scénarios, pour une population croissante, la consommation d'électricité par personne devrait diminuer alors même que l'électricité devra remplacer du gaz, du fioul et du carburant pétrolier, répondre à de nouveaux besoins et, espérons-le, accompagner une réindustrialisation de notre pays.

Aucun de ces scénarios n'est accompagné d'une comparaison avec un autre qui chercherait à minimiser les dépenses.

Cet article tente de combler cette lacune : il propose une comparaison entre les dépenses rendues nécessaires selon la part respective de la production nucléaire et des productions éolienne et photovoltaïque.

Le résultat n'est pas anodin : si la consommation nationale d'électricité reste constante, pour réduire la part du nucléaire à 50 % en développant éoliennes et panneaux photovoltaïques, il faudrait dépenser chaque année 10 milliards d'euros de plus que sans éolien ni photovoltaïque. Réduire la part du nucléaire et de l'énergie fossile à 20 ou 10 % de la consommation, comme le suggère l'ADEME, obligerait à dépenser chaque année 22 ou 30 milliards d'euros de plus ce qui augmenterait le coût du MWh consommé de 60 % ou de 90 % ; plus encore si la consommation d'électricité augmente. Nous analysons les causes et les composantes de cette différence.

Présentation de l'outil de simulation du système électrique

Cet article explicite les hypothèses de capacité, de rendement et de coût des moyens de production et de stockage d'électricité. Il renvoie à un outil informatique simple, sur le logiciel Microsoft Excel, qui permet à chacun de tester ses propres hypothèses.

Cet outil équilibre, chaque heure, la demande nationale d'électricité et la puissance électrique

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

mise sur le réseau pour y répondre. Il simule les moyens de production et de stockage, respecte les contraintes d'accès au réseau des sources intermittentes d'électricité, tient compte des variabilités temporelles de la demande et des productions éolienne et photovoltaïque. Il simule aussi les effacements de consommation. Il est indifférent à la localisation des moyens de production.

Il simule des jeux d'hypothèses cohérentes sur la consommation, la production et le stockage d'électricité. Il représente ainsi des situations stabilisées et ne dit rien du chemin qui mènerait de la situation actuelle à ces situations. Néanmoins, pour simplifier, nous dirons que chaque jeu d'hypothèses est un « scénario ».

Le détail des hypothèses et des résultats peut être consulté sur Internet à l'adresse www.hprevot.fr/lect-Rev-Energie

Limites et pertinence de ce modèle simplifié

Dans la réalité, la production d'électricité est sujette à un grand nombre d'aléas techniques, climatiques et économiques, auxquels s'ajoute l'incertitude sur les futurs progrès techniques, sur l'évolution de la demande d'électricité et sur le comportement des consommateurs. Il est possible de représenter cette incertitude en simulant un très grand nombre de situations envisageables. En comparaison, l'outil présenté ici est très simplifié puisqu'il s'appuie sur les chroniques horaires de consommation et de production éolienne et photovoltaïque d'une seule année, l'année 2013. Même si ce n'est pas fait ici, il pourrait facilement être utilisé pour analyser l'impact de situations dites extrêmes comme une vague de froid intense (comme en février 2012) ou une longue période avec vent faible.

Les résultats qu'il fournit sur les quantités produites par les différents moyens de production et de stockage sont voisins, parfois très proches, de ceux que donnent les études de l'ADEME et de RTE.

De par sa simplicité d'utilisation et sa rapidité de calcul, l'outil permet de trouver facilement le meilleur arbitrage entre la capacité des éoliennes et du photovoltaïque, la capacité des moyens de stockage, la capacité de l'électrolyseur alimenté par les excédents de production d'électricité et la nécessité d'écarter les excédents qu'il serait trop coûteux de valoriser.

Ce modèle de simulation permet de compléter les résultats publiés par d'autres études, de comparer d'autres jeux d'hypothèses et de quantifier l'impact des différents paramètres sur les résultats, notamment sur les dépenses.

Calcul des productions annuelles, à partir des capacités de production et de stockage

Parmi les modes de production, le modèle distingue deux ensembles. L'ensemble que l'on appellera « de base » est formé de l'éolien, du photovoltaïque, du nucléaire, et d'une partie de l'hydraulique, des sources thermiques renouvelables et de la production à partir de gaz (en cogénération, notamment). Sauf une petite production à partir de gaz, les moyens « de base » n'émettent pas de CO₂. L'ensemble « ajustable » est formé d'une partie de l'hydraulique et des sources thermiques renouvelables et de la plus grande partie de la production à partir de gaz.

Pour préserver la stabilité du réseau électrique, l'accès à celui-ci des productions intermittentes doit respecter une limite. Cette contrainte sera sans doute atténuée par le progrès technique. La simulation permet de la représenter selon trois options : à son niveau actuel ou atténuée ou complètement levée. Aujourd'hui, la limite d'accès au réseau des énergies intermittentes est comprise entre 21 % (lorsque le réseau est peu chargé) et 70 %. On suppose ici que la fourchette est de 50 % à 90 %. Dans une variante on suppose que la limite est maintenue telle qu'elle est aujourd'hui.

À toute heure de l'année, si la quantité d'électricité que les moyens « de base » peuvent mettre sur le réseau ne répond pas entièrement à la demande, il est fait appel au déstockage

et à la production « ajustable ». Inversement, les possibilités de production qui ne sont pas mises sur le réseau sont utilisées pour stocker de l'énergie, que ce soit sur batterie, en pompant de l'eau vers les barrages d'altitude (STEP – Station de Transfert d'Énergie par Pompage) ou en fabricant de l'hydrogène puis du méthane (procédé de « méthanation ») pour produire, plus tard, de l'électricité.

Le modèle permet aussi de simuler les déplacements de consommation, traités comme des échanges sur batteries sans perte. La possibilité de reporter ou d'anticiper la consommation pendant 1 heure de 3 kW est équivalente, pour le réseau électrique, à une batterie de 3 kWh de capacité, sans perte.

