



Fondation Paris-Dauphine



# L'électricité européenne entre marché libre et objectifs politiques

Synthèse de conférence

**Conférence organisée par la Chaire Gouvernance et Régulation  
en coopération avec le Conseil Général de l'Economie**

*Université Paris-Dauphine, 22 novembre 2018*



Conférence organisée par la Chaire Gouvernance et Régulation  
en coopération avec le Conseil Générale de l'Economie



**CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE**  
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

# Table des matières

<b>1<sup>ère</sup> table ronde : L'économie de la transition électrique .....</b>	<b>3</b>
Les conséquences économiques du soutien aux énergies renouvelables intermittentes ...	3
Les conditions d'équilibre économique de l'intégration	
des énergies renouvelables intermittentes dans le système de production électrique ....	6
Interactions entre la politique énergétique française et les réseaux .....	8
Les énergies renouvelables et la transition électrique .....	10
Le rôle du nucléaire dans la transition électrique .....	12
Débat .....	14
<b>2<sup>nde</sup> table ronde : Transition électrique : comment hiérarchiser les objectifs ? .....</b>	<b>17</b>
Electricity transition and national policies .....	17
Transition électrique : objectifs politiques et contraintes économiques .....	19
Objectifs et financement de la transition électrique en Allemagne .....	20
Les objectifs et les outils de la politique électrique européenne .....	22
La régulation européenne de l'électricité .....	24
Débat .....	26
<b>Clôture .....</b>	<b>28</b>



# L'électricité européenne entre marché libre et objectifs politiques

Conférence de la Chaire Gouvernance & Régulation  
22 novembre 2018

---

*Le système européen de production et de distribution d'électricité a subi de profondes transformations depuis les années 1990. Autrefois régi essentiellement par des monopoles ou oligopoles nationaux, il est aujourd'hui animé par un marché libre de l'électricité, avec une cotation continue du MWh. L'intervention publique n'a pas pour autant disparu car, à l'objectif historique de sécurité d'approvisionnement, se sont ajoutés au moins deux objectifs : celui, européen et planétaire, de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et parfois celui de réduction de l'importance de l'électricité d'origine nucléaire pour les pays qui en produisent.*

*Il résulte de cette évolution diverses tensions : entre logique du marché et logique politique ; entre objectifs politiques parfois contradictoires ; entre politiques européenne et nationales ; ou encore entre politiques nationales de pays voisins dont les réseaux sont connectés. Quelle est l'économie de la transition électrique, et comment hiérarchiser les objectifs qu'elle se fixe ?*



# L'économie de la transition électrique

**Marie-Solange Tissier**  
**Conseil général de l'économie**

Le monde de l'électricité a connu, ces trente dernières années, des mouvements profonds et à certains égards contradictoires. La volonté de promouvoir une économie « normale » de l'électricité, dénuée de monopoles, a occasionné le développement de marchés inédits. Parallèlement, la plupart des Etats européens, soucieux de décarboner l'énergie, ont impulsé des politiques d'énergies renouvelables. En France, en conséquence de ces deux approches est né par exemple un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Où en est aujourd'hui le monde de l'électricité, et que pourrait-il être dans vingt ans ?

## Les conséquences économiques du soutien aux énergies renouvelables intermittentes

**Etienne Beeker**  
**France Stratégie**

Dans un rapport publié début 2014, France Stratégie constatait que la déréglementation avait été suivie d'une hausse des prix de l'électricité, d'une perte de rentabilité pour les centrales de demi-base et de base, d'une dévalorisation de moitié des actifs des électriciens et d'une menace sur la stabilité du réseau. Ce rapport recommandait de se focaliser sur la réduction des émissions de CO2. Il soulevait également la question des subventions aux énergies renouvelables : le tarif d'achat étant responsable de l'injection prioritaire, sur le réseau, d'énergies dont le coût marginal était nul, il entraînait une baisse des prix, freinait les nouveaux investissements et menaçait la sécurité d'approvisionnement. Des centrales de demi-base étaient en effet nécessaires pour compenser l'intermittence de ces énergies.

### Un marché qui fonctionne, sans remplir son rôle

La situation actuelle trouve ses prémises dans le Royaume-Uni des années 1980. Alors que l'électricien historique, le Central Electricity Generating Board, se trouvait en fort mauvaise posture, du gaz a été découvert en mer du Nord, et des centrales à cycle combiné au gaz ont été mises au point. Rien ne se serait passé sans la volonté politique de Margaret Thatcher de briser les syndicats charbonniers, afin de remplacer le charbon, alors majoritaire dans la production d'électricité, par ce gaz de mer du Nord. Les cycles combinés au gaz se caractérisant par une faible part d'investissement et une forte part de coût variable, le prix de l'électricité s'est corrélé avec celui du gaz.

Puis, les années 2000 ont sonné l'heure allemande, avec un « verdissement » du mix. Après quelques revirements, l'accident de Fukushima a scellé la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire, à l'horizon de 2022 et de lancer son Energiewende. Au niveau européen, le CO2 a été érigé comme unique critère de mesure des politiques

environnementales. Cette ère semble prendre fin. Il y a quelques mois en effet, l'Allemagne a insisté pour atténuer les objectifs du paquet européen « énergies propres » en matière d'énergies renouvelables comme de CO2.

La crise financière de 2008 a été suivie de plans de relance faisant la part belle à la croissance verte. Les énergies renouvelables ont largement profité de cette manne financière.

Durant ces différentes phases, le marché n'est jamais vraiment parvenu à fonctionner. Un débat persiste pour déterminer s'il est ou non adapté au système électrique. L'électricité reste en effet peu ou prou un monopole naturel, pour les réseaux tout au moins. Ses coûts marginaux vont croissant, ce qui peut inciter les acteurs à pratiquer une rétention de capacités. La sécurité d'approvisionnement est par ailleurs cruciale. En 2002, lorsque la décision d'ouvrir le marché a été prise, celui-ci était surcapacitaire. Les prix étaient donc très bas. Avant que ces surcapacités aient été résorbées, des capacités supplémentaires ont été injectées, issues d'énergies renouvelables. Les prix se sont à nouveau effondrés.

Les Etats adoptent par ailleurs une attitude ambiguë : s'ils entendent laisser faire le marché, ils sont soucieux de la sécurité d'approvisionnement, mais aussi de l'opinion publique. Ils sont impatients de voir leurs objectifs se réaliser, tandis que la technologie et les marchés évoluent lentement. Ils désignent quelles sont les « bonnes » technologies (énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en tête) et les « mauvaises » (charbon, voire nucléaire). L'amont est en partie dérégulé, tandis que l'aval ne l'est pas – et ne peut donc pas répondre aux variations de prix. Les réglementations s'accumulent (ARENH, certificats d'économie d'énergie, réglementations thermiques...). En d'autres termes, le marché fonctionne, mais ne remplit pas son rôle.

Au regard du marché de capacités, il s'est avéré nécessaire de créer de nouveaux mécanismes pour soutenir les investissements. C'est oublier que puissance et énergie sont couplées. Sans mentionner la cacophonie européenne, puisque chaque Etat met en œuvre son propre mécanisme. La sécurité d'approvisionnement relève en effet de la subsidiarité des Etats.

