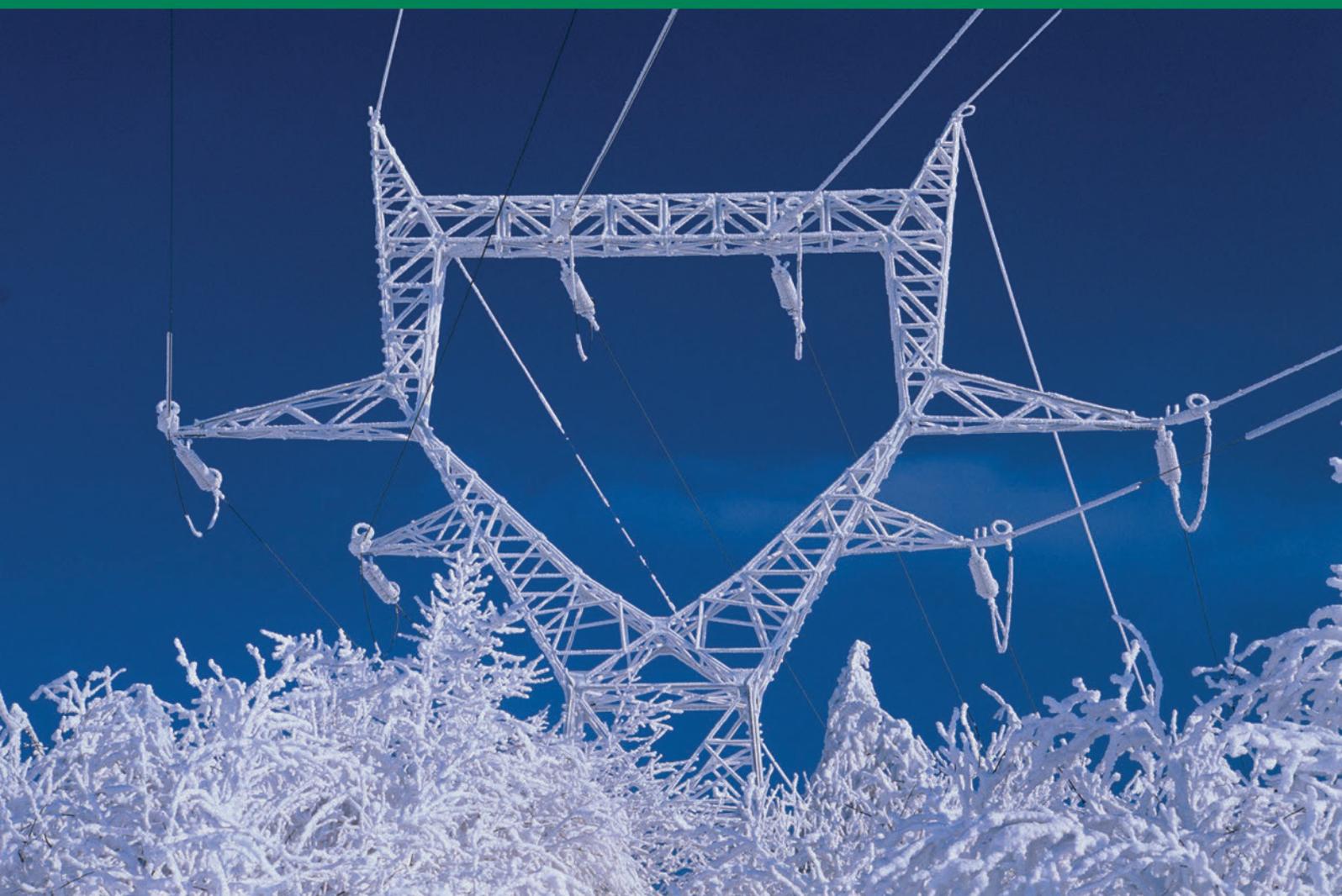


RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

« Se défier du ton d'assurance qu'il est si facile de prendre et si dangereux d'écouter »
Charles Coquebert, *Journal des mines* n°1, Vendémiaire An III (septembre 1794)



L'économie du nouveau mix électrique

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES

FONDÉES EN 1794

N° 93
JANVIER 2019

Publiées avec le soutien
de l'Institut MinesTélécom

L'économie du nouveau mix électrique

- 04
Introduction
Fabrice DAMBRINE
- Les coûts de la transition électrique**
- 07
Analyse micro-économique de l'intégration des EnR électriques intermittentes dans un système de production électrique
Fabrice DAMBRINE
- 16
Évaluation macroéconomique de la transition électrique en France
Nicolas GOVILLOT, Richard LAVERGNE et François VALÉRIAN
- 25
Les énergies intermittentes : jusqu'où ?
Jean-Pierre HAUET
- 33
Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ?
Étienne BEEKER et Richard LAVERGNE
- Transition électrique : le point de vue des acteurs économiques**
- 41
Les incohérences de la transition électrique au regard de la politique de transition énergétique
Dominique FINON
- 48
ENGIE et la transition énergétique
Passer du rêve à la réalité : un bouquet énergétique 100 % renouvelable à l'horizon 2050
Gwenaëlle AVICE-HUET
- 53
Le comptage communicant, une condition essentielle pour une transition énergétique réussie
Michel DERDEVET
- 57
Les énergies renouvelables et la transition électrique
Jean-Louis BAL
- 62
Le rôle du nucléaire dans la transition électrique
Valérie FAUDON
- 66
Transition énergétique : coordonner baisse du nucléaire et montée des ENR pour éviter d'affaiblir plus encore la compétitivité industrielle
Stéphane DELPEYROUX
- Transition électrique : gouvernance et modèles de développement**
- 71
Transition électrique : la fin d'un consensus allemand ?
François VALÉRIAN
- 76
La transition électrique, entre marchés et objectifs politiques
Jacques PERCEBOIS
- 81
Le rôle du prix du carbone dans la transition électrique
Christian DE PERTHUIS et Boris SOLIER
- 86
50 %, ou 50 % ?
Jean-Marc JANCOVICI
- Hors-Dossier**
- 94
Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017
Données provisoires
Sous-direction des Statistiques de l'énergie, CGDD, MTES
- 99
Le bilan carbone de la France : 20 ans déjà !
Jean-Philippe LAFONTAINE
-
- 113 Traductions des résumés
116 Biographies des auteurs

Ce numéro est coordonné par Fabrice DAMBRINE

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN : 1268-4783

Série trimestrielle • n°93 - janvier 2019

Rédaction

Conseil général de l'Économie (CGEIET), Ministère de
l'Économie et des Finances
120, rue de Bercy - Télédocus 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél : 01 53 18 52 68
<http://www.annales.org>

François Valérian

Rédacteur en chef

Gérard Comby

Secrétaire général

Delphine Mantiennne

Secrétaire générale adjointe

Liliane Crapanzano

Relectrice

Myriam Michaux

Webmestre

Membres du Comité de Rédaction

Pierre Couveinhes

Président du Comité de rédaction
Ingénieur général des Mines honoraire

Pierre Amouyel

Ingénieur général des Mines honoraire

Paul-Henri Bourrelrier

Ingénieur général des Mines honoraire, Association
française pour la prévention des catastrophes naturelles

Mireille Campana

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Dominique Dron

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Pascal Dupuis

Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique,
Direction générale de l'énergie et du climat, MTES

Jérôme Goellner

Chef du service des risques technologiques,
Direction générale de la prévention des risques, MTES

Jean-Luc Laurent

Richard Lavergne

Conseil général de l'Économie
Ministère de l'Économie et des Finances

Philippe Saint Raymond

Ingénieur général des Mines honoraire

Bruno Sauvalle

Ingénieur en chef des Mines, Mines ParisTech

Jacques Serris

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Claire Tutenuit

Déléguée générale d'Entreprises pour l'Environnement (EPE)

François Valérian

Rédacteur en chef des Annales des Mines

Photo de couverture :

Pylône à haute tension couvert de givre.