Les possibilités de stockage et de déplacement de consommation sont inférieures à une limite exprimée en GWh. La capacité de stockage en passant par la méthanation est limitée par la capacité de l'électrolyseur, exprimée en GW.

Calcul de la capacité de production à partir de gaz ou, pour l'extrême pointe, de fioul

La capacité de production à partir de gaz ou de fioul est calculée de façon à être sûr que la puissance de production et de déstockage sera suffisante à tout instant pour répondre à la demande, qui elle-même peut être diminuée par des effacements. À chaque moyen de production ou de stockage, on attache une puissance garantie, c'est-à-dire une puissance qui sera certainement disponible lorsque l'on en aura besoin. Puis on calcule la différence entre

la pointe de demande et l'ensemble des puissances garanties et l'on y ajoute une marge de précaution car la pointe de demande sur plusieurs années est supérieure à celle qui a été observée en 2013. C'est ainsi qu'on a observé en 2012 un maximum que l'on pourrait qualifier d'historique, supérieur de 10 GW au maximum de 2013. Les puissances garanties sont introduites dans le modèle par l'utilisateur.

Calcul des dépenses annuelles

Le calcul des dépenses annuelles se fait en monnaie constante. Le montant des investissements est réparti en annuités constantes sur la durée de vie de l'équipement en utilisant un taux d'actualisation qui est ici de 5 % sauf mention contraire. On y ajoute des frais fixes (la maintenance annuelle) et un coût par unité d'électricité produite.

La simulation calcule les dépenses de production et de stockage. Ces dépenses peuvent être augmentées d'un coût du CO₂ et diminuées de la valorisation éventuelle des possibilités de production non utilisées pour répondre aux besoins de la consommation nationale.

Principales valeurs numériques retenues ici pour tous les jeux d'hypothèses

Comme on l'a déjà dit, toutes les données, sur les capacités, les performances et les coûts, sont introduites par l'utilisateur de cette feuille

Taux d'actualisation : 5%	Nucléaire nouveau	Nucléaire existant	Éolienne sur terre	Eolienne en mer	PV sur sol	PV sur toiture
Taux de disponibilité ou de charge	75 %	75%	2200 h/an	3300 h/an	1200 h/an	1200 h/an
Investissement	5000 €/kW	1500 €/kW	1400 €/kW	4000 €/kW	800 €/kW	1500 €/kW
Durée de vie	60 ans	25 ans*	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans
Dépenses annuelles	110 €/kW	110 €/kW	40 €/kW	150 €/kW	25 €/kW	25 €/kW
Coût du MWh	66 €	42 €	64 €	132 €	68 €	109 €

* à partir d'aujourd'hui

Tableau 1. Performances et coûts des moyens de production d'électricité

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

de calcul qui permet de représenter toutes sortes de parc de production.

Les jeux d'hypothèses retenus ici diffèrent seulement par les capacités nucléaire, éolienne et photovoltaïque (PV), la capacité de production à partir d'énergie fossiles, la production d'électricité à partir de sources thermiques renouvelables, la capacité d'électrolyse et de méthanation, la capacité des STEP et les possibilités de déplacement de la consommation. On commente ici quelques-unes des valeurs les plus significatives ; d'autres figurent dans le tableau 1. Toutes sont publiées sur Internet. Cet article a été rédigé avant que RTE publie ses dernières hypothèses sur les coûts de production

La production hydraulique

Elle est de 60 TWh sur l'année, une valeur proche de ce qu'elle est aujourd'hui.

Comme les dépenses de production hydraulique sont les mêmes dans tous les scénarios, pour faire des comparaisons il est inutile de les calculer.

La production à partir de sources thermiques renouvelables

Aujourd'hui cette production est de 6 TWh, venant des usines d'incinération et de co-génération à partir de biomasse. Dans ses scénarios, l'ADEME fait l'hypothèse de 40 TWh. Cela demanderait près de 10 Mtep thermiques venant de biomasse et autres matières organiques, c'est-à-dire presque autant que la production actuelle de bois énergie. Or ces ressources sont très sollicitées par ailleurs. RTE retient l'hypothèse d'une production de 20 TWh. On choisit ici 30 TWh mais seulement lorsque la capacité nucléaire est diminuée, car cette production est inutile avec la capacité nucléaire actuelle. Par hypothèse, les deux tiers de la production sont de base, un tiers est ajustable.

Le coût de production d'électricité à partir de biomasse est aujourd'hui proche de

130 €/MWh. C'est la valeur que l'on retient ici – sans en détailler les composantes.

La production à partir d'énergie fossile

Une petite partie de la production d'électricité à partir de gaz ne dépend ni de la consommation ni des possibilités de production sans émission de CO₂. Il s'agit de la production en cogénération et d'un minimum nécessaire pour que les turbines puissent rapidement monter en puissance en cas de besoin. On n'en tiendra pas compte ici et l'on considèrera qu'il est fait appel au gaz seulement pour compléter en tant que de besoin les autres moyens de production et le déstockage.

La production nucléaire

Pour calculer le coût de production d'un réacteur nouveau, on inclut dans les dépenses le montant de l'investissement initial augmenté d'une provision pour dépenses futures, notamment le démantèlement, calculée avec un taux d'actualisation de 2 %. La durée de vie est de 60 ans. Avec nos hypothèses, l'investissement initial est de 4400 €/kW, la provision actualisée au moment de l'investissement est de 600 €/kW, le coefficient de disponibilité moyen est de 75 %. Le coût de production en base est de 66 €/MWh – de 87 €/MWh avec un taux d'actualisation de 8 %, valeur habituellement retenue lorsque l'on parle du coût du nucléaire. C'est moins élevé que le coût du réacteur de Flamanville mais c'est une valeur probablement accessible pour un réacteur « en série » à raison d'au moins deux tranches jumelles par site. *In fine* on examine dans une variante le cas où les réacteurs seraient très coûteux.