Paradoxalement, les énergies renouvelables, longtemps désignées comme locales, du fait de leur intermittence, obligent à renforcer le réseau mais n'en supportent pas la charge. A l'échelle locale, l'autoconsommation est subventionnée via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). A l'échelle européenne, des flux perturbent les réseaux. Les énergies intermittentes obligent le marché à s'approcher du temps réel. Les problèmes d'investissement à long terme se doublent donc de problèmes de très court terme, les variations rapides de la demande impliquant un marché de flexibilité.

### Une régulation inévitable

Que faire, face à une telle complexité ? Pas moins de cinq ans ont été nécessaires pour que les énergies renouvelables intermittentes ne soient plus prioritaires sur le réseau lorsque les prix sont négatifs ! Aujourd'hui, l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement revient sur le devant de la scène, comme en témoigne l'appel des syndicats d'électriciens d'octobre 2018.



Dans un tel environnement, une régulation étatique semble difficilement évitable à court ou moyen terme. En effet, l'objectif de décarbonation requiert des investissements massifs, ainsi qu'une relation étroite avec la politique industrielle. La gestion des énergies renouvelables intermittentes est en outre très complexe. Ce contexte implique enfin de fortes interactions entre la production et le réseau. La régulation étatique est susceptible de répondre à ces différents enjeux.

## Les conditions d'équilibre économique de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans le système de production électrique

**Fabrice Dambrine**

**Conseil général de l'économie**

Avant toute chose, il me paraît nécessaire de rappeler que la demande d'électricité ne porte pas sur de l'énergie, mais sur de la puissance. Un consommateur ne demande pas des MWh, mais des MW – pour l'expliquer trivialement, il souhaite que la lumière s'allume lorsqu'il actionne l'interrupteur. La notion-clé de la demande d'électricité est donc celle de la puissance instantanée, à un endroit donné. Il faut bien le comprendre pour éviter des malentendus. À cet égard, deux catégories de moyens de production se distinguent : les uns sont pilotables et peuvent moduler la puissance produite à la demande ; les autres sont intermittents et leur puissance de production dépend de facteurs exogènes (vent, soleil, eau) que l'on ne maîtrise évidemment pas. Ils ne peuvent donc pas à l'inverse des premiers assurer à la commande la satisfaction immédiate d'une demande de puissance.

### Des énergies intermittentes nécessairement complémentaires

Comme il n'existe aucune corrélation entre la demande d'électricité et la production d'énergies intermittentes, celles-ci, lorsqu'elles sont insuffisantes, doivent être compensées par des moyens pilotables. Les énergies intermittentes ne pourront donc jamais se substituer totalement aux moyens pilotables, sauf à accepter des effacements – perspective difficilement envisageable, au moins à grande échelle. En revanche, les moyens intermittents peuvent être complémentaires avec les moyens pilotables. Ils présentent en effet l'immense avantage d'avoir un coût de production marginale nul. Ils peuvent être employés, quand le vent et le soleil le permettent, pour soulager les moyens pilotables et économiser sur leur coût marginal de production – et réduire les émissions de CO<sub>2</sub> quand les moyens pilotables sont alimentés par des combustibles fossiles.

L'Allemagne l'a bien compris, elle qui n'a pas fermé de centrale pilotable parallèlement au développement des énergies renouvelables. Malgré un potentiel de production d'énergies intermittentes de quelque 100 MW, elle a maintenu une capacité de production au charbon, pilotable, de 87 GW. Les puissances pilotables et mobilisables à tout instant y représentent 139 % des pointes constatées, contre seulement 109 % pour la France.

### Un point d'équilibre

En termes économiques, on démontre que la substitution des énergies renouvelables intermittentes aux productions d'électricité pilotables présente un intérêt économique lorsque leur coût moyen de production devient inférieur au coût marginal de production des moyens pilotables<sup>1</sup>.

Prenons le cas d'une centrale à charbon classique, comme il en existe en Allemagne, en retenant un prix de 10 € par MWh thermique pour le charbon, tel que constaté en 2017. Avec par exemple une taxe carbone de 50 € par tonne de CO<sub>2</sub>, la neutralité de l'effacement de cette centrale par les énergies renouvelables apparaît quand le coût

<sup>1</sup> Pour la démonstration complète, voir le numéro des Annales des Mines à paraître en janvier 2019.

moyen de production de ces dernières équivaut à 90 € par MWh. En deçà de ce seuil, il devient intéressant d'effacer la centrale au profit d'une production intermittente. En France, où le coût marginal de la production nucléaire est de quelques euros par MWh, il est difficile d'assurer la rentabilité économique d'une telle substitution. Cela nécessiterait que le coût moyen de production des énergies intermittentes chute également à quelques euros par MWh.

Ces conditions valent dans un marché libre. Or, les politiques environnementales ont conduit à développer les énergies renouvelables intermittentes bien davantage que le marché ne l'aurait fait naturellement. A titre d'illustration, la production d'éolien et de photovoltaïque en France était de l'ordre de 33 TWh en 2017, et les subventions atteignaient 5 milliards d'euros – soit une aide de 170 € par MWh. Un tel niveau de subvention perturbe bien évidemment le fonctionnement du marché électrique.

## Interactions entre la politique énergétique française et les réseaux

**Thomas Veyrenc**  
**RTE**

J'apporterai une note positive au tableau relativement sombre dépeint jusqu'à présent, en soulignant que le travail de scénarisation de l'évolution du système électrique mené dernièrement par RTE a contribué à clarifier la donne.

### Des scénarios énergétiques qui se précisent

A l'issue d'une large concertation auprès de l'ensemble des acteurs du secteur, et sur la base d'une répartition à 50 % d'énergie nucléaire et 40 % d'énergies renouvelables à l'horizon de 2035, RTE a bâti, en novembre 2017, cinq scénarios sur la transition énergétique de la France dans le secteur de l'électricité (Bilan prévisionnel 2017). Le champ des possibles est donc désormais plus circonscrit. Le scénario tablant sur 50 % de nucléaire en 2025 a été écarté, tant sa mise en œuvre aurait été complexe. Autre choix structurant pour l'évolution du système électrique, le Gouvernement a décidé de ne pas construire de nouvelle centrale thermique. Ceci a conduit à écarter deux autres scénarios. Restent donc deux voies possibles :

- le scénario « Volt », qui correspond à un pilotage économique de l'évolution du parc nucléaire ;
- le scénario « Ampère », qui repose sur une substitution entre nucléaire et énergies renouvelables en fonction du rythme de développement effectif de ces dernières.

Ces scénarios ont été utilisés dans le débat public sur la PPE, ils étaient évalués sur le plan technique, économique et environnemental (émissions de CO<sub>2</sub>). En ce sens, les différentes options ont été largement documentées.

