

Transition énergétique: une illustration des effets de la dynamique du parc électrique dans le cas d'un scénario Énergies renouvelables

Séverine Dautremont, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, François-Xavier Colle¹

Le mix électrique français est aujourd'hui peu émetteur de gaz à effet de serre grâce à la politique énergétique menée dans les années 1970. Cette politique repose sur un choix majeur: celui d'un parc hydro-nucléaire puissant. Aujourd'hui, la poursuite des efforts en matière de réduction d'émissions carbonées est à nouveau au cœur des débats. Non émettrices et aux ressources inépuisables, les EnR, comme l'éolien et le solaire, doivent se développer. Par ailleurs, la catastrophe récente survenue au Japon a marqué les esprits et amène à s'interroger sur la composition du mix futur. Peut-on garder un mix peu émetteur sans avoir recours au nucléaire? Quel en est le coût? Quel est l'impact de l'arrêt des centrales et la substitution par des EnR? Comment envisager la vitesse d'évolution de changement du parc, le rythme de déclassement et à quel horizon de temps? Cette étude tente d'apporter des réponses à ces questions pour mieux évaluer et comprendre les choix et les orientations politiques possibles.

1. Contexte de l'étude

Cette étude a pour objet d'évaluer le remplacement progressif des centrales nucléaires (75% de l'électricité produite aujourd'hui) par d'autres moyens de production faiblement émetteurs, à savoir des énergies renouvelables, majoritairement l'éolien et solaire photovoltaïque dès l'horizon 2025. Compte tenu des objectifs ambitieux à si court terme et afin de mieux comprendre les choix possibles en termes de mix futur, un scénario alternatif a été aussi évalué. Ce scénario garde les mêmes hypothèses de temps et de fermeture des

centrales, mais optimise le mix en termes de coût de production de l'électricité. Dans ce cas, le recours au gaz domine et les émissions de CO₂ augmentent naturellement de manière très sensible.

C'est dans le contexte très particulier de la sortie du nucléaire en Allemagne que cet exercice a été mené. À ce moment, il a alors été fait état d'un coût très élevé outre-Rhin de l'arrêt des centrales : on parlait de 250 milliards d'investissements, chiffre avancé notamment par la banque KfW, et parallèlement EWI/Prognos/GWS a estimé une hausse probable du prix réel moyen de l'électricité sur le marché de

1. Les opinions émises dans cet article reflètent le point de vue des auteurs et non celui du CEA.

gros en base de 28% en 2030 (à 55€ en 2008). Les premières estimations d'augmentation temporaires des émissions de gaz à effet de serre étaient publiées dans ce cadre...

La question était donc de savoir et d'évaluer ce qu'une décision du même ordre – *i.e.* avec un calendrier comparable – pouvait induire sur l'économie française. Ainsi, le cahier des charges que nous avons élaboré a-t-il spécifié que la date de «sortie» du nucléaire et une substitution EnR était 2025, ce qui fait certainement de cet exercice un cas d'école, mais permet une comparaison directe avec notre voisin d'outre-Rhin, et donne des résultats dont l'ordre de grandeur reste fiable.

2. Méthodologie

Afin d'évaluer le coût de remplacement du parc nucléaire nous comparons, à consommation constante, trois scénarios :

- la poursuite de la tendance actuelle de développement des énergies renouvelables, définissant le scénario «référence»;
- la sortie totale du nucléaire par un arrêt progressif des centrales jusqu'à la fermeture en 2025 et la mise en place d'EnR. Le niveau d'émission est au plus égal à celui de 2010, définissant ainsi le scénario «sortie du nucléaire sous contrainte carbone»;
- le troisième suppose que le parc nucléaire est essentiellement remplacé à moindre coût par un parc «gaz», soit le scénario «sortie du nucléaire sans contrainte carbone».