Le coût de production d'un équipement existant se calcule sans tenir compte des dépenses passées mais en rapportant les dépenses futures à la production jusqu'à la fin de vie de l'équipement. On suppose que les travaux à faire sur un réacteur existant s'élèvent à 1 500 €/kW pour prolonger la durée de vie de 10 ou 20 ans soit, à partir d'aujourd'hui, de 25 ans en moyenne. Le coût de production

ressort alors à 42 €/MWh, les deux tiers de celui d'un réacteur nouveau.

La production éolienne

Le « taux de charge » est le rapport entre la possibilité réelle de production et ce que serait la production si elle était en permanence à sa valeur nominale. On peut l'exprimer en pourcentage. On l'exprime ici en heures par an (il y a 8 760 heures dans l'année).

Pour l'éolien sur terre, RTE retient 2 200 heures, l'ADEME, 2 300 heures. Pour l'éolien en mer, RTE retient une fourchette de 3 200 à 3 300 heures ; l'ADEME beaucoup plus optimiste, 3 900 heures, une valeur accessible en Mer du Nord sans doute mais non sur les côtes françaises.

On retient 2 200 heures sur terre et 3 300 heures en mer avec le même profil temporel.

Selon les hypothèses retenues ici, le coût d'une production éolienne sur terre est de 64 €/MWh. En mer, il est de 132 €/MWh alors qu'on ne connaît pas encore ce que seront les coûts de fonctionnement sur les côtes françaises.

La production photovoltaïque

Aujourd'hui, le taux de charge est en moyenne, en France, de 1 150 heures par an. L'étude de l'ADEME dite « électricité 100 % renouvelable » a retenu 1 300 heures par an. Selon RTE ce serait 1 200 heures. C'est la valeur que nous retenons ici.

Le coût de production ressort à 68 €/MWh sur le sol et 109 €/MWh sur toiture, y compris les grandes toitures. On suppose que 70 % de la puissance sera installée sur toiture.

La production à partir de gaz et de fioul

On distingue un moyen de production dont le coût d'investissement est de 1 100 €/kW et un autre, pour « l'extrême pointe », dont le coût

d'investissement est de 550 €/kW et dont le rendement est médiocre, ce qui n'est pas gênant car les quantités produites sont minimales. Le rendement de production est forfaitairement fixé à 50 %. Le coût du méthane fossile est de 20 € par MWh thermique.

La production de gaz par méthanation, suivi d'une production d'électricité

Il est démontré que le procédé de méthanation peut fonctionner mais il est difficile d'en évaluer le coût faute d'une suffisante expérience industrielle et faute de savoir d'où pourrait venir le CO₂ – éventuellement du biogaz produit par fermentation de matière organique. On adopte ici les évaluations de rendement et de coût faites par Georges Sapy. L'investissement serait pour l'électrolyse de 1 000 € par kW de capacité avec un rendement de 70 %. Pour la production de méthane, l'investissement serait de 1 000 € par kW soit 700 € pour 1 kW d'électrolyse. Au total l'investissement serait de 1 700 € par kW d'électrolyse. Le rendement de la production d'électricité rapporté à la quantité d'électricité consommée par l'électrolyseur serait au mieux aujourd'hui de 25 %. Il n'est pas impossible techniquement qu'il monte à 30 %. Nous retenons ici 25 %, avec une variante à 30 %.

Les batteries et les STEP

On ne compte pas ici le coût des STEP existantes. Pour les nouvelles STEP, on suppose que l'investissement serait de 100 €/kWh. Le rendement est de 70 %.

Pour les batteries, les prix continueront de baisser. Les perspectives sont autour de 250 €/kWh en 2020. On retient ici, pour une batterie installée, 200 €/kWh. Le rendement est de 80 %.

Les batteries et les STEP rendent plusieurs services.

Elles contribuent à l'ajustement en continu de l'offre d'électricité à la demande. C'est un

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

service dont la simulation ne sait pas rendre compte.

La puissance de décharge qu'elles peuvent garantir diminue d'autant la capacité de production à partir d'énergie fossile nécessaire pour pouvoir répondre à tout instant à la demande.

D'autre part, en stockant des quantités d'électricité produites sans émission de CO₂ qui, sans elles, seraient perdues et en livrant, plus tard, une électricité qui remplace une électricité produite à partir d'énergie fossile, elles contribuent à diminuer la consommation d'énergie fossile et les émissions de CO₂. Toutefois le coût du CO₂ évité ainsi est très élevé.

En effet, en France, en été, la nuit tombée, la possibilité de production à bas coût et sans émissions de CO₂ (le nucléaire, l'éolien et l'hydraulique) suffit à répondre à la demande et, en hiver, la production photovoltaïque de jour est insuffisante pour recharger les batteries. La simulation le confirme. La situation est différente, bien sûr, dans une zone ensoleillée et non raccordée à un réseau électrique.

Comme il existe d'autres moyens moins coûteux pour remplacer de l'énergie fossile ou répondre aux besoins de pointe, dans les simulations étudiées ici il n'y a pas de batteries.

La capacité des STEP existantes est de 90 GWh restitués. Dans son scénario « 90 % EnR », l'ADEME suppose une augmentation de 30 %. Sans aller jusque là, on suppose que la capacité des STEP est portée à 110 GWh. Outre les STEP, nous supposons qu'il n'y a pas de capacité de stockage (batteries ou autres) sinon, à titre exploratoire, dans une variante où le coût du stockage aurait été divisé par cinq.

Les déplacements de consommation

Dans son scénario dit « électricité 100 % renouvelable », l'ADEME suppose que les déplacements de consommation sont, pour l'ensemble de l'année, de 66 TWh. S'ils sont quotidiens

cela suppose que les consommateurs acceptent de déplacer une consommation de 200 GWh avant que ces déplacements soient compensés. Cela paraît beaucoup trop. On fait ici l'hypothèse d'une possibilité de déplacement maximum avant compensation de 60 GWh dans les scénarios « 80 % EnR » et « 90 % EnR ».

L'ADEME n'a pas intégré dans son scénario le coût du déplacement de consommation. Or celui-ci existe bel et bien, direct ou indirect, voire « moral », c'est-à-dire une gêne ou un désagrément. Ce coût peut être compensé par une prime. Par exemple chaque année 10 € par kWh que le consommateur s'engage à déplacer à la demande – c'est équivalent à deux fois moins que le coût d'une batterie.