### La sécurité d'approvisionnement, autre enjeu de la transition

En intégrant les choix et les orientations précisées par le Gouvernement depuis un an, RTE a publié, en novembre 2018, une étude sur la sécurité d'approvisionnement (Bilan prévisionnel 2018). Cette étude intègre de manière détaillée plusieurs aspects, dont certains restent, il est vrai, absents du débat public. A titre d'exemple, alors que c'est la question de l'arrêt ou de la prolongation des réacteurs au-delà de 40 années de fonctionnement qui électrise le débat, celle de l'incidence des conditions de prolongation des réacteurs nucléaires sur la sécurité d'approvisionnement est le plus souvent sous-estimée. Elle sera pourtant capitale ces prochaines années, d'autant que ces travaux de prolongation sont susceptibles de survenir en période hivernale. En réalité, dès maintenant, la France ne détient pas suffisamment de moyens pilotables pour passer une pointe de 100 GW. Elle doit pour cela importer – ce qui n'est pas un échec, sachant qu'elle exporte de l'énergie près de 95 % du temps : on peut donc dire que nous tirons parti des complémentarités européennes, ce qui est bien l'objectif du marché unique. La fermeture des centrales à charbon réduira encore la capacité du pays à passer les pointes. Dans ce contexte, la trajectoire renouvelable n'est pas seulement une question de « verdissement » du mix, mais aussi de sécurité d'approvisionnement.

En réalité, ce sujet est déjà massivement régulé. Outre le marché de capacités, des dispositions ont été instaurées par tous les États membres en la matière. Notez qu'à cet égard, l'Allemagne est hautement surcapacitaire, contrairement à la France.

#### Quelle évolution pour l'infrastructure de réseau ?

La prochaine étape consistera à élaborer une vision publique de l'évolution de l'infrastructure de réseau. RTE a entamé ce travail, en concertation avec les acteurs du secteur. Nous traiterons, dans ce cadre, de l'interaction nécessaire entre le développement de la production et celui du transport. Ce sera l'occasion de quantifier le coût des politiques pour le réseau – coût qui tend parfois à être surestimé pour les ENR terrestre. En réalité, tout changement du mix de production, avec des énergies renouvelables ou d'autres moyens de production, a des incidences sur le réseau, qui peuvent être très différentes selon l'anticipation dont on dispose.

Au total, nous disposons aujourd'hui de scénarios chiffrés, en euros comme en émissions de CO<sub>2</sub>, sur la base desquels nous pouvons mettre en place des principes de coordination.

## Les énergies renouvelables et la transition électrique

**Alexandre Roesch**

**Syndicat des énergies renouvelables**

La transition énergétique est en réalité un concept ancien. Nos systèmes énergétiques ont connu des transitions majeures par le passé, phases d'innovation durant lesquelles l'Etat a fortement imprimé sa marque. Quant au marché, il a toujours été perçu comme un outil au service d'un objectif politique de transition. Les réseaux électriques, tout comme les signaux envoyés aux consommateurs, ont été organisés à cette fin.

### L'intervention publique, moteur efficace de la transition

Les objectifs de transition ont toujours suscité un investissement dans un nouveau système énergétique, en vue d'en récolter les fruits ultérieurement. C'est précisément ce qui se produit actuellement. Et quand l'Etat investit de l'argent public dans les énergies renouvelables, cela porte bel et bien ses fruits. Les politiques publiques déployées en France et en Europe ont permis d'accompagner efficacement différentes sources d'électricités renouvelables. Celles-ci ont vu leurs coûts décroître dans des proportions considérables. Dans les derniers appels d'offres, le solaire au sol affiche ainsi un coût de 52 € par MWh, l'éolien terrestre de 65 € par MWh et la petite hydroélectricité de 89 € le MWh. L'appel d'offres d'éolien en mer annoncé dans la zone de Dunkerque fera probablement ressortir des prix de l'ordre de 63 € le MWh. Ces résultats ont été atteints sur un temps assez court au regard des cycles d'investissement du secteur de l'énergie. Nous arrivons aujourd'hui au terme de cette phase d'investissement. Le rapport de la Cour des comptes de mars 2018 sur le coût du soutien public aux énergies renouvelables démontre que le pic de ces subventions surviendra en 2025, après quoi la dépense publique décroîtra. Nous en récolterons alors les fruits, avec une électricité renouvelable extrêmement bon marché, qu'il conviendra d'utiliser au mieux.

Faut-il mettre fin aux interventions publiques de soutien aux énergies renouvelables ? Les prix spot de ces derniers mois pourraient le laisser penser. En fait, l'intervention publique est appelée à changer de nature. Elle sera nécessaire non plus pour accompagner la baisse des coûts des énergies renouvelables, mais pour pallier l'insuffisante capacité du marché à rémunérer les actifs de production. Ce sujet n'est pas propre aux énergies renouvelables. Il faut être conscient qu'un mix de production électrique décarboné implique nécessairement un système où une large part des moyens de production a des coûts marginaux extrêmement faibles. Si le rôle du marché s'avère insuffisant dans ce contexte, il convient de réfléchir aux autres moyens devant être mis en place. Certaines tendances de régulation se dessinent en matière de sécurisation des revenus, comme les Power Purchase Agreements (PPA). En Europe, 6 GW de PPA ont été signés avec des énergies renouvelables. Toutefois, ce type de modalité ne suffira pas à répondre à l'ensemble des besoins.

### Qu'est-ce qu'un système électrique efficace d'un point de vue économique ?

Un système électrique est efficace économiquement dès lors qu'il fait le meilleur usage de l'électricité la moins chère, et récolte pertinemment les fruits de l'investissement

passé. Le marché ne pourra se contenter de rémunérer les moyens de production. Doublé d'une volonté politique, il devra aussi envoyer des signaux pour accompagner la transition électrique, et notamment le développement de moyens de flexibilité. Cela impliquera de moduler le parc de production, d'user habilement des interconnexions, et encore d'inciter à un déplacement de la demande. Précisons que toutes les énergies électriques renouvelables en France ne sont pas intermittentes. Ainsi, l'hydroélectricité est modulable et offre une capacité de stockage importante, parfaitement calibrée pour la flexibilité dont le système aura besoin demain.

La réforme de l'électricité à l'échelle européenne devrait permettre d'accéder des sources de flexibilité à une maille plus large. Les codes de réseau impliqueront par ailleurs que les énergies renouvelables fournissent davantage de services système.

Au total, les énergies renouvelables occuperont une place centrale dans l'atteinte des objectifs de politique publique. Le dernier bilan prévisionnel publié par RTE confirme d'ailleurs qu'elles seront indispensables pour répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

## Le rôle du nucléaire dans la transition électrique

**Valérie Faudon**

**Société française d'énergie nucléaire**

La transition électrique revêt des formes très différentes en France et dans les autres pays du monde – pour lesquels elle consiste à quitter les énergies fossiles. Le système électrique mondial repose à 70 % sur les énergies fossiles, dont 40 % de charbon. Or le nucléaire est l'un des moyens reconnus par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour décarboner le système électrique mondial. Il constitue une excellente alternative au charbon : comme lui, il permet de produire en continu. Il n'émet en revanche que 12 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh en moyenne dans le monde, et même 5 grammes en France où l'uranium est enrichi avec de l'électricité décarbonée.

### Le nucléaire est-il encore compétitif ?

La France a déjà décarboné son système électrique, en particulier grâce au nucléaire. Elle est le pays du G7 le moins émetteur de CO<sub>2</sub> par habitant. Dans notre pays, la question de la transition électrique est donc celle du mix. Le nucléaire est-il encore compétitif, compte tenu la baisse du coût des énergies renouvelables ? Nous évaluons le coût de production du parc nucléaire français à 33 € par MWh, coût de maintenance courante et lourde compris. Ce niveau est extrêmement compétitif pour un moyen pilotable et décarboné.