Une hypothèse forte faite ici est ainsi de ne pas étudier spécifiquement la demande électrique, en interaction avec des tendances à la hausse (croissance économique) et à la baisse (politiques d'efficacité et de maîtrise de la demande, prix de l'électricité en croissance). Il faut toutefois noter qu'une absence de hausse de la demande pendant plus d'une dizaine d'années consiste déjà en une forte performance de notre économie, pour que soient déconnectées la croissance économique et la consommation d'énergie.

L'étude présente essentiellement les deux premiers scénarios ci-dessus, avec et sans nucléaire, principalement en termes de moyen

de production, de coûts d'investissement et d'impact sur le coût de l'électricité. Le recours à une part importante de renouvelables du deuxième scénario implique une gestion et des frais de raccordements sur le réseau électriques. Ceux-ci sont également étudiés, ainsi que l'impact sur la facture énergétique.

Enfin, l'étude illustre le troisième scénario en le comparant au scénario de référence.

L'analyse est statique, au sens où elle ne décrit pas les transitoires. Ces résultats sont donnés en ordre de grandeur, car tributaires des choix de méthode et de variables suivants (notamment) :

- Demande électrique fixe (alors que les prix diffèrent selon les scénarios).
- Prix du gaz.
- Coût des technologies EnR : éolien terrestre et off-shore, solaire notamment.
- Coût du nucléaire actuel d'abord (avec une sensibilité moindre : il est largement installé, mais son renouvellement commencera à se faire sentir), et nouveau ensuite (2 EPR au plus sont supposés investis sur la période, de façon prudente, dans le scénario de référence).
- Autres : démantèlement, réseaux, puissance de *back up* des EnR...

Ces évolutions évaluées, souvent de grande ampleur, soulèvent évidemment des interrogations de différentes natures. Des éléments de réflexion sur ces sujets sont proposés.

Cette étude a été faite à partir d'une modélisation économique du système électrique et d'hypothèses techniques qui se trouvent sur le site de l'I-tésé.

3. Description des scénarios

Le coût est évalué par comparaison avec les investissements nécessaires jusqu'en 2025 pour satisfaire une demande constante en cas de sortie du nucléaire sous contrainte carbone et ceux qui seraient faits dans la continuité de la politique nucléaire actuelle.

Dans un premier temps, nous comparons donc les deux situations suivantes :

Scénario de référence : il prévoit une stabilisation de la puissance nucléaire installée

à 65 GW; ce qui correspond à l'arrêt de deux ou trois tranches nucléaire actuelles et à la construction de deux EPR. Afin de se conformer à la tendance actuelle et aux ambitions gouvernementales, le scénario envisage également de porter à 20 GW la puissance éolienne et à 8 GW la puissance photovoltaïque. Ce scénario s'inscrit dans la tendance actuelle (où l'on garde un nucléaire élevé), avec une montée en puissance progressive des énergies renouvelables qui est non négligeable.

Sortie du nucléaire sous contrainte carbone: ce scénario prévoit une fermeture progressive de l'ensemble des centrales nucléaires jusqu'en 2025. Les autres unités de production sont maintenues ou déclassées selon leur durée de vie. En 2025, le parc de production est le produit d'une optimisation économique sous la contrainte d'une stabilisation des émissions de CO₂ à leur niveau de 2010 (31 millions de tonnes). Les centrales nucléaires seront donc remplacées par de l'éolien, des panneaux solaires et des centrales à gaz.

Les deux scénarios sont basés sur l'hypothèse d'une consommation stable en 2025 par rapport à 2010, soit 512 TWh. Le coût du CO₂ est également pris en compte et fixé à 25€ la tonne. À titre de comparaison, le rapport de la commission «Énergies 2050» prend une valeur double (50€/t). Mais la période est deux fois plus longue et, de surcroît, l'impact de cette hypothèse sur le coût du CO₂ ne joue que dans le scénario d'absence de contrainte sur les émissions carbonées, scénario présenté ci-après.