La puissance garantie par les moyens de production, le déstockage, les effacements

Ici, la puissance garantie par le nucléaire est sa capacité disponible ; la puissance garantie par les STEP et les lacs est de 10 GW ; par les fleuves, elle est leur puissance minimale, 2,6 GW ; par la production à partir de biomasse, elle est par hypothèse de 4 GW lorsque la production est de 30 TWh, de 1 GW lorsque la production est de 6 TWh.

Lorsque la possibilité maximum de déplacement de consommation est de 60 GWh, notre simulation suppose ici que la puissance effacée garantie est de 6 GW – hypothèse sujette à caution.

Le cas des éoliennes fait débat. En France, le parc de production d'électricité est calculé de façon que le nombre d'heures pendant lesquelles la production n'est pas en mesure de répondre complètement à la demande est, en probabilité, inférieur à 3 heures par an. Or la puissance que l'ensemble des éoliennes implantées en France peut garantir toujours sauf pendant 3 heures dans l'année est de 1 % de leur capacité nominale. Ce minimum de production peut intervenir et durer plus de 3 heures au cours d'une longue période anticyclonique d'hiver, sans vent sur une bonne partie de l'Europe. D'ailleurs, les quatre gestionnaires de

réseaux de transport allemands, qui ont une forte expérience des éoliennes, constatent que leur puissance garantie est de 1 % de leur capacité. C'est la valeur que nous retenons ici.

Le coût du CO₂ ; la valorisation des excédents

Il est inutile d'introduire un coût du CO₂ car les scénarios que nous comparons supposent les mêmes productions à partir d'énergie fossile.

La valeur des excédents sera sans doute très faible. En effet lorsque la France sera en excédent, les pays voisins le seront souvent aussi. C'est ainsi qu'on observe aujourd'hui à la bourse d'électricité des prix négatifs par période de grand vent. Le phénomène ne fera que s'amplifier. Nous donnons donc ici le montant des dépenses brutes, sans tenir compte d'une éventuelle valorisation des excédents. Mais nous indiquons les possibilités de production excédentaires.

Un surcroît de dépenses de gestion de réseau dû à l'intermittence

Outre les dépenses de production et de stockage, pour comparer les dépenses des différents scénarios on peut ajouter le surcroît de dépenses causé par l'intermittence des puissances mises directement sur le réseau. Les causes de ces dépenses supplémentaires sont multiples et difficiles à chiffrer. On peut y inclure entre autres choses le fait que les installations doivent être dimensionnées selon les puissances de crête alors que le taux de charge est faible, les systèmes de communication pour gérer des flux électriques bidirectionnels, tout ce qui relève des *smart grids*. Nous retenons ici un surcoût de 10 € par MWh intermittent mis sur le réseau pour consommation.

Quatre scénarios, les capacités et les quantités

On s'intéresse dans cette partie aux quatre scénarios suivants :

- sans éolienne ni photovoltaïque,
- pas plus de 50 % d'électricité nucléaire,

- 80 % d'électricité renouvelable,
- 90 % d'électricité renouvelable.

Dans ces quatre scénarios, la consommation est de 445 TWh par an, proche de la consommation actuelle. En tenant compte des pertes en ligne, les quantités mises sur le réseau électrique sont de 476 TWh par an. La production à partir d'énergie fossile est de 25 TWh.

Capacités de production, capacités garanties et quantités produites

Il y a plusieurs façons de respecter la contrainte mise sur la part du nucléaire ou des EnR dans la consommation. Le tableau ci-dessous indique donc des possibilités parmi d'autres.

Dans chaque scénario, l'arbitrage entre les capacités des éoliennes, du photovoltaïque et de l'électrolyseur a été fait de façon à minimiser les dépenses. Les possibilités de production non utilisées pour la consommation nationale sont alors notables de 31 à 71 TWh par an, soit 7 à 16 % de la consommation. Même si elles ne sont pas valorisées, on aurait tort d'y voir un « gaspillage ».

Les capacités de production

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR	90 % EnR
Nucléaire	64	43	10,5	3
Éolienne (dont en mer)	0	35 (6)	126 (25)	141 (51)
Photovoltaïque	0	30	80	90
Sources thermiques renouvelables	1,5	6	6	6
CCG, TAC, gr. électrog	31	46	67	71
Total hors hydraulique	96,5	160	289,5	311
Électrolyseur	0	0	14	22

Tableau 2. Les capacités de production, hors hydraulique en GW

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

La capacité hydraulique reste la même dans les quatre scénarios, les lacs pouvant produire jusqu'à 10 GW, les fleuves 8 GW.

Hors hydraulique, les capacités installées passent de 96,5 GW sans éoliennes ni PV à 311 GW dans le scénario « 90 % EnR ».

Les capacités garanties sont inférieures aux capacités installées.

Du scénario sans éolienne ni photovoltaïque au scénario « 90 % renouvelables », la capacité nucléaire garantie, si l'on tient compte du coefficient de disponibilité, diminue de 52 GW. Cette baisse n'est pas du tout compensée par l'augmentation des capacités garanties par la production à partir de biomasse (3 GW), les éoliennes (1 % de 140 GW, soit 1,4 GW), les STEP (1 GW) et une capacité garantie, quoique incertaine, par les effacements (6 GW), soit en tout 11 GW. Il faut donc augmenter la capacité de production à partir de gaz et des groupes électrogènes de 40 GW.

La production par les capacités d'extrême pointe est très faible. Les 10 GW d'extrême pointe produisent, dans le scénario « 50 % nucléaire », 360 GWh ; beaucoup moins encore dans le scénario « 90 % EnR » : 88 GWh. Mais ces capacités sont essentielles pour éviter de grosses difficultés sur le réseau.