Notez que notre parc contribue aussi à décarboner l'électricité de nos voisins, puisque la France exporte 10 % de sa production en moyenne. Le nucléaire français contribue de surcroît au développement des énergies renouvelables intermittentes, puisqu'il présente la caractéristique d'être flexible : il peut varier de plus ou moins 80 % en 30 minutes. Cette qualité constitue un axe de R&D pour la filière. Les petits réacteurs NuScale de 60 MW qui apparaissent aux Etats-Unis pourraient ainsi assurer un suivi de charge, en guise d'alternative au stockage.

Quelle sera la compétitivité du nucléaire futur ? Cette question doit être appréhendée au regard des services rendus par le nucléaire et des énergies avec lesquelles il peut être comparé. A l'horizon 2030, peu d'énergies seront, comme lui, bas-carbone et pilotables. Seuls rempliront cet office le gaz avec captage et stockage du CO<sub>2</sub>, l'hydroélectricité (dont les possibilités sont relativement saturées en Europe) ou encore le stockage de l'électricité.

### Aurons-nous besoin du nucléaire en 2050 ?

Aucun grand scénario mondial de décarbonation, qu'il provienne de l'Agence internationale de l'énergie, de la Commission européenne ou du GIEC, ne parvient à accorder une part minimale au nucléaire. Nous voyons difficilement comment la France, qui détient une spécialisation industrielle dans ce domaine, s'en passerait. Le scénario européen PRIMES prévoit ainsi 40 GW de nucléaire en France en 2050, et 70 GW dans le reste de l'Europe. Cette hypothèse impliquerait de renouveler une partie du parc nucléaire entre 2030 et 2050.



Comment abaisser le coût de ce nouveau nucléaire ? Le coût d'investissement initial recouvre le coût de construction, mais aussi le coût de financement – lequel représente 25 % du coût total de la centrale d'Hinkley Point, par exemple. Les coûts de construction peuvent être réduits grâce à un effet de série. Une étude de la Cour des comptes révèle que celui-ci joue à partir de 6 unités. Une paire permet déjà de réaliser un gain de 15 % sur un même site. Or la France est le seul pays au monde à avoir construit des EPR uniques. Tous les chantiers de troisième génération dans le monde comportent des paires. Les effets d'innovation jouent également dans la réduction des coûts. L'industrie s'est ainsi engagée dans une démarche de design to cost, qui s'incarnera dans un EPR 2 dont la construction sera simplifiée et optimisée.

Le Royaume-Uni est un théâtre d'expérimentation en matière de coût de financement du nucléaire. L'expérience d'Hinkley Point a révélé que le mécanisme du strike price n'était pas optimal. Il paraît préférable de procéder à un partage des risques entre l'Etat et l'investisseur sur le financement du projet. Une discussion est en cours sur le prochain projet nucléaire, pour déterminer si l'Etat britannique y effectuera un investissement direct. Les gains possibles sur les coûts de construction seraient de 30 %, et les gains sur les coûts de financement de 50 %, d'où la cible de 60 à 70 € par MWh qui a été avancée.

## Débat

**Dans le monde, 75 % des investissements électriques sont pilotés par les Etats. Cette part s'accroîtra-t-elle encore, ou faudrait-il instaurer un prix du CO2 qui permettrait d'en revenir à une logique de marché ?**

**Alexandre Roesch**

La part de pilotage public croîtra certainement, tant ce marché a besoin d'investissements. En outre, les Etats se doivent d'assurer une sécurité d'approvisionnement, et ne sauraient donc s'en remettre entièrement au marché. En Europe, le pilotage public des investissements électriques est certainement supérieur à 75 %.

**Thomas Veyrenc**

Le prix de 30 € la tonne de CO2 peut sembler insuffisamment incitatif en France, mais paraît très élevé aux industriels allemands. Cette différence d'approche laisse penser que le « signal prix » (sur le CO2) ne peut être l'unique réponse et la seule pierre angulaire de la transition, et que d'autres formes d'intervention publique seront nécessaires.

**Valérie Faudon**

Parmi les anciens apôtres de la dérégulation, le Royaume-Uni a opéré un revirement complet. Aux Etats-Unis, trois Etats fédéraux dérégulés (Michigan, New York et New Jersey) ont mis en place des mécanismes de soutien au nucléaire, au motif que ce dernier est bas-carbone. Les Etats-Unis reconnaissent également au nucléaire une capacité de résistance aux événements climatiques extrêmes.

**Luc Rousseau**

Les systèmes électriques occidentaux sont marqués par une confusion entre l'ouverture à la concurrence et l'existence de marchés. En réalité, le marché ne me semble guère adapté au système électrique. La décision d'investir dans une puissance demande en effet un long temps de mise en œuvre, de l'ordre de cinq à dix ans, et sa rentabilité s'envisage sur vingt à quarante ans. Or, il n'existe pas de marché à cet horizon. L'investisseur n'a pas de visibilité sur les prix à long terme. Cela explique le recours accru à des prix garantis. Le marché, quant à lui, fonctionne sur des ajustements de court terme. Enfin, il reste problématique que le marché institué sur les prix de gros ne se reflète pas sur la majorité des consommateurs.

Quant au système communautaire d'échange de quotas d'émission, il fonctionne parfaitement au vu de son objectif premier : respecter les engagements de l'accord de Kyoto. En revanche, il n'est pas opérant si l'on vise un prix croissant du carbone à moyen et long termes. Cet objectif ne peut pas être atteint par le marché, mais par des taxes.

**Etienne Beeker**

Ce marché se caractérise par des coûts marginaux croissants, très inhabituels dans l'économie. Les prix de l'électricité connaissent des variations importantes, ce qui présente un risque pour la sécurité d'approvisionnement mais peut aussi inciter les acteurs du marché à pratiquer de la rétention de production, ce qui oblige les régulateurs à opérer une surveillance renforcée.

**Comment atteindre une cohérence entre les leviers des politiques publiques énergétiques non seulement sur la plaque nationale, mais encore sur la plaque européenne ?****Marie-Solange Tissier**

La plaque électrique européenne fonctionne relativement bien sur le plan technique, mais chaque Etat continue d'agir à sa guise, et met ainsi à mal l'ensemble. Cette situation est en quelque sorte comparable à celle de la zone euro, avant la crise grecque.

**Avec l'ouverture des marchés énergétiques des années 2000, puis avec le paquet énergie-climat de 2008, n'a-t-on pas oublié le consommateur final ? Somme toute, le mouvement des « gilets jaunes » manifeste contre la taxe carbone. L'objectif de transition énergétique a-t-il été suffisamment expliqué ?****Etienne Beeker**

L'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité a été large car, à l'époque, les prix de marché étaient bas. Or leur élévation obligera les fournisseurs à augmenter les factures en 2019. Reste à savoir si les consommateurs incrimineront alors la taxe carbone...

**Sven Roesner**

Nous sommes dans un système de prix régulés qui ne reflète pas l'intégralité des besoins d'investissement auxquels la France devra faire face, quel que soit le mix futur. Il faudra avoir le courage de dire que le prix de l'électricité doit augmenter.