Photo © Christophe Dumoulin/PHOTONONSTOP

Iconographie

Christine de Coninck

Abonnements et ventes

COM & COM

Bâtiment Copernic - 20, avenue Édouard Herriot
92350 LE PLESSIS-ROBINSON

Alain Bruel

Tél. : 01 40 94 22 22 - Fax : 01 40 94 22 32

a.bruel@cometcom.fr

Mise en page : Nadine Namer

Impression : Printcorp

Editeur Délégué :

FFE - 15, rue des Sablons 75116 PARIS - www.ffe.fr

Fabrication : Aïda Pereira

aïda.pereira@belvederecom.fr - 01 53 36 20 46

Régie publicitaire : Belvédère Com

Directeur de la publicité : Bruno Slama - 01 40 09 66 17

bruno.slama@belvederecom.fr

La mention au regard de certaines illustrations du sigle « D. R. »
correspond à des documents ou photographies pour lesquels
nos recherches d'ayants droit ou d'héritiers se sont avérées
infructueuses.

LES ÉNERGIES QUI AIMENT LA VIE



Offrir les technologies d'une énergie plus propre et plus performante.

Altawest, spécialiste des technologies de l'efficacité énergétique, innove au sein de nombreux secteurs d'activité. Valorisation des ressources, réduction des émissions, maîtrise des nouvelles énergies... Des solutions créatives au service d'une croissance plus performante dans plus de 70 pays dans le monde.

Êtes-vous prêt à relever le défi ?

Contact : recrutement@altawest.net

L'énergie imaginative

www.altawest.net

Altawest

L'économie du nouveau mix électrique

Par Fabrice DAMBRINE

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

Vous avez dit transition énergétique, transition électrique ? Depuis quelques années, ce concept fait florès en France et chez nos voisins européens. Transition ? D'après le Larousse, la transition, c'est le passage d'un état à un autre. Autrement dit, pour pouvoir parler de transition, l'on devrait être capable de répondre aux questions suivantes : pourquoi a-t-on besoin d'une transition énergétique et électrique ? Vers quel nouvel état veut-on aller et pourquoi ? Comment y va-t-on ? Avec quels moyens ? À quel rythme ? Quel coût la société est-elle prête à consentir pour y parvenir ? Et là les choses deviennent beaucoup plus confuses : en réalité, le concept de transition électrique est multiforme, son acception est variable d'un pays à l'autre ; elle évolue également dans le temps, comme on le voit par exemple dans l'article consacré au cas de l'Allemagne. Et pourtant la politique énergétique a un impérieux besoin de cohérence et de constance, particulièrement dans le domaine de l'électricité où les investissements relèvent bien plus qu'ailleurs du temps long.

Qu'en est-il en France ? Si l'on se réfère à l'article L. 100-1 du Code de l'énergie qui fixe les objectifs de la politique énergétique, craint-on pour la sécurité d'approvisionnement énergétique, premier pilier de la politique énergétique ? Cherche-t-on plutôt à réduire le coût de l'approvisionnement énergétique pour les ménages et les entreprises (deuxième pilier) ? Cherche-t-on à mieux protéger l'environnement et la santé en mettant l'accent sur les dérèglements climatiques (troisième pilier) ? Sans doute les trois à la fois. Il convient donc de définir clairement les objectifs, d'en évaluer précisément les impacts dans toutes leurs dimensions, de prioriser et de hiérarchiser les mesures et de mesurer leurs limites physiques.

Précisons notre propos. En matière d'environnement, veut-on d'abord réduire les émissions de CO₂ ou veut-on d'abord réduire la part du nucléaire dans notre mix ? Comme on le verra dans plusieurs des articles composant ce numéro de *Responsabilité & Environnement*, ces deux objectifs sont largement inconciliables une fois que l'on a compris qu'à cause des (stupides ?) lois de la physique, c'est une chimère de croire que l'on pourra se passer totalement des combustibles fossiles et/ou du nucléaire, quel que soit le prix que l'on consentirait à y mettre. Au fil de ce numéro des *Annales des Mines*, le lecteur mesurera concrètement les conséquences de ce que la demande d'électricité n'est pas de l'énergie (kWh), mais de la puissance (kW) – « je veux que la lumière s'allume quand j'appuie sur l'interrupteur et non savoir quand on pourra m'envoyer de l'électricité ». Dès lors, les différents moyens de production ne sont pas équivalents : les kWh issus des centrales pilotables qui peuvent produire « à la demande » ont pour le consommateur une valeur d'usage évidemment bien supérieure à celle dont la production dépend de facteurs que l'on ne maîtrise pas, comme le vent ou le soleil ; et cela même si, en définitive, leur coût de production au kWh est identique, voire inférieur. Plusieurs articles expliquent ainsi pourquoi on ne pourra jamais totalement remplacer des installations de production pilotables (comme les centrales thermiques à combustible fossile ou nucléaire, les centrales hydrauliques à réservoir ou les centrales alimentées par de la biomasse ou des déchets) par des centrales intermittentes (comme l'éolien ou le photovoltaïque), dont la production fluctue au rythme du vent et du soleil. Si l'on veut diminuer le nucléaire, il faudra garder une part de centrales pilotables, et l'on retombe aujourd'hui inexorablement sur les centrales à combustibles fossiles qui, en l'état actuel de nos connaissances, ont seules le potentiel suffisant pour répondre en temps réel à la demande, mais avec comme conséquence une augmentation de nos émissions de CO₂.

Plusieurs articles exposent par ailleurs les limites physiques et économiques du stockage de l'électricité et mettent en évidence que le stockage ne peut pas être à lui seul la solution à l'intermittence des productions éolienne et photovoltaïque dont la part dans le mix restera toujours contrainte par les limites imposées par la physique. Par ailleurs, pour des questions de coût, le stockage par batterie restera vraisemblablement limité en termes de quantité d'énergie stockable. Le stockage par hydrogène (« *Power to power* » : électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène que l'on stocke avant de le récupérer pour le retransformer en électricité grâce à une pile à combustible) est en théorie séduisant. Mais le rendement est lui aussi limité par les lois de la physique : aujourd'hui, on espère au mieux récupérer 1 kWh pour 2 kWh stockés. D'où à nouveau des questions de coûts sans compter les investissements considérables nécessaires à l'édification de cette nouvelle filière à grande échelle. L'effacement des consommateurs industriels et l'utilisation de compteurs intelligents couplée à des systèmes domotiques de pilotage des appareils et à la définition de nouveaux schémas

tarifaires incitant à l'effacement pour les particuliers peuvent constituer de nouveaux éléments de souplesse à l'équilibre offre-demande d'électricité pendant les périodes où il n'y aura pas assez d'électricité pour satisfaire toute la demande. Mais jusqu'où notre société, qui est devenue totalement dépendante à l'électricité, est-elle prête à accepter ces révolutions sociétales ?