Les quantités produites et directement consommées

Dans l'ordre de priorité, toutes les possibilités de productions à partir d'hydraulique et de sources thermiques renouvelables sont mises sur le réseau pour être consommées. Les possibilités de production éolienne et photovoltaïque sont mises sur le réseau dans la limite des besoins d'une part et, d'autre part, en respectant la limite d'accès au réseau des sources intermittentes. Les possibilités de production nucléaire sont mises sur le réseau dans la limite des besoins de la consommation.

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR	90 % EnR
Nucléaire	383	239	66	20
Eolien et photovoltaïque	0	118	262	276
Sources thermiques renouvelables	6	30	30	30
Hydraulique	60	60	60	60
À partir d'énergie fossile	25	25	25	25

Tableau 3. Les quantités directement consommées TWh/an

Déstockages et déplacements de consommation, production à partir de gaz de méthanation, excédents

Les moyens de stockage sont beaucoup plus sollicités lorsque la capacité nucléaire est très faible. En effet, en l'absence de production nucléaire ils ont plus souvent l'occasion de restituer de l'électricité donc plus souvent la possibilité de se recharger. Il en est de même des reports ou anticipations de consommation d'électricité. Dans l'hypothèse « 90 % EnR », ces moyens « restituent » ensemble 46 TWh.

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR	90 % EnR
Production à partir de gaz de méthanation	0	0	12	19
Déstockage. et déplacements de consommation	2,5	4,1	20,9	46,3.
Possibilités de production pour d'autres usages	31	46	67	71

Tableau 4. Autres contributions en TWh/an

Quatre scénarios : les dépenses

Il est habituel de calculer des dépenses en supposant que les situations que l'on étudie perdurent, c'est-à-dire que les équipements, une fois arrivés en fin de vie, sont remplacés par des équipement semblables. On peut aussi supposer que l'on part d'un terrain vierge ; on ajoute alors toutes les dépenses futures en les actualisant. C'est ainsi que nous procédons ici. Nous faisons néanmoins une exception pour ce qui est du nucléaire.

On s'efforce en effet de comparer les dépenses de scénarios où la capacité nucléaire est très différente d'un cas à l'autre alors que les réacteurs en cause pourraient encore fonctionner, à partir d'aujourd'hui dix, vingt ou trente ans selon leur date de construction et les futures décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire. Il faut en tenir compte.

Les scénarios « 80 % renouvelables » et « 90 % renouvelables » ne pourraient être réalisés qu'après la fin de vie des réacteurs existants. La comparaison avec un scénario sans éolienne ni photovoltaïque se fait donc avec les dépenses de réacteurs nouveaux. En revanche, la mise en œuvre du scénario « 50 % nucléaire » provoquerait l'arrêt anticipé de réacteurs qui pourraient fonctionner encore longtemps. Pour comparer ces dépenses avec une option sans éolienne ni photovoltaïque on retiendra donc le coût de production de réacteurs existants qui est, nous l'avons vu, égal aux deux tiers de celui de réacteurs nouveaux. Les dépenses de production et de stockage sont calculées avec un taux d'actualisation de 5 %.

1. Supposant que les dépenses nucléaires sont toutes celles de réacteurs nouveaux, en milliards d'euros par an

Le scénario sans éolien ni photovoltaïque correspond à 80,5 % de nucléaire. Le scénario 50 % de nucléaire fait l'hypothèse de 40 % d'EnR. Les scénarios 80 % et 90 % d'EnR supposent respectivement 15,3 % et 5,1 % de nucléaire.

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR	90 % EnR
Nucléaire	27,42	18,20	4,52	1,30
Éolien et PV	0,00	10,14	34,24	45,15
Thermiques renouvelables	0,78	3,90	3,90	3,90
Déplacement conso, batteries, STEP	0,00	0,00	0,58	0,97
Électrolyse et méthanation	0,00	0,00	1,77	2,79
Production à partir de gaz et de fioul	3,45	4,63	6,26	6,62
Total – hors hydraulique	31,66	36,87	51,27	60,73
Coût au MWh consommé (hors hydraulique)	82,2	95,8	133,2	157,7

Tableau 5. Dépenses de production et de stockage avec des réacteurs nouveaux en milliards d'euros par an

2. Supposant que les réacteurs nucléaires existants peuvent encore fonctionner dix, vingt ou trente ans

	Avec des réacteurs nouveaux		Avec des réacteurs existants	
	Ni éol ni PV	50 % nucl.	Ni éol ni PV	50 % nucl.
Nucléaire	27,42	18,20	17,33	12,05
Autres dépenses	4,23	18,67	4,23	18,67
Dépenses totales	31,66	36,87	22,54	30,72
Différence des dépenses		5,21		8,18

Tableau 6. Dépenses de production et de stockage avec les réacteurs existants en milliards d'euros par an

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

L'augmentation des dépenses

Le tableau ci-dessous compare l'augmentation des dépenses avec la solution la moins coûteuse.

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR	90 % EnR
Production et stockage en G€/an	0	8,2	19,6	29,1
Coût en €/MWh consommé	0	18	44	65
Quantités intermitt. mises sur le réseau en TWh/an	0	118	262	276
Dépenses de réseau dues à l'intermittence en G€/an	0	1,2	2,6	2,8
Production, stockage et acheminement en G€/an	0	9,4	22,2	31,9
Augmentation du coût en €/MWh	0	21	50	72

Tableau 7. Analyse de l'évolution des dépenses

Selon les trois scénarios de réduction de la capacité nucléaire, en comparaison avec un scénario sans éolienne ni PV l'augmentation des dépenses serait donc de 9 à 32 milliards d'euros par an.

Sans tenir compte des dépenses hydrauliques, le coût de production et de stockage de l'électricité sans éolienne ni photovoltaïque est ici de 71 €/MWh. Selon la capacité éolienne et photovoltaïque l'augmentation du prix hors taxe à la consommation serait de 21 €/MWh, de 50 €/MWh ou de 72 €/MWh, c'est-à-dire une augmentation qui va

de 30 % à 100 % du coût de production et de stockage.

C'est effectivement ce vers quoi s'achemine l'Allemagne. Notre simulation permet d'en analyser les causes. Elle permet aussi d'évaluer toutes sortes de variantes ; en voici quelques-unes.