**Valérie Faudon**

Les études d'opinion révèlent que les Français sont assez peu intéressés par l'énergie, et qu'ils ne l'appréhendent que sous l'angle du prix. Leur première préoccupation environnementale est le climat, mais ils méconnaissent les mécanismes en jeu. Ainsi, 75 % des Français pensent que le nucléaire émet des gaz à effet de serre. Nos concitoyens ne sont pas opposés à agir contre le réchauffement climatique, mais sont réticents à changer de comportement : ils demandent qu'on leur apporte des solutions techniques. A cet égard, de nombreuses solutions électriques peuvent se substituer aisément à des usages remplis par les énergies fossiles.

**Thomas Veyrenc**

Les politiques publiques ont d'importants effets distributifs. A titre d'exemple, l'accent mis sur les énergies renouvelables en Allemagne a fait baisser les prix de marché, ce qui a profité aux industriels. En outre, l'Allemagne a exempté les industriels d'une large part des coûts du système, qui ne sont pas reflétés dans les prix de marché mais transférés par d'autres voies vers les consommateurs. Il n'y a donc pas lieu de parler de « vérité des prix ». Les pratiques des Etats en la matière soulèveront tôt ou tard des questions d'équité. En effet, le consentement à payer la taxe carbone est d'autant plus fort que l'on a le sentiment que chacun y contribue de manière équitable.

**Fabrice Dambrine**

Qu'en sera-t-il lorsque les Français prendront conscience que, schématiquement, sur 100 molécules de CO2 participant à l'effet de serre, une seule provient de France ?

## L'autoconsommation est-elle appelée à se développer, et quel pourrait être son impact sur le marché de l'énergie ?

**Patrice Geoffron**

L'autoconsommation reste marginale en France mais pourrait concerner 3 à 4 millions de ménages en 2035, selon le scénario Ampère de RTE. En Allemagne, 1,5 million de ménages sont autoconsommateurs, dont 100 000 sont dotés de batteries. Cela interroge sur la manière de faire société autour de l'énergie, notamment à l'égard du principe de péréquation. Selon les mécanismes de tarification, ces ménages pourraient avoir une moindre participation au financement du réseau.

**Sven Roesner**

L'autoconsommation représente 10 % de la consommation totale en Allemagne, mais passe essentiellement par des centrales à gaz en cogénération dans l'industrie.

**Etienne Beeker**

Les autoconsommateurs sont aujourd'hui des « passagers clandestins » du réseau, qui ne paient pas l'électricité au prix assurantiel dont ils devraient s'acquitter. Ce sont en outre des « évadés fiscaux », puisqu'ils ne paient pas les taxes dans leur totalité. Un jour viendra où l'autoconsommation sera rentable, mais c'est loin d'être le cas. J'y vois un sujet de régulation.

**Alexandre Roesch**

La France compte à peine 30 000 autoconsommateurs. La CRE a émis une délibération en faveur d'un TURPE spécifique pour les trois cas d'autoconsommation collective connus à ce jour ! C'est pour le moins de l'anticipation. Les autoconsommateurs, mais aussi tous ceux qui économisent de l'énergie, sont-ils des « passagers clandestins » et des « évadés fiscaux » ? Ceci renvoie plus largement à la question du financement du réseau. Le TURPE devra évoluer pour de multiples raisons, dans un système qui consommera moins d'électricité.

# Transition électrique : comment hiérarchiser les objectifs ?

**Patrice Geoffron**

**Université Paris-Dauphine-PSL & Chaire European Electricity Markets**

Quelle hiérarchie établir entre les trois enjeux qui sous-tendent la transition électrique : la sécurité d’approvisionnement, les effets environnementaux et les effets économiques des politiques énergétiques ? Si l’objectif prioritaire est de réduire au plus vite les émissions de CO<sub>2</sub>, une solution efficace pourrait être d’importer massivement du photovoltaïque, des batteries et des véhicules électriques de Chine... S’il s’agit en revanche d’ancrer en Europe les emplois et l’innovation liés à la transition énergétique, la voie retenue sera tout autre.

La hiérarchie des objectifs diffère également selon que l’on raisonne à l’échelle de l’Union européenne ou des Etats membres. Peut-on se satisfaire d’une addition de transitions électriques nationales, ou faut-il viser une transition efficace sur la plaque européenne ? Là encore, tout dépend de l’objectif visé, entre la vitesse de la transition, son efficacité environnementale et son efficacité économique. Peut-être même l’Europe devrait-elle investir en Afrique, si elle entend valoriser des tonnes de CO<sub>2</sub> évitées et contribuer à une stabilité géopolitique.

## Electricity transition and national policies

**Keisuke Sadamori**

**International Energy Agency**

Demand for electricity is growing twice as fast as demand for other energies, with significant implications for the decarbonisation of energy production and the shift towards electricity in sectors such as transport.

The central scenario of the World Energy Outlook, which is based on current government policies, predicts an increasing role for renewables but also increasing consumption of fossil fuels. In advanced economies, demand for coal and oil will decline but gas will continue to grow rapidly towards 2040. Renewables become the dominant source of energy with robust growth supported by rapidly declining costs.

### Flexibility: the cornerstone of tomorrow's power systems

The expansion of renewables has major implications for electricity, particularly a growing need for flexibility in the form of flexible power plants, regional trade and demand side responses, and energy storage. An increasingly variable supply will have a significant impact on energy values, with large hourly variations in the generation mix. An increasing number of hours where excess supply results in low or zero wholesale prices will put downwards pressure on average prices, depressing revenues across the board and increasing volatility in wholesale market prices, although gas, Combined Cycle Gas

Turbines and coal are expected to generate relatively high average revenues in light of their readiness and ease of dispatch. It is unlikely that the current market design will provide sufficient revenues to fund the required expansion in flexibility and capacity services.

The 'future is electric' scenario explores the implications of maximising electrification across all sectors, increasing its share from 19% today to more than 30% in 2040. In this scenario, enormous, rapid growth in demand for electricity would see oil demand peak by 2030 and two million deaths related to air pollution avoided, but CO2 emissions would not necessarily be significantly reduced.

### Can we unlock a different energy future?

Reducing CO2 emissions to meet the sustainability goals set out in the Paris Agreement is very difficult due to the long-term impact of current energy infrastructure and policies. Assuming no change in activity levels, 550 gigatonnes of future emissions are already locked in over the period to 2040; this is equivalent to almost 93% of the emissions allowed under the sustainable development scenario and leaves a margin of only 40 gigatonnes of CO2, equivalent to one year of current emissions. As such, almost all new investments must be zero carbon or offset by the early retirement of another source of CO2. Additional room for manoeuvre could be gained by deploying efficient operations, winding down the most polluting plants and optimising uptake of low-carbon technologies and measures. Nuclear needs to grow substantially, from around 400 gigawatts currently to almost 700 gigawatts in the sustainable scenario, but the outlook is mixed. Major reductions in capacity loom in the US, EU and Japan, offset by substantial growth in India, Russia, the Middle East and China, where nuclear is expected to account for 11% of capacity by 2040.

Global energy supply investment amounts to around USD \$2 trillion per annum, of which more than 70% comes directly from governments or in response to regulatory decisions and receives full or partial revenue guarantees. Companies taking on the full market risk of their decisions account for the remaining 30%, a figure that falls to around 9% in the electricity sector. The sustainability and reliability of the energy supply and of our energy destiny is, thus, heavily dependent on the decisions taken by our governments.