Il ne faut pas se le cacher, la transition électrique a aussi un coût. Elle pèsera donc sur les ménages – c'est un choix politique à assumer – mais aussi sur nos entreprises qui sont soumises à la compétition mondiale. Nous devons donc être particulièrement attentifs à ne pas créer des distorsions qui affaibliraient la compétitivité de nos entreprises.

Ce numéro de *Responsabilité & Environnement* aborde enfin la question centrale des coûts du nouveau mix électrique. Des progrès considérables ont été réalisés ces dernières années sur les nouveaux moyens de production que sont le solaire photovoltaïque et l'éolien. Comme le lecteur le verra, de nouvelles diminutions de coût sont encore à attendre, mais à mesure que la part de ces nouveaux moyens de production augmentera dans le mix électrique, on ne pourra plus négliger le coût de leur intermittence, que ce soit sous forme de besoins de centrales pilotables venant en soutien ou de besoins de stockage. S'agissant des moyens de production traditionnels comme les centrales thermiques à combustible fossile ou nucléaire, des progrès sont également encore à attendre, que ce soit en termes de rendement, de souplesse de pilotage ou de sûreté, autant d'éléments à prendre en compte dans l'évolution du parc de production électrique et de son coût complet de production.

Cela étant, quelles devraient être les priorités de la transition électrique ? À l'évidence, les ressources énergétiques existent pour satisfaire l'augmentation de la demande mondiale d'électricité dans les décennies qui viennent. L'urgence est donc aujourd'hui d'abord climatique. N'est-il donc pas temps d'affirmer que la transition électrique, c'est d'abord et avant tout la réduction des émissions de CO₂ au meilleur coût, sans d'ailleurs oublier les autres secteurs énergétiques souvent porteurs de gisements de réduction du CO₂ beaucoup moins coûteux que le secteur électrique. Et cela sans préjuger des techniques à utiliser pour y parvenir et surtout, comme le montrent plusieurs articles, sans fausser le marché par des subventions publiques destinées à promouvoir, de façon souvent arbitraire, tel ou tel mode de production qui pourra s'avérer en définitive ne pas être le plus efficace pour réduire le CO₂. Comme le soulignent plusieurs auteurs, l'urgence est de rétablir un vrai marché du carbone qui ne soit pas impacté par d'autres politiques qui en remettent en cause le fonctionnement, puis de l'étendre aux pays avec lesquels nous sommes en concurrence. En faisant ce choix clair et en ne suivant pas les errements d'autres pays dont le mix électrique est souvent très différent du nôtre, la France, dont le mix électrique est déjà parmi les plus décarbonés du monde, pourrait montrer le chemin et proposer des solutions. Et il est d'autant plus important de montrer le chemin aux autres pays que, vis-à-vis du changement climatique qui est un phénomène planétaire et non local, une action solitaire de la France, dont les émissions de CO₂ représentent moins de 1 % des émissions mondiales, ou même une action de l'Europe seule, dont les émissions en représentent moins de 10 %, n'auraient aucun effet.

Nous espérons qu'au moment où les pouvoirs publics ont pris et vont prendre de nouvelles décisions sur notre futur mix électrique, ce numéro des *Annales des Mines* donnera à ses lecteurs, à défaut de réponses définitives, au moins des clés pour comprendre et hiérarchiser les enjeux de la transition électrique, et s'approprier les ordres de grandeur de ces sujets techniquement complexes. La transition électrique est en effet une démarche profonde, longue et structurante pour l'avenir de notre économie, de notre environnement et, plus généralement, de notre société. Elle mérite donc l'engagement de tous.

Une batterie française « tout solide » au cœur de la transition énergétique.

Après plus de 20 ans de recherche, BlueSolutions (Groupe Bolloré) fabrique et commercialise des solutions de stockage qui intègrent une nouvelle génération de batterie, « tout solide », Lithium Métal Polymère (LMP®).

Composée de films minces issus des techniques d'extrusion maîtrisées par le Groupe Bolloré, cette technologie LMP®, unique au monde, conçue et fabriquée en France et au Canada, se distingue par de nombreux avantages, en particulier sa résistance aux hautes températures extérieures.



SÛRETÉ ET ROBUSTESSE

Sans risque de fuite ni de dégagement gazeux toxiques.
Sans risque d'emballement thermique grâce à sa structure tout solide.



INSENSIBILITÉ AUX CONDITIONS CLIMATIQUES

Les batteries LMP® résistent aux températures élevées sans **besoin de climatisation**, entraînant un meilleur rendement, plus de fiabilité et une maintenance simplifiée.



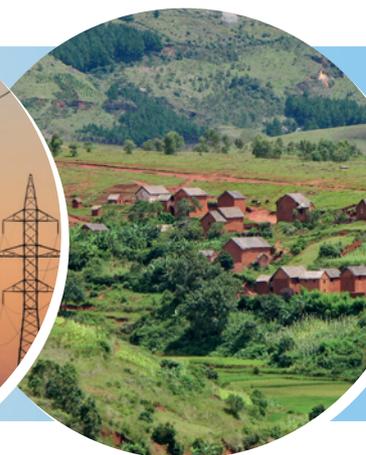
PERFORMANCES ÉLEVÉES DANS LA DURÉE

Un rendement DC/DC supérieur à 94% quelle que soit la température extérieure.
Une durée de vie supérieure à 3000 cycles selon les usages. Pas de vieillissement calendaire.



RESPECT DE L'ENVIRONNEMENT

Sans solvant.
Sans cobalt.
Recyclable grâce au lithium présent sous forme métallique.



BlueSolutions propose un produit dense et modulaire basé sur un rack outdoor de 250 à 400kWh d'une surface de 2m², que l'on regroupe en clusters pour atteindre des capacités de plusieurs dizaines de MWh.

Ces batteries permettent de gérer l'intermittence des énergies renouvelables, de proposer des services aux réseaux et de participer au défi de l'électrification rurale, en particulier en Afrique où leur résistance à la chaleur est un avantage unique.

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

Par Fabrice DAMBRINE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Avantages et limites des EnR intermittentes

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

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

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

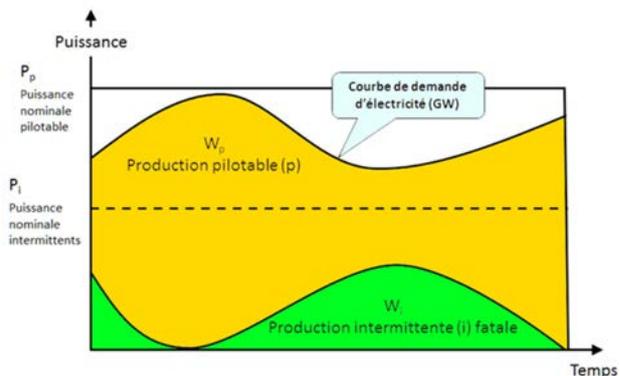


Figure 1 : Schématisation de l'équilibre offre-demande de puissance électrique en temps réel.

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

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

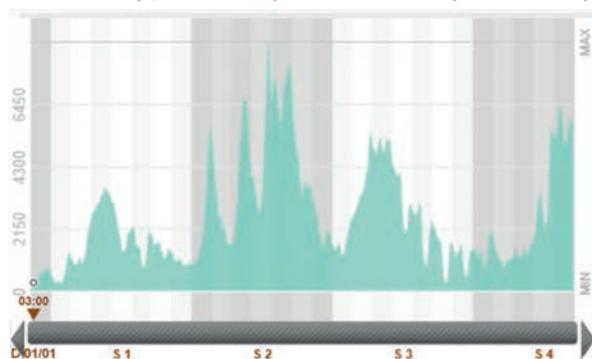
Les deux graphiques suivants (voir la Figure 2 ci-après) tirés des relevés de RTE donnent la variation de la production électrique fournie par l'ensemble des éoliennes en France au cours des mois de janvier et de septembre 2017.