Plusieurs jeux d'hypothèses de coûts ont été construits :

- Pour les coûts de production, deux taux d'actualisation sont retenus: 5% et 10%, les données techniques étant à chaque fois la moyenne des pays de l'OCDE² ou de la France et de l'Allemagne. À noter que, pour le nucléaire, c'est essentiellement celui qui est déjà installé aujourd'hui qui produira en 2025: des hypothèses dédiées ont été

formulées à cet égard, avec des coûts de l'ordre de 50€/MWh à cet horizon. Cette hypothèse se trouve très proche de celle faite par la Cour des comptes sur les coûts de la filière nucléaire (49,5€/MWh).

- Pour les coûts de construction du MW^{électrique} installé, deux hypothèses de coûts sont utilisées: la moyenne des pays de l'OCDE ou les prévisions de l'AIE. Ces valeurs permettent d'établir des fourchettes quant aux résultats.

4. Résultats du scénario avec contrainte d'émissions de CO₂

Ce chapitre présente la comparaison du scénario avec sortie du nucléaire sous contrainte carbone et du scénario de référence.

A) Coût total (investissements)

Le coût de sortie du nucléaire est présenté à l'aide d'une fourchette, ce qui reflète l'utilisation de différentes hypothèses sur le coût de construction des centrales (moyenne des pays de l'OCDE ou AIE). Notons que ces hypothèses décrivent des intervalles assez larges et jouent de façon significative sur les résultats.

Le tableau 1 résume les différentes composantes du coût entre les investissements à réaliser

Tableau 1		
Résultats établis avec les données IEA, ou les données OCDE		
	Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	Scénario de référence
Investissement parc productif (Mds d'€)	308-550	49-83
Investissement réseau (Mds d'€)	212	128
Démantèlement (Mds d'€)	10	1
Total (Mds d'€)	530-772	178-212

2. Coût prévisionnels de production de l'électricité 2010, OCDE.

dans le parc productif, les investissements réseau et le coût de démantèlement des centrales nucléaires avant 2025.

Le surcoût en investissements de sortie du nucléaire est donc compris entre 350 et 560 milliards d'euros sur la base de ces deux scénarios. Il s'agit de fourchettes «brutes», c'est-à-dire sans actualisation.

Cela correspond aux nouveaux investissements nécessaires (production et réseau) par rapport à la prolongation du parc existant et à une estimation des surcoûts de réseau engendré par le recours massif à des énergies intermittentes. Ce résultat dépend très fortement des hypothèses faites au niveau du coût de construction de l'éolien et du photovoltaïque. Ces choix sont discutés en fin d'article.

Ce sont ensuite ces mix de production qui vont fixer le prix de production du MWh (Figure 1). Ce prix dépend également du taux d'actualisation retenu. Le tableau 2 reprend les différents scénarios de coûts possibles.

En termes de prix pour les agents économiques, le scénario d'arrêt du nucléaire entraînerait une augmentation de plus des 70% pour les industriels et de 50 % pour les ménages, en ordre de grandeur³.

3. Calcul effectué hors taxes.

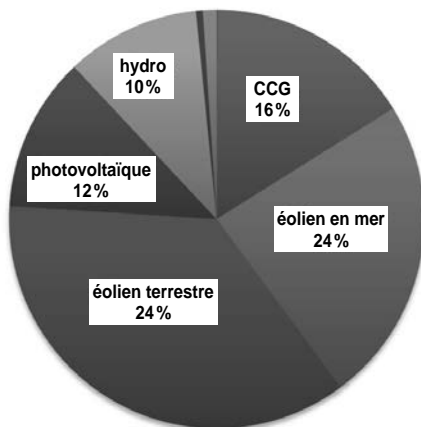
Tableau 2		
Coût de production (€/MWh)	Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	Scénario de référence
Taux d'actualisation : i = 5 %	90	56
Taux d'actualisation : i = 10 %	124	62

B) Importation d'énergie, facture énergétique et émissions de CO₂

Afin de prendre en compte la contrainte climatique (émissions de CO₂), le parc de production en 2025 est censé s'ajuster en minimisant le coût de production sous une contrainte carbone telle que le niveau d'émission ne doit pas dépasser celui d'aujourd'hui (31 Mt)⁴.