## Transition électrique : objectifs politiques et contraintes économiques

**Christophe Bonnery**

**Association internationale des économistes de l'énergie (AIEE)**

L'on se priverait de degrés de liberté en évoquant la transition énergétique sous le seul aspect de l'électricité, sans l'élargir à l'ensemble des énergies. La transition revêt d'ailleurs des définitions diverses selon les pays : en autres exemples, elle consiste pour certains, comme l'Allemagne, à sortir du nucléaire, mais pour d'autres, comme le Royaume-Uni, à y revenir.

J'aborderai la question qui nous occupe sous deux angles : le lien entre l'économie et l'énergie d'une part, le lien entre l'énergie et la société d'autre part.

### Economie et énergie

L'économie et l'énergie entretiennent un lien évident et bidirectionnel. Nul ne saurait imaginer un développement économique, dans quelque pays que ce soit, sans un accès à une énergie abondante, disponible à tout moment et compétitive. Réciproquement, l'accès à une telle énergie requiert des conditions de marché et une régulation minimales.

Les règles de l'économie permettent-elles de satisfaire les ambitions politiques ? Pour y répondre, il suffit de retracer l'évolution de l'intensité énergétique (c'est-à-dire de la quantité d'énergie utilisée pour générer une unité de PIB) de différents Etat. Aujourd'hui dans le monde, les pays consomment entre 100 et 200 tonnes équivalent pétrole (tep) pour générer 1 million de dollars de PIB. A titre de comparaison, le Royaume-Uni a vu son intensité énergétique croître au fil de son industrialisation au XIXe siècle, partant de 200 tep dans les années 1820 pour atteindre près de 700 tep. Comme les autres pays industrialisés, il est ensuite entré dans une ère de plus grande sobriété. Depuis le début du XXe siècle, l'efficacité énergétique ne cesse ainsi de s'améliorer. Il est fort probable que l'ensemble des pays convergent vers une consommation de 100 tep par unité de PIB. Tous les Etats suivent cette trajectoire, à des rythmes certes différents, grâce à la mise en œuvre d'une volonté politique. La simple observation de l'histoire démontre que de nombreux pays ont su répondre à des objectifs d'efficacité énergétique. Cette approche repose sur le critère de l'énergie non consommée.

### Energie et société

Une étude bibliométrique menée par l'AIEE révèle une surabondance de travaux de recherche consacrés au pétrole et au gaz. Le marché de l'électricité ne les intéresse que depuis peu, et essentiellement sous l'angle de l'optimisation du mix. En revanche, rares sont les économistes qui s'intéressent à la demande des consommateurs. C'est pourtant un aspect essentiel. Peut-être la réflexion devrait-elle même partir des besoins des consommateurs, pour étudier la façon d'y répondre à la maille la plus fine, soit, en France, à la maille communale. Ces résultats, agrégés aux niveaux du département, de la région et de l'Etat, pourraient être opposés aux approches descendantes. Je ne saurais donc que trop inciter les politiques à financer des études sur la demande d'énergie émanant des consommateurs.

## Objectifs et financement de la transition électrique en Allemagne

**Sven Roesner**

**Office franco-allemand de la transition énergétique**

L'Allemagne mène une transition plutôt électrique, mais qui vise à devenir énergétique à part entière. La question énergétique y est largement abordée via la politique plutôt que via les marchés.

Le trilemme de la transition

L'Allemagne compte 40 % d'énergies renouvelables dans son mix de génération brute électrique, dont une très forte part de sources intermittentes (éolien et photovoltaïque). Le triangle-cible de la transition énergétique à l'aune duquel toutes les politiques sont jugées s'articule autour de trois critères :

- **la propreté du mix** – à savoir, pour l'Allemagne, la sortie du nucléaire à l'horizon de 2022 ainsi que la sortie du charbon aux alentours de 2040 ;
- **la stabilité et la sécurité d'approvisionnement** – sachant que l'Allemagne affiche un index d'indisponibilité du système confortable, à 13,3 minutes en 2016 ;
- **Le coût** – avec l'objectif de faire décroître le coût de la consommation globale et de renforcer l'efficacité énergétique.

La montée en puissance des énergies renouvelables donne la part belle aux sources éoliennes et photovoltaïques. Nous assistons également à une évolution profonde de la consommation, avec une électrification du chauffage et de la mobilité.

L'Allemagne ambitionnait d'atteindre un mix comportant 80 % d'énergies renouvelables en 2050. Il devra évoluer si la sortie du charbon (lequel représente encore 40 % du mix) n'intervient qu'aux alentours de 2040.

Quel impact cela aura-t-il sur le triangle-cible ? Les énergies renouvelables sont aujourd'hui très compétitives. Les appels d'offres affichent un prix de 45 € par MWh pour le photovoltaïque et de 50 € par MWh pour l'éolien. S'y ajoute le coût de l'intégration dans le système, avec un besoin accru de flexibilité, de stockage et de couplage sectoriel entre le chauffage, l'électricité et la mobilité. Le système électrique devra considérablement évoluer et être renforcé, ce qui représentera un coût.

### Une main visible ou invisible ?

A considérer que l'Allemagne atteigne un mix propre et un système stable, qu'en sera-t-il du troisième critère du triangle-cible, celui de l'économie ? Quelle latitude d'intervention faut-il accorder à la « main visible » ? Les marchés sont fortement réglementés et régis par des critères définis de longue date par le régulateur. Je fais le constat que nous nous dirigeons vers une multiplication de marchés, tout à la fois locaux (notamment pour les services systèmes), nationaux et transnationaux. Les marchés peuvent certes émettre des signaux-prix instantanés, mais le contexte requiert une visibilité sur au moins vingt ans. Comment arbitrer les investissements de moyen terme dans ce contexte, et dans quelle mesure le signal-prix est-il pertinent



pour y procéder ? En 2017, la Bundesnetzagentur, agence fédérale des réseaux, a estimé que les mesures de stabilisation du réseau avaient coûté 1,4 milliard d'euros – une somme colossale. Doit-on considérer que cet argent a été gaspillé ? Ces dépenses pourraient être évitées grâce à l'installation de moyens de flexibilité, comme des batteries. Toutefois, ces équipements seraient-ils rentables à long terme ?

Pour aboutir à un système sûr, stable et rentable, il est nécessaire de mieux comprendre et anticiper la production et la consommation d'énergie. Cet effort se concentre notamment sur les prévisions météorologiques. Les grandes centrales allemandes collaborent par exemple avec Volkswagen, qui analyse en temps réel l'utilisation des essuie-glaces de ses véhicules pour identifier des épisodes pluvieux, et par conséquent venteux. La production d'électricité éolienne est adaptée en conséquence. L'expérience prouve qu'une visibilité sur la météorologie, associée à une bonne fluidité des marchés, permet de réduire massivement les besoins en mesures compensatrices destinées à assurer une sécurité d'approvisionnement.