Quelques variantes

Si la limite d'accès au réseau des énergies intermittentes était complètement levée - ou maintenue

Si la limite d'accès au réseau électrique des productions intermittentes était levée, dans le scénario « 80 % EnR » la production à partir de gaz fossile serait diminuée de 0,4 TWh seulement. En revanche, si cette limite se maintenait à son niveau d'aujourd'hui, la production d'énergie fossile ne serait pas 25 TWh par an mais 42 TWh par an. Pour la ramener à 25 TWh par an, il faudrait par exemple 24 GW supplémentaires d'éolien dont 5 en mer, ce qui augmenterait les dépenses de près de 5 milliards d'euros par an.

Si le coût du nucléaire était supérieur à ce que l'on a supposé ici

Supposons que le coût du nucléaire soit proche de celui prévu pour Flamanville, c'est à dire sans bénéficier d'aucun retour d'expérience ni sur les dépenses ni sur la durée de construction. Admettons qu'il soit de 112 €/MWh, calculé avec un taux d'actualisation de 8 %, soit 82 €/MWh calculé avec un taux de 5 %. Comparé à un scénario sans éolienne ni photovoltaïque, le surcroît de dépense du « 80 % EnR » et du « 90 % EnR » serait de 14 ou 22 milliards d'euros par an sans compter les dépenses de réseau.

Si le rendement du processus passant par la méthanation était de 30 % au lieu de 25 %

Le rendement global du processus passant par la méthanation (depuis la consommation

d'électricité jusqu'à la production d'électricité) ne pourra pas être supérieur à 30 %. S'il atteignait cette valeur, le scénario « 80 % EnR » serait toujours très coûteux et encombrant : 50,8 milliards par an au lieu de 51,3, avec 123 GW éoliennes au lieu de 126. Ce serait 19 milliards d'euros par an de plus que sans éolienne ni photovoltaïque. Ce mode de stockage souffrira toujours de ce que son rendement est mauvais.

Si le coût du stockage était divisé par cinq

Si l'électricité produite l'été pouvait être consommée l'hiver, si l'électricité produite par vent fort pouvait être consommée les jours sans vent, quelques semaines plus tard... On n'aurait pas de peine alors à imaginer une production d'électricité assurée seulement par des éoliennes, du photovoltaïque, de l'hydraulique et un peu de biomasse. Le coût d'un stockage de masse continuera de diminuer. Cela lui permettra-t-il d'avoir un rôle significatif dans le système électrique ?

Supposons que l'on veuille produire 80 % de l'électricité avec des sources renouvelables et en limitant à 25 TWh la production à partir de gaz fossile. Partant du scénario présenté plus haut, ajoutons une capacité de 100 GWh d'un stockage de masse pouvant être intersaisonnier. À partir des possibilités de production excédentaires, ce stockage permettrait d'augmenter les quantités déstockées de 3,7 TWh/an mais réduirait de 0,7 TWh/an la production d'électricité à partir de gaz de méthanation. Il serait possible de diminuer la capacité éolienne de 5 GW sans augmenter la production à partir d'énergie fossile.

En réalité, il est impossible de mesurer l'efficacité de chaque moyen de stockage. En l'absence de STEP et sans possibilités de déplacement de consommation, un stockage de 100 GWh pouvant être intersaisonnier aurait une efficacité de 15 TWh/an en restituant 18 TWh/an et en diminuant de 3 TWh/an la production à partir de gaz de méthanation. Les moyens de stockage se cannibalisent féroce­ment.

Ce stockage de 100 GWh permettrait aussi de diminuer la capacité de production à partir d'énergie fossile. Comme référence, les 90 GWh de STEP garantissent une puissance de 5 GW. De nouveaux moyens de stockage pourraient être plus manœuvrants. S'ils sont répartis parmi les consommateurs ils seront beaucoup moins efficaces qu'avec une gestion centralisée qui pourrait tirer parti du foisonnement des besoins. Nous faisons l'hypothèse que 100 GWh de stockage permettraient de diminuer la capacité des moyens de production à partir d'énergie fossile de 10 GW ou de 20 GW.

Supposons maintenant que le coût du stockage soit divisé par cinq. La production à partir d'énergie fossile est toujours la même, 25 TWh/an. Sans cette capacité de 100 GWh, les dépenses de production et de stockage hors hydraulique sont de 51,3 milliards d'euros par an. Avec 100 GWh de stockage pouvant être intersaisonnier, si la capacité de déstockage garantie est de 10 GW, la dépense est de 50,3 milliards d'euros par an. Si elle est de 20 GW, la dépense est de 49,5 milliards d'euros par an. Soit 18 à 20 milliards de plus que sans éolienne ni photovoltaïque. Et personne n'est en mesure d'envisager sérieusement que le coût du stockage soit divisé par cinq.

Si la consommation d'électricité diminuait au lieu de rester constante

L'ADEME suppose que la consommation serait de 394 TWh par an, c'est-à-dire 12 % de moins que les 445 TWh que nous supposons ici. Cette hypothèse de l'ADEME est conforme à sa « vision » d'une division par deux de la consommation d'énergie. Sans éoliennes ni PV, avec nos hypothèses, il suffirait de 55,5 GW nucléaire, les dépenses seraient de 27,8 milliards d'euros par an.

On dépasserait « 80 % EnR », avec par exemple, à côté de 10 GW nucléaires, 90 GW d'éolien, 80 W de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 10 GW. Les dépenses seraient de 44,7 milliards, soit 14 milliards d'euros par an de plus que sans éolien et photovoltaïque – à quoi il faudrait ajouter les dépenses

Coût de la diminution de la capacité nucléaire

nécessaires pour parvenir à la diminution de consommation d'énergie qui permettrait de diminuer ainsi la consommation d'électricité.

Il est au contraire plus raisonnable d'envisager une hausse de la consommation d'électricité.

Si la consommation d'électricité augmente de 10 %

La consommation sera de 490 TWh. La production à partir d'énergie fossile est toujours de 25 TWh.