4. Par contre, pour un scénario «économiquement optimal», c'est-à-dire à moindre coût, sous la contrainte de non-recours au nucléaire, on obtiendrait une augmentation considérable des émissions de GES: 166 millions de tonnes (cf. paragraphe 5).

Mix de production, sortie du nucléaire sous contrainte carbone (en TWh)



Mix de production, scénario de référence (en TWh)

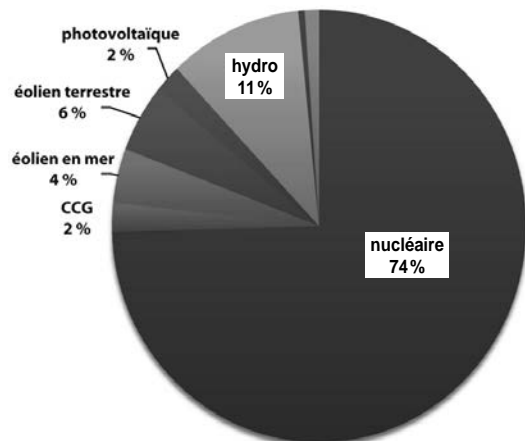


Figure 1: Mix de production résultants et coûts de production du MWh.

Le recours à des énergies intermittentes ne suffit pas alors à répondre à l'ensemble de la demande, essentiellement en fonction de leur caractère intermittent et de l'impossibilité de gérer ce phénomène uniquement à base de stockage et de gestion de la demande, à des coûts jugés acceptables; il est donc nécessaire de recourir à des centrales au gaz en *back up*.

Avec un prix du gaz pris à 29€/MW_{thermique} en 2025, la facture énergétique française annuelle s'élèverait à 4,33 milliards d'euros pour le secteur électrique dans le scénario sous contrainte carbone. Dans le scénario de référence, la facture serait de 550 millions d'euros, avec une diminution des émissions de CO₂ par rapport à la situation actuelle, de 31Mt en 2010 à 9,5 Mt en 2025. Le scénario sous contrainte tient compte d'un niveau d'émissions en 2025 au plus égal aux 31Mt d'aujourd'hui. Le maximum est atteint par la nécessité du recours aux centrales gaz. L'importation de ce combustible s'élèverait alors à 14,17 milliards de m³.

Donc, contrairement à ce que l'on pourrait croire de prime abord, le recours aux EnR aurait pour conséquence de faire baisser l'indépendance énergétique de la France par rapport au scénario de référence. La seconde interrogation posée par ce recours au gaz est la soutenabilité par le réseau gazier actuel d'une augmentation de la consommation de gaz.

Les coûts indirects qui se rapportent au réseau de gaz n'ont pas été considérés dans l'étude (coûts d'investissement). Par contre, ils sont censés figurer au sein du coût du gaz: ce point devrait toutefois être vérifié par un calcul dédié.

Selon les scénarios, les volumes de gaz importés et les émissions de CO₂ sont donnés dans le tableau 3.

La baisse des émissions de CO₂ dans le scénario de référence est due à l'arrêt des centrales thermique (TAC et charbon) fortement émettrices.

C) Scénario sans contrainte sur le CO₂ avec recours massif au gaz

Un troisième scénario a été construit en relaxant la contrainte carbone. Le choix du moindre coût, dès lors que le nucléaire

Tableau 3

Scénario	Import gaz (Mds de m ³)	Import gaz (Mds d'€)	Émissions CO ₂ (Mt)
Référence	1,95	0,55	9,5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	14,17	4,3	31

est supposé non retenu, amène à investir massivement en centrales à gaz à cycle combiné car le recours au gaz s'avère économiquement ce qu'il y a de plus rentable. Cela se fait évidemment au dépend des émissions de CO₂, du prix du MWh (par rapport au scénario de référence, en fonction du prix du gaz) et de la facture énergétique.