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

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

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

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



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

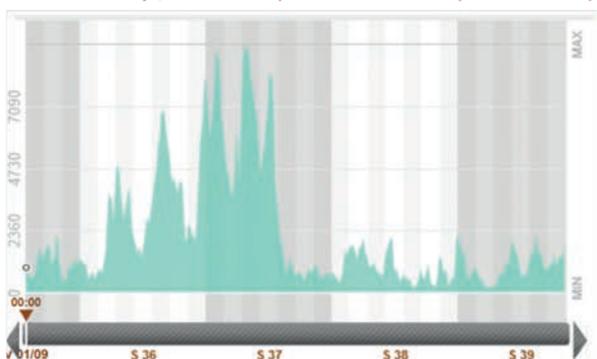
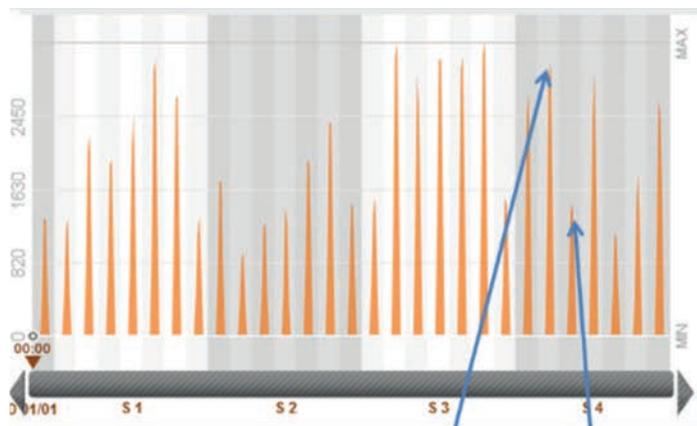


Figure 2.

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



Influence de la nébulosité

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

Figure 3.

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

La production photovoltaïque est très sensible à la nébulosité

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

Des « monotones » caractéristiques pour les ENR intermittentes

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

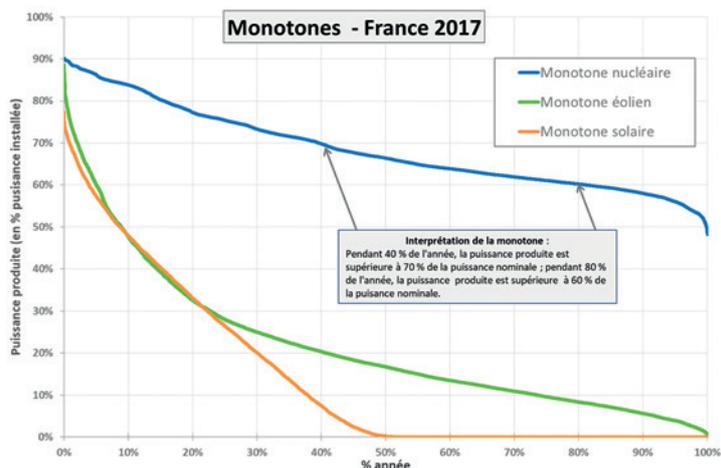


Figure 4.
Source : Données RTE (calculs de l'auteur).

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

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

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

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

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

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

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

Cas d'une unité de production électrique seule

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

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

Notations :

P : puissance nominale de l'installation ;

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

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

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

r : taux d'actualisation (%) ;

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

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

T : période considérée, une année par exemple ;

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

La parabole de la famille Martin

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les coûts fixes de production comprennent notamment :

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

Les coûts variables (coûts marginaux) comprennent, notamment :

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

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

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

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

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

relation (1)

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

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

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

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

Cas d'un système électrique comportant n installations de production

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Impact pour le consommateur

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Quelques ordres de grandeur

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

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

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

Avec :

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

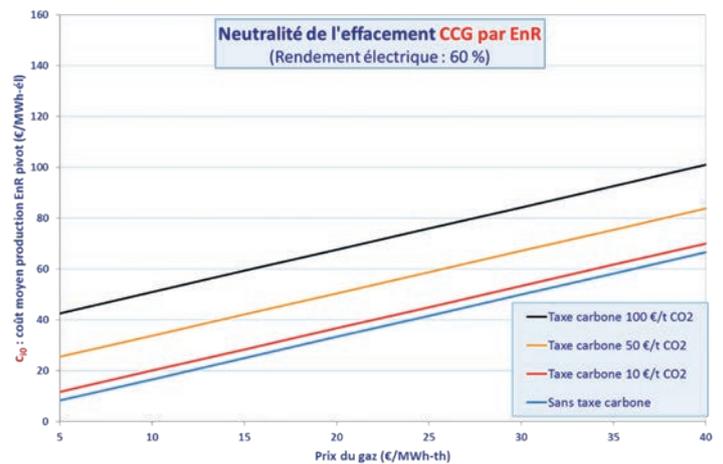
Neutralité économique de l'effacement

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

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

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

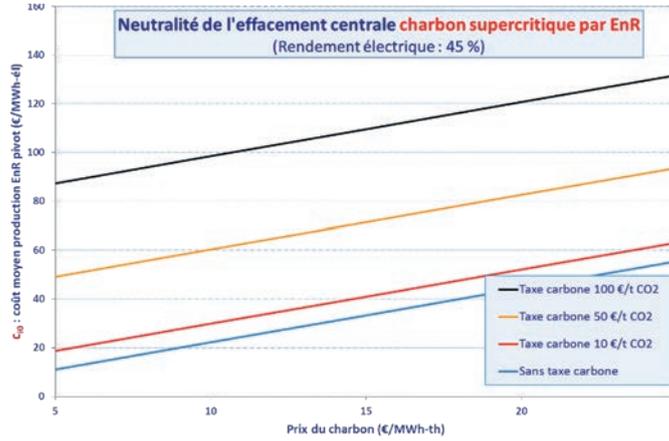
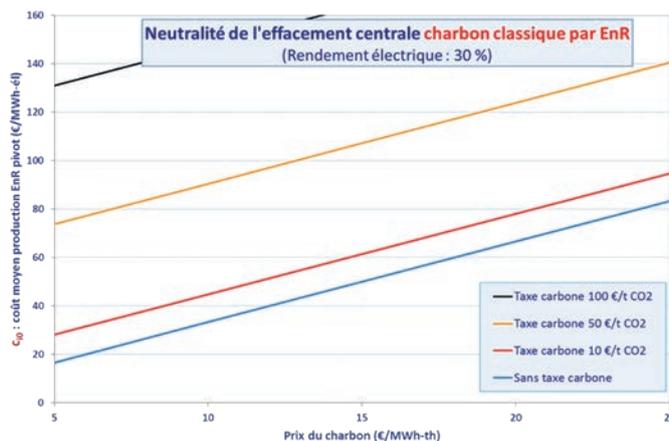
En outre, on notera qu'en rajoutant au prix des combustibles une taxe carbone censée refléter l'externalité négative des émissions de CO₂ – une taxe qui se répercute sur le coût marginal de production des centrales thermiques à flamme –, on intègre l'avantage carbone des centrales éoliennes et photovoltaïques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