### ***Patrice Geoffron***

A l'heure où la France envisage de réduire la part du nucléaire dans son mix, l'Allemagne mène une réflexion similaire sur le charbon. Ces deux scénarios présenteront sans nul doute un certain degré d'interdépendance, mais il ne semble pas exister d'espace politique au sein duquel ces questions puissent être discutées. En dépit d'objectifs communs, chaque Etat continue de déterminer son propre mix. Cette situation n'a guère évolué depuis soixante ans.

## Les objectifs et les outils de la politique électrique européenne

**Fabien Roques**

**Université Paris-Dauphine-PSL & Chaire European Electricity Markets**

### Regard historique sur l'Europe de l'énergie et de l'électricité

Bien que l'énergie ait été au fondement de la construction de l'Europe, avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier, l'apparition d'une politique européenne de l'énergie n'est que très récente. L'angle d'attaque retenu initialement, dans les années 1990, fut celui du marché unique de l'électricité et du gaz. Des briques ont ensuite été apportées à cet édifice, chacune suscitant des tensions.

La première de ces briques a résidé dans le paquet « énergie propre » de 2008-2009, fixant un triple objectif à l'horizon de 2020 : faire passer la part des énergies renouvelables à 20 % dans le mix énergétique européen ; réduire de 20 % les émissions de CO<sub>2</sub> des pays de l'Union, accroître l'efficacité énergétique de 20 %. A la fin des années 2000, les crises ukraino-russes sur le gaz ont conduit à renforcer une autre brique, celle de la sécurité d'approvisionnement gazière. Au début des années 2010 a émergé la question de la sécurisation de l'approvisionnement électrique, à l'heure où certains pays déployaient massivement les énergies renouvelables intermittentes et où le recours aux moyens fossiles montrait ses limites économiques. S'est ainsi posée la question des mécanismes de capacités.

Aujourd'hui, nous nous inscrivons dans le paquet « énergie propre » pour 2030. Au-delà, la Commission explore des scénarios de décarbonation du système européen pour 2050. Reste à mettre en œuvre une convergence entre les Etats et entre les objectifs – exercice ardu.

Historiquement, l'Europe a donc misé sur la concurrence pour construire un édifice cohérent en matière énergétique. En conséquence, son mode d'action passe également par la concurrence. Le traité de Lisbonne établit que le mix énergétique est du ressort des Etats. La Commission, pour sa part, garde la main sur la politique de concurrence, notamment sur les aides d'Etat. Cela lui a permis d'assurer un minimum de convergence ces dernières années, en particulier concernant les énergies renouvelables et la définition de principes communs pour les mécanismes de capacités.

### Qu'en sera-t-il demain ?

Sous sa grande complexité technique, le paquet « énergie propre » discuté actuellement comporte des choix politiques structurants pour l'Europe de l'énergie. En effet, il touche des principes fondamentaux de subsidiarité. A titre d'exemple, un Etat doit-il être souverain, au travers de son gestionnaire de réseau, dans l'identification d'un problème de sécurité d'approvisionnement ? Cette étude d'adéquation de capacités doit-elle plutôt être menée au niveau régional ou européen ? Cette question est en débat. De même, l'attachement de la Commission au principe de neutralité technologique interroge la capacité des Etats à favoriser certaines filières technologiques dans le cadre de leur politique industrielle.

Une nouvelle étape fondamentale s'enclenche avec la révision des lignes directrices des aides d'Etat, régissant les interactions entre l'intervention publique dans le marché et le marché lui-même. C'est là, davantage que dans la négociation du paquet « énergie propre », que se joueront les modalités de contrôle de l'intervention étatique.

J'invite enfin à réfléchir aux modalités de contrôle de l'intervention publique dans le futur monde décentralisé de l'énergie. Les collectivités locales et les communautés de consommateurs joueront un rôle décisif dans le système énergétique de demain, et par conséquent dans la transition énergétique. Elles joueront un rôle tout aussi décisif dans le cadre de l'intervention publique. Or, les lignes directrices relatives à la concurrence régissent ces sujets au niveau national. Demain, quel cadre institutionnel permettra d'assurer une cohérence de l'intervention publique dans les marchés au niveau local ?

## La régulation européenne de l'électricité

**Hélène Gassin**

**Commission de régulation de l'énergie et Conseil des régulateurs européens de l'énergie**

### Fondations de l'édifice européen

Le fameux trilemme de la sécurité d'approvisionnement, de l'environnement et de l'économie est dans les esprits de longue date, et formalisé au moins depuis le troisième paquet de 2009. Les textes ne hiérarchisent toutefois pas ces objectifs, et il n'appartient pas au régulateur d'y procéder. La hiérarchisation s'opère au gré des contextes et des situations, dont dépendent les priorités politiques. Elle peut même fluctuer au cours d'une même année, l'attention se portant alternativement sur une hausse des prix, sur les enjeux environnementaux (quand se profile la COP...) ou encore sur la sécurité d'approvisionnement lorsque les prix s'allègent. Du reste, il ne paraîtrait pas souhaitable de hiérarchiser ces priorités. La complexité du monde impose d'y répondre simultanément.

Dans ses grandes lignes, la régulation européenne repose sur quatre piliers.

- Etablir un marché ouvert pour améliorer l'efficacité générale du système européen, notamment par la mutualisation des parcs de production.
- Renforcer les interconnexions, comme base physique soutenant les échanges de marché mais aussi comme outil majeur de sécurité des approvisionnements.
- Placer les gestionnaires de réseaux de transport au centre de la sécurisation du système et de son dimensionnement global. Ces opérateurs, initialement techniques, assument désormais un rôle qui dépasse la sécurité physique du système, et touche à sa gouvernance institutionnelle.
- S'appuyer sur des régulateurs indépendants pour dépolitiser la mise en œuvre du système électrique – sans nécessairement dépolitiser la détermination des objectifs.

### Marché et politique, une incompréhension mutuelle

Chaque crise d'approvisionnement est l'occasion de constater la bonne performance du marché intégré. Il prévaut en revanche une incompréhension mutuelle, et regrettable, entre les acteurs qui sont plutôt actifs dans le monde du marché, et ceux qui le sont plutôt dans la politique énergétique. Ces deux catégories ont chacune une temporalité propre, des rôles distincts et une appréhension spécifique du marché. Pour un régulateur, au-delà du marché spot, tout échange commercial entre deux acteurs, y compris en bilatéral sur du long terme, relève aussi du marché. Les régulateurs ont parfois aussi tendance à ignorer la dimension politique que revêtent les questions énergétiques, et qui justifie l'intervention des Etats.

Pour traiter les tensions, encore faut-il clarifier les termes du débat. Or, nous ne pouvons pas demander à un marché spot de définir les investissements de long terme. Le premier et les seconds relèvent de dimensions distinctes. Les décisions d'investissement de long terme se nourrissent en outre de la politique énergétique. L'inversion ou le mélange des rôles, avec une volatilité des politiques énergétiques et une surutilisation des référentiels spots, nuit à l'efficacité du système. Il me semble que nous frôlons un tel écueil.

Reconnaissons aussi que cette incompréhension mutuelle est parfois instrumentalisée. Le principe selon lequel la mutualisation des outils de production est nécessaire à l'efficacité du système implique, en toute logique, la fermeture de certains équipements. Or les Etats peuvent être tentés d'intervenir pour éviter ces fermetures et les suppressions d'emploi afférentes. Lorsque le système du marché et le système politique s'ignorent de la sorte, les tensions sont inévitables.