Les principaux résultats comparant ce dernier scénario avec les deux premiers sont présentés dans le tableau 4.

5. Remarques sur les réseaux et la possibilité de croissance des EnR

A) Les réseaux

Le réseau représente sans doute la plus grande inconnue. En effet, le passage massif du nucléaire à des énergies alternatives représente un bouleversement dans la manière de gérer et de construire le réseau de transport ou de distribution. Les raisons sont principalement:

- la gestion de l'intermittence: le réseau devra supporter des variations importantes de production ;
- l'inadéquation initiale entre la localisation des moyens de production et la consommation (les éoliennes, par exemple, sont situées en général dans des zones peu denses ou en mer);
- la décentralisation des moyens de production dans des zones où le réseau est calculé au plus juste induira des besoins en renforcement de réseaux importants;
- le développement des interconnexions pour pallier à un manque de vent ou de

Tableau 4

Scénario	Investissements Mds d'€	Coût prod. élec. €/MWh	Import gaz		Émission CO ₂ Mt
			Mds m ³	Mds €	
Référence	178-212	56-62	1,95	0,55	9,5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	530-772	90-124	14,17	4,3	31
Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	173-181	69-74	84,76	23,25	166

soleil (ou de sites favorables) dans certaines zones;

- la difficulté technique qui peut apparaître pour les réglages de réseau, compte tenu des spécificités techniques des lignes en continu (qui pourraient se développer pour l'éolien off-shore ou le solaire, lequel ne dispose d'aucune inertie pour les réglages via la fréquence);
- etc.

Inversement, des progrès technologiques importants se font jour qui permettront de gérer de mieux en mieux ces contraintes: interconnexions massives, compteurs intelligents, nouveaux *business models* facilitant les effacements (agrégateurs), usage de nouvelles capacités de stockage (véhicules électriques, «STEP côtières»,).

Le chiffrage des coûts de réseau est donc extrêmement complexe et toujours sujet à caution, compte tenu des expériences acquises à ce jour. Aucun pays n'a atteint actuellement des taux de pénétration d'EnR intermittentes significativement supérieurs à 1/3 de l'énergie produite. Cependant, le différentiel de coût de réseau entre une sortie du nucléaire et le scénario de référence que nous avons retenu est de l'ordre de la centaine de milliards d'€. Il ne semble pas notablement différent des études disponibles, en termes d'ordre de grandeur.

Enfin, la construction de lignes pose un redoutable problème d'acceptabilité et de durée de développement: il faut effectivement 10 ans au minimum en France pour construire une ligne THT. Ce facteur pourrait être un obstacle majeur à une forte évolution du mix français.

Un choix de développement important des EnR nécessiterait donc une action spécifique

pour accélérer la construction des lignes: ce point est d'ailleurs très étudié en Allemagne depuis peu et a donné lieu à une loi spécifique pour accélérer le processus.

B) L'acceptabilité et la faisabilité du recours massif aux éoliennes

Le recours massif aux éoliennes risque de poser un problème de disponibilité de certains sites de production potentiels. Outre l'existence même de suffisamment de sites de production pouvant accueillir des éoliennes au niveau supposé ici, se pose la question de la disponibilité de ces sites.

À ce jour, certains projets ont été annulés du fait de l'opposition des riverains. Or, dans l'hypothèse d'une sortie du nucléaire avec recours massif aux EnR, nous avons supposé qu'il faudrait installer près de 100 GW d'éoliennes, lesquelles peuvent occuper une surface équivalente à celle de la Bretagne (en cas d'on-shore uniquement). Il faudrait donc optimiser le positionnement de ces champs d'éoliennes, notamment *via* le recours à l'off-shore (ce qui a été supposé ici avec un taux d'off-shore de 40 %).