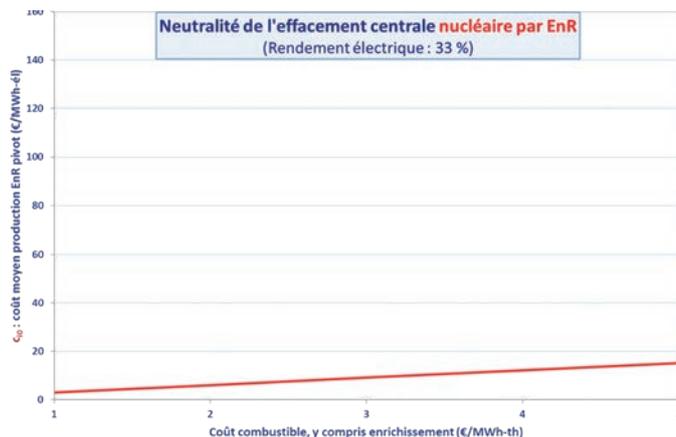
En 2017, le prix du gaz NBP ⁽¹³⁾ a oscillé entre 10 et 20 €/MWh-th.

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

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



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



On relèvera notamment que :

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

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

Conclusion

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

BORALEX

NATIF DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
& 1^{ER} PRODUCTEUR INDÉPENDANT DE
L'ÉOLIEN TERRESTRE DE FRANCE



NOUS
CRÉONS
DE L'ÉNERGIE



/ 2018

1853 MW sous son contrôle dont 832 MW en France

/ 2020

Objectif de 2000 MW sous son contrôle dans le monde

Évaluation macroéconomique de la transition électrique en France

Par Nicolas GOVILLOT

Ingénieur en chef des Mines

Richard LAVERGNE

Ingénieur général des Mines

et François VALÉRIAN

Ingénieur général des Mines

Les auteurs ont bâti une modélisation macroéconomique simplifiée de différents scénarii d'évolution du mix français de production électrique à horizon 2030. Les scénarii sont évalués selon leur coût de production total, leurs émissions carbonées et leur impact sur le solde commercial de la France. Les données de production françaises sont utilisées en moyenne sur trois ans selon un pas demi-horaire. Cette modélisation peut être considérée comme un outil d'aide à la décision publique.

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) a été élaborée notamment pour marquer une exemplarité française en vue de la Conférence COP21 qui devait aboutir en décembre 2015 à l'Accord de Paris sur le Climat. Le présent article s'attache à analyser et à quantifier les aspects économiques de cette loi et des textes pris pour son application, en ce qui concerne le système électrique français.

Pourquoi mener la transition énergétique ?

Le concept de transition énergétique varie selon les circonstances nationales (par exemple, la fin de l'exploitation du gaz naturel aux Pays-Bas oblige ce pays à repenser son modèle économique actuellement très dépendant de la rente gazière, ce que les Néerlandais ont qualifié d'*Energietransitie* dès le début des années 2000) et les parties prenantes : il s'agit d'abord de décarboner l'économie, mais il peut aussi s'agir, selon le cas, de réduire les prélèvements en ressources naturelles, de décentraliser la politique énergétique, de définir de nouveaux modèles de production d'énergie, voire de sortir du nucléaire ou de s'engager vers une économie volontairement en décroissance.

Dans le dossier du DNTE⁽¹⁾ de juillet 2013, la définition de la transition énergétique n'est guère précise : « La France doit aujourd'hui s'engager pleinement dans une modernisation de ses modes de consommation et de production d'énergie : elle doit s'engager dans la transition énergétique. Cette transition doit lui permettre d'infléchir sa trajectoire pour répondre à plusieurs phénomènes qui se

rencontrent ». Ainsi, la loi TECV ne la définit pas directement de façon plus précise comme cela apparaît dans son article 1^{er} repris dans l'article L. 100-1 du Code de l'énergie.

Lors de la présentation du projet de loi TECV au Conseil des ministres du 30 juillet 2014, la ministre chargée de l'Environnement et de l'Énergie avait indiqué que « la transition énergétique vise à préparer l'après-pétrole et à instaurer un nouveau modèle énergétique français, plus robuste et plus durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement ». À ce titre, la loi TECV devait permettre « de consommer mieux, de produire autrement, de faire progresser la société et de créer des emplois ».

De fait, la loi TECV, ainsi que ses déclinaisons que sont la SNBC⁽²⁾ et la PPE⁽³⁾, juxtaposent de multiples objectifs quantitatifs, généraux et sectoriels, à des horizons divers et à un niveau de détail souvent très fin (par exemple, « multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030⁽⁴⁾ », « le parc global concerné [bâtiments existants à usage tertiaire ou dans

(1) *Débat national sur la transition énergétique (novembre 2012 – juillet 2013).*

(2) *Stratégie nationale bas carbone.*

(3) *Programmation pluriannuelle de l'énergie. Le présent article s'appuie sur la PPE découlant du décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016, sachant qu'une actualisation a été préparée tout au long de l'année 2018, <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20intégralité.pdf>*

(4) *Loi TECV, art. 1^{er}, III.*

lesquels s'exerce une activité de service public] vise à réduire ses consommations d'énergie finale d'au moins 60 % en 2050 par rapport à 2010, mesurées en valeur absolue de consommation pour l'ensemble du secteur⁽⁵⁾ », « la France se fixe comme objectif l'installation, d'ici à 2030, d'au moins sept millions de points de charge⁽⁶⁾ »...).

Quels que soient le pays et le concept de transition énergétique qui y est appliqué, il y a cependant consensus sur le fait que l'électricité est vouée à jouer un rôle central dans la transition énergétique. L'origine de cette électricité est cependant sujette à débat, y compris entre les États membres de l'Union européenne (UE). Ainsi certains pays intègrent-ils le nucléaire parmi les « énergies propres » n'émettant pas de CO₂ (voir le *Clean Energy Ministerial and Mission Innovation*), alors que d'autres se l'interdisent et que des parties prenantes prônent le 100 % d'énergies renouvelables. L'attrait pour les énergies renouvelables « variables » (qualifiées aussi d'énergies « intermittentes ») est assez généralisé au niveau mondial et se justifie par la forte baisse du coût des équipements (éolien, PV) obtenue grâce à l'industrialisation de masse, notamment en Asie, et à des subventions à la consommation. Cet engouement soulève toutefois des difficultés de pilotage du système électrique dont les conséquences en termes de coût global et de sécurité d'approvisionnement sont encore mal connues, avec des prises de position médiatiques parfois militantes et controversées. L'hydraulique bénéficie, bien entendu, d'une préférence dans les pays où des capacités sont encore disponibles (par exemple, en Afrique).

Un consensus, assez large au niveau mondial, existe aussi sur la nécessité de réduire l'usage du charbon et du pétrole, le gaz naturel restant perçu comme une forme d'énergie intermédiaire dans l'objectif d'atteindre la « neutralité carbone » au cours de la seconde moitié du siècle. Les autres composantes du mix énergétique reposent sur l'électricité « bas carbone » (nucléaire, éolien, photovoltaïque, énergies marines), les énergies renouvelables thermiques (biomasse, biogaz, géothermie...), le stockage d'électricité (batteries, STEP, etc.) et, éventuellement, l'hydrogène. Le recours au CSC⁽⁷⁾, dont l'acceptabilité et la rentabilité varient selon les experts, serait nécessaire selon l'AIE pour atteindre les objectifs d'émissions tout en continuant d'utiliser parcimonieusement les énergies fossiles. Enfin, concernant le bouclage entre l'offre et la demande, un certain consensus existe en Europe sur le besoin d'efforts supplémentaires d'économies d'énergie et de flexibilité de la demande (effacements, *smart grids*, numérique...), même si leur impact économique est controversé.