	Ni éol ni PV	50 % nucl.	80 % EnR
Capacité nucléaire en GW	72,5	48	12
Capacité éolienne (dont en mer) en GW	0	44 (12)	137 (30)
Capacité PV en GW	0	30	100
Capacité de l'électrolyseur en GW	0	0	20
Dépenses, avec du nucléaire nouveau en G€/an	35,4	42,4	58,63

Tableau 8. Capacités de production et dépenses

Le scénario « 50 % nucléaire » suppose que l'on arrête prématurément 24,5 GW nucléaire en bon état de fonctionnement. Comme il s'agit de réacteurs existants, les dépenses évitées sont moindres que s'il s'agissait de réacteurs neufs. La différence de dépenses entre celles du scénario « 50 % nucléaire » et celles d'un scénario sans éolienne ni PV ne serait pas de 7 milliards d'euros par an comme si on arrêta des réacteurs neufs, mais de 10,5 milliards d'euros par an. Le surcroît de dépenses de réseau dû à l'intermittence serait de 2,9 milliards d'euros par an.

Le scénario « 50 % nucléaire » obligerait ainsi à dépenser 13,5 milliards d'euros par an de plus que sans éolienne ni photovoltaïque. Atteindre 80 % d'EnR serait sans doute possible en dépensant 23 milliards d'euros par an de plus que sans éoliennes ni photovoltaïque.

On nous pardonnera d'indiquer ces valeurs sans plus d'explication : chacun peut les vérifier aisément en utilisant la feuille de calcul qui est publiée.

Nous avons veillé dans cette étude à retenir des hypothèses de coût et de performance qui tiennent compte des perspectives de progrès technique. Le modèle de simulation lui-même est plutôt favorable aux énergies intermittentes puisque les limites d'accès au réseau sont très assouplies et n'ont presque pas d'impact.

Il en ressort que l'objectif de limiter à 50 % la part du nucléaire, un objectif qui oriente un très grand nombre d'études, conduirait à dépenser chaque année 10 à 13 milliards d'euros de plus que sans éolienne ni photovoltaïque, et que les perspectives de porter à 80 % ou 90 % la part des sources renouvelables, objectif retenu également dans des études menées par des organismes financés par l'État, obligerait à dépenser 20 à 30 milliards d'euros par an de plus que sans éolienne ni photovoltaïque, supposant que soient mises en œuvre des techniques dont on n'a à ce jour aucune expérience à l'échelle industrielle.

Calculs « étroitement comptables », nous objectera-t-on peut-être, et qui ignorent que la définition de la politique de l'électricité relève du pouvoir politique qui, lui, ne peut se cantonner à cette approche.

La remarque serait pertinente. Outre les dépenses il faudrait en effet mentionner le nombre d'éoliennes sur terre, leur effet sur le paysage et sur le bien-être du voisinage et les désordres causés sur le fonctionnement des radars de la défense nationale, les conditions sociales et environnementales de production des terres rares et métaux nobles nécessaires aux éoliennes et aux panneaux photovoltaïque, sans oublier le cuivre et le sable nécessaire à la production du béton dont les éoliennes sont grandes consommatrices. Nous devrions aussi

parler de la fausse promesse de « créations d'emplois », promesse mensongère puisque les consommateurs qui devront payer plus cher leur électricité pourront acheter moins de biens et services qui, eux, créent de l'emploi ; promesse également fallacieuse puisque le faible coût de l'électricité en France est un facteur de compétitivité et d'attractivité industrielles.

Devrait-on évoquer la question des déchets de combustible nucléaire ? Elle se posera de toute façon. Quant au risque d'un accident très grave, à ses effets et à la façon de s'en préserver, ils devraient faire l'objet d'une information raisonnée et sereine, appuyée sur des faits avérés et conduite par des entités ayant fait la preuve de leur indépendance et de leur compétence technique et scientifique.

Revenant à l'objet de cette étude : l'objectif « pas plus de 50 % d'électricité nucléaire », c'est dix à treize milliards d'euros par an dépensés sans aucun effet positif sur la production d'électricité ni sur les émissions de CO₂, et sans perspective crédible. Ne vaudrait-il pas mieux qu'ils financent, par exemple, l'éducation et la formation, ou nos forces de sécurité, ou encore des éoliennes et du photovoltaïque dans des pays en développement où ils remplaceraient effectivement du gaz ou du charbon ? La réponse est politique.

Vous souhaitez partager votre expertise, votre opinion, vos travaux ?

Vous pouvez nous adresser le tapuscrit de votre article avec vos coordonnées à l'adresse suivante : redaction@larevuedelenergie.com

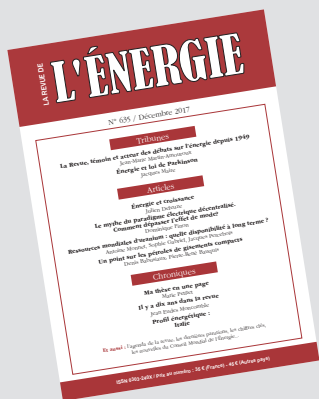
La revue publie deux types d'articles :

- des articles courts (tribune, point de vue) : soit 8 000 caractères (espaces compris) ou environ 1 200 mots.
- des articles longs (étude, recherche, analyse, survey) : soit 40 000 caractères (espaces compris) ou environ 6 000 mots.

Tous les articles envoyés seront étudiés par le comité de rédaction qui informera les auteurs de sa décision.

Avant tout envoi, merci de lire les consignes aux auteurs, disponibles sur le site internet : www.larevuedelenergie.com

S'ABONNER À LA REVUE



Contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition vers des systèmes énergétiques plus durables

Je m'abonne à *La Revue de l'Énergie* pour l'année civile 2018 (6 numéros)
en ligne sur www.larevuedelenergie.com ou en remplissant ce formulaire :

- tarif France 210 € TTC (TVA : 5,5 %)
 tarif étranger 230 € TTC (TVA : 5,5 %)

M. / Mme Nom : Prénom :

Organisation :

Adresse :

Code postal : Ville : Pays :

Téléphone :

E-mail :

- ou Je joins un chèque à l'ordre de La Revue de l'Énergie.
 Je règlerai à réception de la facture.