C) La sécurité et la qualité d'approvisionnement en électricité

Les éoliennes ou le solaire sont extrêmement dépendants des conditions météorologiques, intermittentes par nature. Certes, il est possible de diminuer la variabilité globale de la production; il faut pour cela répartir les moyens de production dans des zones ayant des régimes de vent (ou d'ensoleillement) différents. Les études récentes mettent en évidence qu'en termes de foisonnement des

régimes de vents, même au niveau européen, ces effets ne jouent que partiellement. Comme le montre la Figure 2, il demeure des périodes de quelques jours à deux semaines avec des puissances limitées à 10 à 15% de la puissance installée lors de grands froids, alors que la demande est très forte (200 000 à 250 000 MW)⁵.

Enfin, on ne peut exclure la probabilité d'événements exceptionnels comme une absence de vent combinée avec un faible ensoleillement. Pour pallier ces phénomènes et assurer une qualité de livraison correcte (exempte de coupures) il est nécessaire, outre le développement du réseau (cf. *supra*), d'installer une puissance de *back up*, en général du gaz, et/ou des capacités de stockage. Ces mesures techniques peuvent être combinées, on l'a vu plus haut, avec une gestion de la demande performante.

In fine, il faut donc trouver un compromis entre calculs économiques et durée de

défaillance (en tenant compte du foisonnement au plan européen, du stockage, de la réponse de la demande, de l'évolution des réseaux ...). Ce calcul n'a pu être mené dans le cadre de cette étude. Le risque est donc que le coût total soit plus lourd que celui évalué ici. Inversement, le potentiel technologique de progrès est très important dans ce domaine. On retrouve ici le poids de la date de sortie très rapprochée qui a été retenue.

6. Conclusions et principales perspectives

Le principal résultat de l'étude est qu'un arrêt très rapide (en moins de 15 ans) du nucléaire en France induirait des pertes se chiffrant en capital de l'ordre de 300 à 500 milliards d'euros. Soit à une centaine de milliards en valeur actuelle nette (après actualisation à un taux de l'ordre de 5% ou un peu plus). En termes de prix de l'électricité, celui-ci pourrait augmenter de près des deux-tiers (pour les industriels) à la moitié (pour les ménages).

5. Source: «Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest», H. Flocard et J.-P. Pervès, sauvsleclimat .org, mars 2012.