Ces transformations affectent l'équilibre offre-demande d'électricité en France. RTE a d'ailleurs annoncé dans l'édition 2016 de son bilan prévisionnel que les enjeux économiques qui pesaient sur la filière thermique conduisaient à une incertitude de plus de 5 GW sur l'état des marges de sécurité d'approvisionnement électrique dès l'hiver 2017-2018. Plus précisément, seule une « variante de consommation basse » permettrait de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement jusqu'à l'hiver 2020-2021. Cette fragilisation du système électrique français

engendre des coûts directs et indirects dont l'ampleur fait l'objet de vifs débats entre experts (notamment les « coûts système » pour l'intégration des énergies renouvelables variables lorsque leur part s'accroît fortement). L'acceptation sociale du nouveau système est également un sujet mal connu, les Français s'exprimant, dans les sondages, « naturellement » en faveur du développement des énergies renouvelables, tout en refusant majoritairement les hausses de prix et les contraintes qu'elles pourraient engendrer (délestage, rationnement, etc.). Par ailleurs, les oppositions locales, fréquentes voire systématiques, aux nouveaux parcs éoliens ou à la construction de nouvelles lignes électriques, témoignent de la sensibilité de ce sujet.

Forces et faiblesses de la France pour une transition énergétique

La transition énergétique en France s'inscrit dans un contexte favorable de stratégies européennes ambitieuses aux horizons 2020 et 2030, prônant la réduction des gaz à effet de serre, le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique et celle de la recherche et innovation. Les objectifs ainsi définis pour la France, au titre du partage des efforts entre les États membres, sont cependant moins contraignants et surtout beaucoup moins nombreux que ceux (une quarantaine) issus de la loi TECV et de la PPE.

La France est déjà nettement moins intensive en émissions de CO₂ d'origine énergétique⁽⁸⁾ par rapport à ses voisins⁽⁹⁾, tant par habitant (5,4 tCO₂, contre 10,1 pour l'Allemagne et 7,1 pour l'UE) que par unité de PIB (171 tCO₂/M€, contre 299 en Allemagne et 274 pour l'UE), et légèrement plus « électrifiée » (6,3 MWh/habitant et 25 % de la consommation finale énergétique, contre 6,3 et 21 % en Allemagne et 5,3 et 22 % pour l'UE).

Les émissions de GES⁽¹⁰⁾ doivent baisser en France de 37 % d'ici à 2030, par rapport à 2005, selon le règlement européen de partage des efforts adopté par le Conseil le 14 mai 2018, tandis que la loi TECV a fixé une baisse légèrement plus ambitieuse, de 40 % d'ici à 2030. Le Plan Climat de 2017⁽¹¹⁾ est sans doute encore plus exigeant, puisqu'il prévoit une « neutralité carbone » de la France à l'horizon 2050. L'avance relative de la France en matière de réduction de ses émissions de CO₂, par rapport aux autres États membres, est cependant due à des spécificités dont il est difficile d'espérer des progrès tendanciellement supplémentaires : le mix de production électrique est déjà décarboné à 94 %, les véhicules routiers sont de taille relativement plus réduite par rapport à la moyenne

(5) Loi TECV, art. 17.

(6) Loi TECV, art. 41.

(7) Captage et stockage du carbone (CCS, en anglais).

(8) L'analyse faite dans le présent article se focalisant sur l'électricité, l'essentiel des gaz à effet de serre concernés se limitent au CO₂ d'origine énergétique ; il ne sera donc question dans la suite de l'article que de ces émissions.

(9) Source : « EU energy in figures », Statistical pocketbook 2016, Eurostat.

(10) Gaz à effet de serre.

(11) <https://www.gouvernement.fr/action/plan-climat>

européenne, la part du chauffage électrique dans les bâtiments est considérée comme enviable par certains pays (Royaume-Uni) et le poids de l'industrie manufacturière française en termes de valeur ajoutée dans le PIB a fortement décliné (12) (10 % en 2014, contre 20 % en Allemagne et 14 % pour l'UE). Inversement, s'agissant des émissions de CO₂ dues aux transports, la France est handicapée par sa superficie et la faible densité de sa population.

La part des énergies fossiles dans la consommation finale (13) d'énergie (énergétique et non énergétique) s'élève à 67 %, contre 71 % en Allemagne et 69 % pour l'UE. D'un niveau de 165 Mtep en 2012 et de 162 Mtep en 2015, cette consommation finale d'énergie passerait, selon la PPE, à 153 Mtep en 2018 (- 7 % par rapport à 2012) et à 144 Mtep en 2023 (- 13,6 % par rapport à 2012). Ce qui, compte tenu de l'objectif de baisse de 20 % de la consommation finale énergétique d'ici à 2030 par rapport à 2012 prévu par la loi TECV, la ferait passer à 131 Mtep en 2030. D'un rythme de baisse de 0,7 % par an entre 2005 et 2015, on passerait ainsi à un rythme de baisse de - 1,4 % par an entre 2015 et 2030, soit un doublement de l'effort.

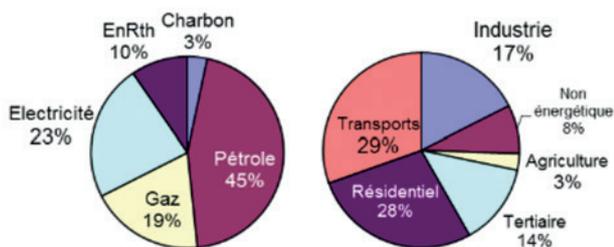


Figure 1 : Consommation d'énergie finale de la France en 2015 (162 Mtep).
Source : « Bilan énergétique de 2015 », MTES (14)-SDES (15), juillet 2016.

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie était de 15,2 % en 2015, contre 14,6 % en Allemagne et 16,7 % pour l'UE. Cette part est sensible aux conditions climatiques de l'année. Mais elle tend à augmenter plus rapidement en Allemagne qu'en France, bien que les objectifs à court terme de l'Allemagne soient moins ambitieux que les nôtres (18 % en 2020, contre 23 % en France, selon le partage « contraignant » des efforts issus de la directive 2009/28).

S'agissant de la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, la France a anticipé avec la loi TECV sur la publication du partage « non contraignant » des efforts entre États membres, en application du *Clean Energy for All Europeans Package* (proposé fin 2016 par la Commission européenne) : 32 % en 2030, comme pour l'ensemble de l'UE, bien qu'il s'agisse d'un objectif de 2 à 6 points supérieur à celui envisagé pour la France dans l'étude d'impact (16) de la Commission.

S'agissant de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement hydraulique, éolien, photovoltaïque et déchets renouvelables), la loi TECV et la PPE ont fixé à la France l'objectif que cette production atteigne 40 % de sa production totale d'électricité en 2030,

contre 19 % en 2016. La PPE a ajouté des objectifs en termes de puissance installée, notamment pour l'éolien et le photovoltaïque, faisant apparaître une option « haute » (conforme à la loi TECV) et une option « basse » (en cas de retard faible au regard du respect de la loi TECV).