Date : Signature :

Bulletin d'abonnement à envoyer à :

La Revue de l'Énergie – 12 rue de Saint-Quentin – 75010 Paris – France

Ou à : abonnement@larevuedelenergie.com

La revue est éditée uniquement en format papier à ce jour.

Des tarifs réduits (étudiants, retraités...) existent ; pour en bénéficier, écrire à :

abonnement@larevuedelenergie.com

Les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par *La Revue de l'Énergie* pour la gestion de votre abonnement. Conformément à la loi « informatique et libertés », vous pouvez accéder aux informations vous concernant, les rectifier et vous opposer à leur transmission éventuelle en écrivant à la rédaction à : redaction@larevuedelenergie.com

www.larevuedelenergie.com

La publication de *La Revue de l'Énergie* a repris, après un an d'interruption, grâce à l'engagement du Conseil Français de l'Énergie. Depuis près de soixante-dix ans, elle est l'un des lieux de débat sur les questions énergétiques, en France et dans le monde, à l'interface des milieux académiques, politiques et industriels.



Dès sa création en 1949 par Edmond Epstein, à l'époque sous le nom de *Revue Française de l'Énergie*, *La Revue de l'Énergie* est au cœur des transitions énergétiques : elle offre un cadre de débat d'idées et de critiques constructives, tout en refusant les polémiques stériles. Tout au long de son histoire, elle ouvre ses pages aux points de vue d'auteurs venus d'horizons divers, représentant toutes les énergies, toutes les technologies et tous les acteurs. Son objectif est de présenter les faits et les analyses, en toute probité et en toute indépendance.

Aujourd'hui encore, ces objectifs demeurent d'une grande modernité. Certes, le contexte a changé et il serait trop long de décrire toutes les évolutions du secteur de l'énergie en France, en Europe et dans le monde depuis la création de la revue. Du côté de l'offre comme du côté de la demande, les filières ont évolué et la carte de l'énergie a été transformée. La perception des enjeux a été sensiblement modifiée, notamment avec l'irruption de nouvelles technologies qui pourraient bouleverser les *business models* de l'énergie. Des risques nouveaux sont apparus, d'autres semblent moins importants et encore aujourd'hui la perception des risques évolue. On a assisté à l'arrivée d'acteurs nouveaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie et ce mouvement pourrait s'accélérer. On a pris davantage conscience des interactions, parfois puissantes, entre l'énergie et des secteurs connexes. La gouvernance s'est complexifiée, dans deux directions opposées — la mondialisation croissante et la construction européenne d'une part, la place plus importante donnée aux territoires d'autre part — rendant plus difficiles les prises de décision cohérente. Enfin, les choix de politiques énergétiques font de plus en plus l'objet de débats et l'on ne peut que se réjouir de l'intérêt des citoyens pour ces questions. Ces débats impliquent les médias et, plus généralement, la société civile aux côtés des acteurs traditionnels.

L'ambition de la revue est de contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et de partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition vers des systèmes énergétiques plus durables. Il faut pour cela garantir son **indépendance**, sa **diversité** et sa **qualité** afin qu'elle soit une référence et un outil de travail. « C'est à ces conditions seulement qu'elle servira l'intérêt général et espère mériter la confiance de ses lecteurs » écrivait Edmond Epstein, dans le premier numéro, en septembre 1949.

La revue, bimestrielle, comprend trois types de contributions, avec la règle de base qu'une page de la revue est égale à 4 000 caractères espaces compris, soit 600 mots environ :

- ▶ des tribunes ou points de vue, représentant une ou deux pages de la revue ;
- ▶ des articles plus longs (interviews, études, recherches...) d'une dizaine de pages environ ;
- ▶ des chroniques régulières : « Sur l'agenda de la revue », « Ma thèse en une page », « Il y a dix ans dans la revue », « Dans la bibliothèque de la revue », « Nouvelles du monde », « Regards », « Chiffres clés »...

La Revue de l'Énergie reçoit des projets d'articles qui seront soumis au comité de rédaction et l'annonce d'événements liés à l'énergie qui seront publiés dans la rubrique « Sur l'agenda de la revue ». La revue est rédigée en français ; elle peut exceptionnellement accepter des contributions en anglais.

Contact : redaction@larevuedelenergie.com

La gouvernance est organisée autour de trois entités afin d'assurer son indépendance, sa diversité et sa qualité :

- ▶ Le **comité d'orientation** est composé de sept personnalités d'origines différentes ; il se réunit une à deux fois par an, avec le comité de rédaction ; il donne un avis sur les numéros de la revue qui ont été publiés et suggère des orientations pour les prochains numéros. Le comité d'orientation est présidé par Claude Mandil.
- ▶ Le **comité de rédaction** a la responsabilité de la programmation des numéros de la revue dont il élabore le contenu ; il est composé d'une petite dizaine de personnes qui se réunissent environ tous les deux mois ; ils participent à la recherche d'auteurs, à la relecture d'articles ou à la coordination de dossiers. Le comité de rédaction est animé par Jean Eudes Moncomble.
- ▶ Les **correspondants** participent au projet de la revue sans être impliqués directement dans la programmation ; ils sont destinataires des comptes-rendus des réunions du comité de rédaction et peuvent être ponctuellement sollicités.

La publication de *La Revue de l'Énergie* a repris sur support papier ; une version électronique sera prochainement disponible.

La Revue de l'Énergie est éditée par le Conseil Français de l'Énergie, association reconnue d'utilité publique dont le siège est 12 rue de Saint-Quentin – 75010 Paris. Le directeur de la publication est Jean Eudes Moncomble, secrétaire général.

La revue est diffusée à 1 500 exemplaires vers les politiques, l'administration, les entreprises, les médias, les académiques et les milieux associatifs. La cible géographique est la France, mais aussi l'Europe (dont les organisations de l'Union européenne) et le monde dont la plupart des pays francophones.

Contact : editeur@larevuedelenergie.com