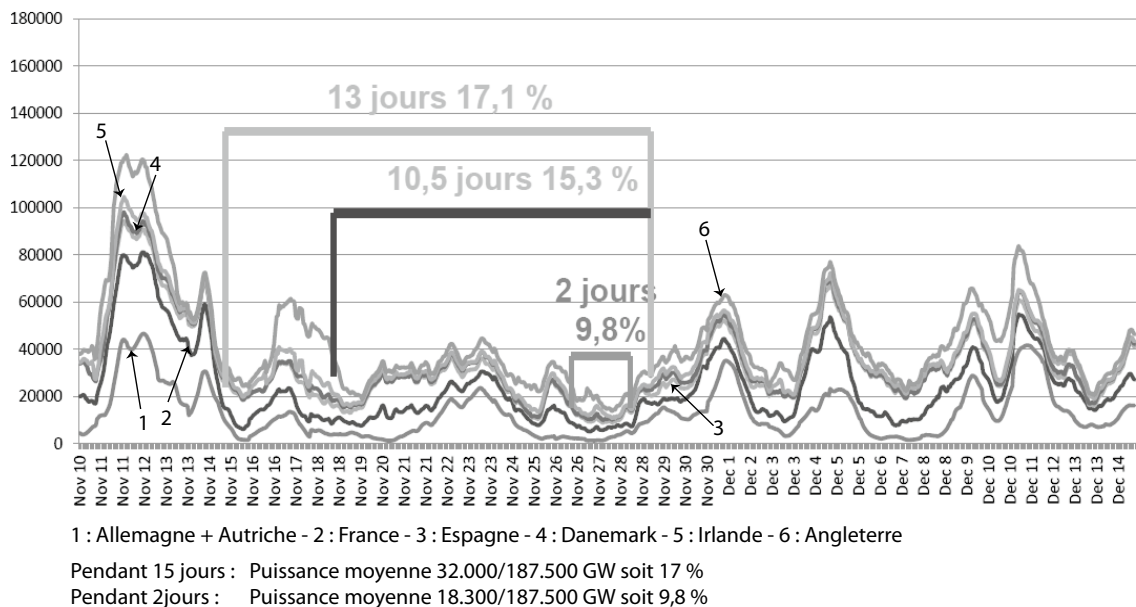


Figure 2: Foisonnement de la puissance éolienne durant une période froide (10 nov. - 15 déc.) 7 pays soit l'essentiel de la puissance éolienne d'Europe de l'Ouest - Parc 187 GW.

Source: «Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest», H. Flocard et J.-P. Pervès, sauvsleclimat.org, mars 2012.

Ce résultat, d'un ordre de grandeur très significatif, doit impérativement être mis en perspective avec les éléments suivants :

- ne pas utiliser des réacteurs «en état de marche sûre» serait une perte économique sèche (de l'ordre de 1 à 2 G€/réacteur d'après la commission «Énergies 2050»);
- le coût de production du nucléaire historique (surcoût de sureté post-Fukushima compris) est de l'ordre de 45 à 50€/MWh alors que le coût des EnR actuelles (ou proches) est au moins du double, si l'on y rajoute les besoins de *back up* et de réseau.

Ainsi, à un premier effet de l'ordre de plus de 50 à 100 milliards (58 tranches), on rajoute un quasi doublement du coût de production du parc (soit 25 G€/an). Ces montants étant actualisés et ramenés en valeur actuelle, on trouve plus de 100 milliards d'euros (actualisation de 5 à 10%).

Ce résultat doit aussi être nuancé de nombreuses façons : pour ce qui est des capacités électriques «en développement» (c'est-à-dire à construire), l'économie est assez nettement différente, et les EPR sont significativement plus onéreux. D'autre part, plus on «attend» et moins chères seront les EnR (dont le solaire, surtout). Le résultat est très différent si l'on pose la question du parc optimal vers 2030 : à cette échéance, les EnR pourront jouer un rôle central. On retrouve ici un résultat très fréquent en économie : c'est la transition rapide qui induit des coûts (coûts échoués dus à

l'impossibilité de rentabiliser des équipements existants). Dans des perspectives plus longues, les évaluations peuvent être très différentes.

À plus long terme, une clé indispensable pour réussir une transition énergétique forte vers des énergies décarbonées réside dans notre capacité à :

- 1°) augmenter la performance des EnR;
- 2°) augmenter efficacité et sobriété énergétique;
- 3°) bénéficier du socle de l'énergie nucléaire décarbonée.

Selon ces trois axes, des efforts très importants de R&D seront nécessaires. Par exemple, un des objectifs, au plan de la production d'électricité, est de disposer vers 2030 d'une palette la plus large possible d'énergies à faible émission de carbone, dans des plages de prix comparables (significativement en dessous de 100€/MWh, en valeur économique équivalente actuelle). Cet objectif vise à disposer de marges de choix les plus importantes possibles à cet horizon. Parmi ces énergies «bas carbone», outre le nucléaire, il y a bien sûr et en priorité pour la R&D les EnR (les priorités du nucléaire sont ailleurs et portent sur la ressource et les déchets). C'est vers 2030 notamment que le parc nucléaire exploité pendant 40 à 50 ans commencerait à devoir être remplacé à forte cadence, selon la part que l'on souhaitera accorder au nucléaire à l'horizon de la moitié du siècle. Avant cette échéance, le but est que les choix soient les plus ouverts possibles. ■

Abonnez-vous pour 2013 au tarif 2012

Bulletin d'abonnement page 396