Energies renouvelables électriques	Augmentation de plus 50% de la capacité installée en 2023 pour atteindre entre 71 et 78 GW
Energies renouvelables chaleur	Augmentation de plus de 50% de la capacité installée avec une production de 19 Mtep
Production de biométhane injecté dans le réseau de gaz	8 TWh en 2023
Consommation finale d'énergie	Baisse de 12,3% en 2023 par rapport à 2012
Consommation primaire des énergies fossiles	Baisse de 22% en 2023 par rapport à 2012
Consommation primaire du charbon	Baisse de 37% en 2023 par rapport à 2012
Consommation primaire des produits pétroliers	Baisse de 23% en 2023 par rapport à 2012
Consommation primaire du gaz	Baisse de 16% en 2023 par rapport à 2012
Emissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie	294 MtCO2 en 2018 (< au budget carbone de 299 MtCO2) 254 MtCO2 en 2023 (< au budget carbone de 270 MtCO2)
Croissance économique	Hausse de 1,1 pt de PIB en 2030 par rapport au scénario tendanciel
Emplois	Écart d'emplois entre le scénario de référence et un scénario tendanciel : environ +280 000 emplois en 2030
Revenu disponible brut des ménages	Hausse du revenu disponible brut des ménages dans le scénario de référence de la PPE : 13 milliards d'euros en 2018 et de 32 milliards d'euros en 2023

Figure 2 : La PPE en quelques chiffres.
Source : MTES-DGEC, novembre 2016.

La situation en énergie et en puissance du parc électrique installé, toutes formes d'énergies confondues, est la suivante :

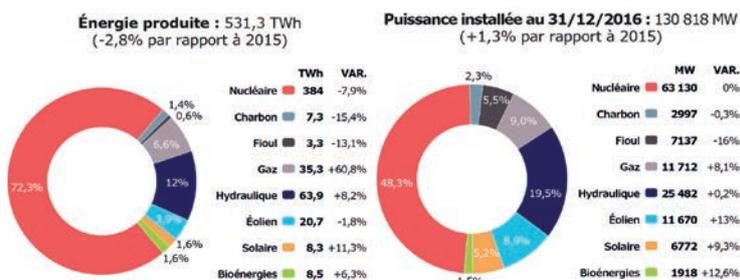


Figure 3 : Production et puissance du parc électrique installé en France en 2016.
Source : « Bilan électrique français 2016 », RTE, 15 février 2017.

(12) Source : Eurostat, cité par « Chiffres clés de l'industrie manufacturière », Édition 2015, MINEFI-DGE.

(13) La terminologie utilisée dans le présent article est celle de la statistique publique (SDES) dans ses Bilans annuels de l'énergie, notamment son Annexe 5 pages 136 à 139, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2587/1080/bilan-energetique-france-2015.html>

(14) Ministère de la Transition écologique et solidaire.

(15) Service de la donnée et des études statistiques.

(16) http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_impact_assessment_part1_v4_418.pdf

Les 19 centrales nucléaires actuellement en fonctionnement en France, d'une puissance totale de 63,2 GW, hébergent 58 réacteurs à eau sous pression dont le mode de construction est globalement similaire. Cette standardisation du parc a permis à EDF et à l'ASN d'accumuler de l'expérience en matière de fonctionnement de ces réacteurs, mais elle a l'inconvénient de faire peser un risque sur la disponibilité de l'ensemble du système dans le cas où un défaut de conception fondamental apparaîtrait sur l'une des installations.

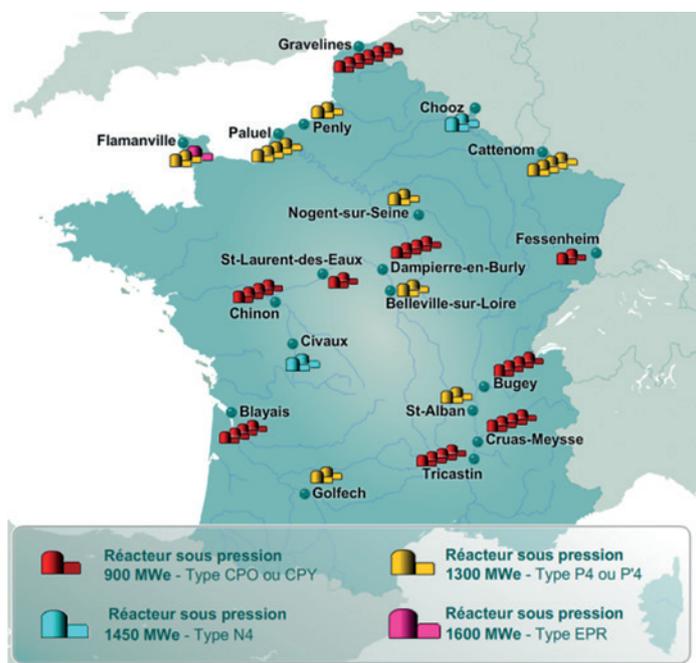


Figure 4 : Localisation des centrales nucléaires en France, selon leur type.

Source : ASN.

Ces centrales nucléaires, mises en service à partir de 1977, arrivent à une période charnière de leur durée d'exploitation : soit elles ferment et sont démantelées, soit elles bénéficient d'une extension au titre du « grand carénage » qu'EDF a soumis à l'ASN. Plusieurs options peuvent être envisagées depuis l'accélération du passage à la génération 3 jusqu'à la sortie totale du nucléaire.

Incertitudes, points de vigilance et défis à relever

La loi TECV a été préparée dans une période (2013-2014) où le prix du pétrole connaissait de nouveau des sommets, après une période de faiblesse relative entre 2007 et 2009. Il pouvait alors paraître raisonnable de penser qu'un prix de 100 \$/bl était durablement installé, mais malgré une remontée récente, les cours ne dépassent plus guère 70 \$/bl. Cette baisse des prix des énergies fossiles rend les nombreux objectifs quantifiés de la loi TECV, repris par la SNBC et la PPE, relativement plus difficiles et plus coûteux à atteindre. L'analyse macroéconomique initiale du projet de loi, qui, réalisée en 2014, ne tenait pas compte des nombreux amendements adoptés par le Parlement, mériterait donc d'être revue (notamment sur ses impacts en termes d'emplois et de taux de croissance du PIB).

Et ce même si les analyses accompagnant la SNBC et la PPE (ainsi que leurs actualisations en cours) lui ont apporté des compléments partiels.

L'objectif de baisse de la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 et de 50 % en 2050 (par rapport à 2012, toutes énergies confondues) s'ajoute à l'objectif de baisse de 30 % de la consommation d'énergies fossiles d'ici à 2030 (par rapport à 2012). La PPE 2016 fixe en outre des objectifs intermédiaires, à échéances 2018 et 2023. Cet accent mis sur la consommation d'énergie, y compris celle non fossile, donc bas carbone (énergies renouvelables et nucléaire), est structurant dans le concept de transition énergétique correspondant à la loi TECV. Toutefois, il est difficile à interpréter autrement que comme un objectif de sobriété en vue de limiter la croissance de la consommation, objectif qui est toutefois indépendant de la disponibilité (acceptation incluse) au titre des ressources nationales ⁽¹⁷⁾ d'énergies bas carbone.