Il y a par ailleurs eu, peut-être, une certaine naïveté des institutions européennes à considérer que les opérateurs indépendants défendent par essence l'intérêt général. La réalité est sous-tendue par des enjeux plus complexes.

Enfin, le régulateur agit certes dans l'intérêt des consommateurs, mais essentiellement sous l'angle du prix, et dans une bien moindre mesure sous l'angle de l'efficacité énergétique. Si tous les acteurs s'accordent à considérer qu'il convient d'engager une transition énergétique, le chemin à suivre reste impensé. Il ne revient pas aux régulateurs de le tracer, mais aux Etats membres.

## Débat

### Les Etats membres conçoivent-ils des politiques énergétiques applicables à l'échelle européenne ?

#### **Sven Roesner**

Nous œuvrons à une coordination, par exemple entre les services du ministère français de la transition écologique et solidaire et du ministère fédéral de l'Economie et de l'énergie. Malheureusement, notre champ d'action ne couvre pas le territoire européen !

#### **Hélène Gassin**

Chaque Etat membre aimerait être consulté sur les choix de son voisin, mais aucun n'accepte la réciproque. Il existe de nombreux lieux d'échange sur ces questions. Cependant, les Etats membres n'ont jamais accepté de se dessaisir de certains sujets comme le mix hors énergies renouvelables ou la fiscalité.

#### **Fabien Roques**

Il faut faire son deuil d'une approche centralisatrice et descendante qui définirait une politique européenne de l'énergie. Il s'agit désormais de constituer, sur le terrain, un ensemble de politiques qui ne sera peut-être pas parfaitement cohérent, mais qui limitera les conflits d'objectifs et les surcoûts liés aux sous-optimalités.

Les objectifs de la transition sont hiérarchisés différemment entre les Etats membres. Ainsi, la France s'inquiète essentiellement du CO2 mais guère des polluants, alors que l'inverse prévaut en Allemagne. Le Danemark multiplie les éoliennes mais n'a aucun scrupule à créer de nouvelles centrales à charbon. Enfin, l'Allemagne n'a besoin ni de mécanismes de capacités ni de centrales de réserve. Elle importe de l'énergie quand le solaire ou l'éolien font défaut.

#### **Sven Roesner**

L'Allemagne a engagé une réflexion sur la diminution de sa consommation de charbon, et devrait préciser ses ambitions dans les semaines à venir. Si l'objectif de déphaser 40 % de la production en vingt ans est confirmé, nous pourrions parler d'un plan ambitieux. Ce sera l'essentiel de la partie réglable du mix électrique.

**Le paquet « énergie climat » ajoute au trilemme historique deux nouveaux objectifs : le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Plutôt que de chercher à concilier des objectifs toujours plus nombreux, ne devrait-on pas identifier quelques cibles prioritaires ?**

***Hélène Gassin***

L'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique ne sont pas des objectifs additionnels, mais des moyens d'atteindre l'objectif climatique que les textes européens érigent depuis toujours, avec constance et cohérence.

***Patrice Geoffron***

Some expect more than 50% of electricity production in Germany and the UK to be variable by 2030. Is this level of flexibility possible without changes in consumer behaviour and demand-response mechanisms?

***Keisuke Sadamori***

The integration of variable renewables is supported by the strong inter-connections of the European grid. However, substantial improvements in electricity infrastructure and demand response capacity will be needed to connect different regions and sources of supply and demand at the very high level required.

**Do the 'future is electric' predictions take account of efforts to increase efficiency and cut consumption?**

***Keisuke Sadamori***

Energy efficiency should be maximised. The main point of the 'future is electric' scenario is that, even with robust growth in renewables, fossil fuels will be required to meet the rapid growth in demand if sectors such as transport and heating switch to electricity for their energy needs.

# C

## lôture

**Luc Rousseau**  
**Conseil général de l'économie**

En France comme dans de nombreux pays développés, la politique énergétique repose sur trois piliers : la sécurité d'approvisionnement, le coût de cet approvisionnement et la lutte contre le changement climatique. S'y ajoute depuis plusieurs années le souci de diminuer la part du nucléaire dans le mix électrique. Ces objectifs n'entrent pas toujours en cohérence, ce qui rend nécessaire un arbitrage politique. Ce contexte se double d'une gouvernance complexe. Les politiques énergétiques nationales s'articulent avec une politique climatique européenne, elle-même partie prenante du protocole de Kyoto et de l'accord de Paris.

L'exigence de décarbonation de l'économie s'impose à tous les Etats. La France est l'un des pays d'Europe et du monde dont l'économie est la moins carbonée, avec 150 grammes d'équivalent CO<sub>2</sub> émis par euro de PIB et par an, contre 250 grammes pour son premier partenaire économique. Cette situation favorable tient avant tout à la structure de son mix électrique, où la production décarbonée, notamment nucléaire, occupe une bonne part. Ce poids du nucléaire est appelé à diminuer. Toute la difficulté sera d'accompagner cette baisse sans accroître par ailleurs les émissions carbonées. Même si nous investissons amplement dans la recherche sur le stockage d'électricité, il serait illusoire de penser que toute électricité nucléaire puisse être remplacée par des sources renouvelables à un horizon prévisible. Nous aurons durablement besoin d'énergies pilotables, quelles qu'en soient les sources.

Ces évolutions du mix ont un coût, en investissement comme en fonctionnement, que le CGE s'est attaché à évaluer<sup>2</sup>. Au-delà, il est important de mesurer l'impact des choix énergétiques sur l'économie nationale. La transition énergétique représente une opportunité pour l'industrie française, mais aussi un coût pour les entreprises et les particuliers. Elle peut avoir un impact sur la compétitivité de grands consommateurs : il convient de l'évaluer et de le réduire, pour éviter notamment de créer des biais géographiques inefficaces.

La gouvernance internationale de ces sujets est complexe. Une meilleure coordination européenne en matière de politique électrique est bien évidemment souhaitable. Aujourd'hui en effet, les choix de chaque pays en matière de mix électrique se traduisent aux frontières en prix de marché et pèsent sur le financement des systèmes électriques voisins.

Au-delà de l'Europe, la gouvernance internationale de l'électricité se fonde dans le vaste sujet de la gouvernance climatique. Or le climat est un objet global dont la régulation revient à un espace politique très fractionné. Les conférences des parties, instruments de gouvernance globale de la lutte contre le réchauffement climatique, ne suffisent pas à une coopération internationale effective. L'Europe, et encore moins la France, ne peuvent, au motif de l'exemplarité, réaliser l'essentiel des efforts. Il n'est de la responsabilité ni

<sup>2</sup> Voir le numéro des *Annales des Mines* à paraître en janvier 2019.



des administrations, ni des entreprises, ni des universités de se substituer à la décision politique. En revanche, chacun, dans son périmètre d'action, doit contribuer à éclairer le décideur et à lui présenter l'évaluation économique des choix possibles. La présente conférence, organisée par la Chaire gouvernance et régulation de l'Université Paris-Dauphine et le Conseil général de l'économie, fournit une belle illustration de cette réflexion collective.







*Chaire Gouvernance et Régulation*  
*Fondation Paris-Dauphine*  
*Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75016 Paris (France)*  
*<http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr>*