Les consommateurs d'électricité (y compris les producteurs d'énergie, mais à l'exclusion du secteur électrique lui-même) ont dépensé 52 milliards d'euros en 2015 pour une consommation de 446 TWh. Selon le CGDD ⁽¹⁸⁾, les taxes ont représenté 27 % de cette dépense (dont près de la moitié a contribué à financer les énergies renouvelables électriques et la péréquation tarifaire géographique), le coût d'acheminement 27 % et celui de fourniture (incluant la production et la commercialisation) 46 %. Les échanges extérieurs ont présenté par ailleurs un solde positif de 2,3 milliards d'euros, correspondant à 64 TWh.

En 2015, en France, l'électricité a été payée par les consommateurs finals, en moyenne, 116 euros/MWh (TVA incluse pour le secteur résidentiel seulement), contre 99 euros/MWh en 2011, soit une hausse moyenne de 4,1 % par an. Plus précisément, selon Eurostat ⁽¹⁹⁾, en 2015, le prix facturé au consommateur final résidentiel s'élevait en moyenne à 205 euros TTC pour l'UE et à 287 euros en Allemagne, contre seulement 159 euros en France. Pour les entreprises (à l'exclusion des très gros consommateurs), les écarts sont moins importants, mais la France, à 120 euros/MWh, se situe également en deçà de la moyenne UE de 126 euros/MWh et de celle de 152 euros/MWh en Allemagne. Le prix de l'électricité de 116 euros/MWh en 2015 peut être décomposé en trois parties : une composante « fourniture » (54 euros), une

(17) Il peut être argué que le nucléaire ne contribuerait pas à l'indépendance énergétique au motif de la nécessité d'importer de l'uranium. Toutefois, ces importations ne représentent que 7 % des coûts de production du nucléaire, avec environ 6 000 tonnes par an de minerais (à comparer aux 77 millions de tonnes de pétrole importées chaque année) qui peuvent être stockées de façon préventive. En outre, les ressources d'uranium sont abondantes et bien distribuées à l'échelle mondiale (Australie, Canada, Kazakhstan, Mali...), ce qui assimile ces importations à celles de consommables classiques pour toute activité industrielle. En ce sens, le risque géopolitique du nucléaire est considérablement plus faible que pour le gaz ou le pétrole, d'autant plus que les mines françaises d'uranium pourraient redevenir rentables si les prix venaient à augmenter.

(18) Commissariat général au Développement durable.

(19) Source : CGDD-SDES, « Prix du gaz et de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2015 » (août 2016).

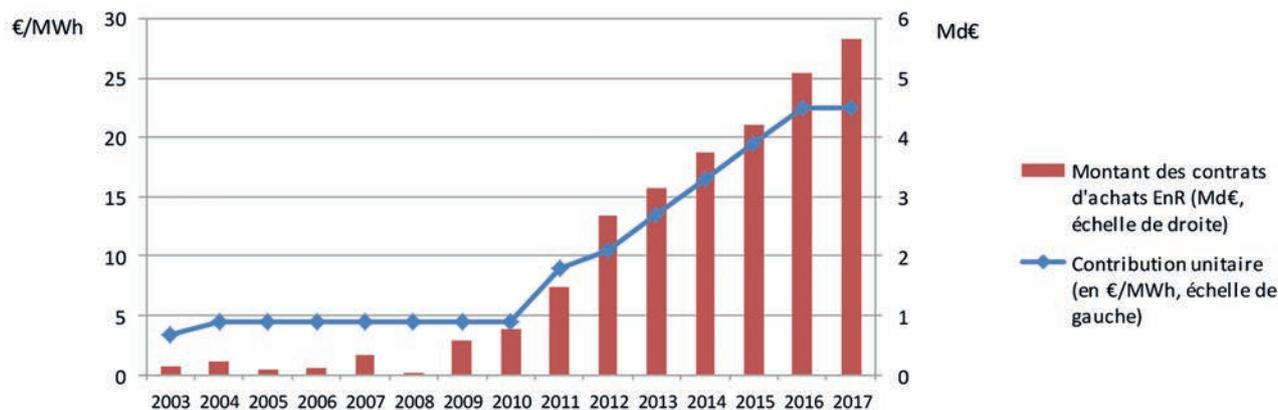


Figure 5 : Évolution de la CSPE depuis sa création, en contributions unitaires et montants consacrés aux seuls contrats d'achat EnR. Source : CRE, juillet 2016, le montant 2017 étant estimé.

composante « acheminement » (32 euros en moyenne) et une composante « taxe » (30 euros). C'est cette dernière composante qui augmente le plus rapidement et qui explique l'essentiel de la hausse des prix observée, laquelle résulte pour une bonne part de la hausse de la CSPE ⁽²⁰⁾ (passée de moins de 5 euros/MWh jusqu'en 2010 à 22,5 euros/MWh depuis 2016).

L'outil que sont les quotas échangés au niveau européen constitue un levier efficace d'incitation à la baisse des émissions de GES ; le mécanisme de marché permet de cibler les actions de réduction des émissions sur les gisements les plus rentables. Toutefois, malgré une remontée toute récente à environ 17 €/tCO₂, ce mécanisme fournit aujourd'hui un signal-prix très en deçà du coût des émissions carbonées pour le climat. Il convient donc de plaider au niveau européen pour toute action menant à un relèvement significatif de ce signal-prix. Cette évolution serait de nature à altérer la compétitivité relative des productions les plus carbonées, reposant sur le charbon. Elle améliorerait en outre la rémunération des sources décarbonées, dont le nucléaire, mais aussi les sources renouvelables, limitant les besoins de subventions de celles-ci.

L'empreinte carbone et la dépendance de l'éolien et du photovoltaïque par rapport à des substances minières rares mériteraient d'être mieux documentées pour la France et pour l'Europe.

Dès lors que notre système électrique actuel ne présente pas de défaut au regard des objectifs de décarbonation, la France pourrait adopter une posture valorisant son avance au niveau européen. Même si une telle posture peut être difficile à faire admettre par nos partenaires européens moins chanceux, elle pourrait contribuer à limiter l'ampleur des ajustements sur le mix électrique français dans les dix années qui viennent, dans l'attente de l'arrivée à maturité des nouvelles technologies de l'énergie et de la baisse de leur coût (voir au niveau international, *Clean Energy Ministerial* et *Mission Innovation*) dans la production, les transports, le stockage et la consommation d'électricité (PV, éolien, batteries, *smart grids*, gestion de la demande, numérique, nucléaire...). D'ici là, il conviendrait de réorienter une partie de ces soutiens à ces technologies vers la recherche et l'innovation, plutôt que vers leur déploiement, de sorte qu'elles puissent être déployées massivement à

moyen terme, tant en France qu'à l'exportation, au bénéfice de l'industrie française et européenne. Et, surtout, il conviendrait de faire porter les efforts de décarbonation sur les secteurs qui sont réellement les plus émetteurs de CO₂ (en premier lieu, les transports et le bâtiment).

Il convient en particulier de s'appuyer sur les expériences extrêmes qu'ont connues l'Allemagne et l'Espagne, lesquelles ont développé très rapidement des techniques d'énergies renouvelables variables et non matures et ont dû faire face aux conséquences induites en termes de hausse des prix de l'électricité ou d'endettement des pays considérés.

Une telle politique aurait également pour avantage de réduire le « *lock-in* » technologique qui se joue actuellement, par défaut, au détriment de la filière électrique française avec des technologies peu efficaces.

Le coût de l'arrêt « prématuré » (c'est-à-dire, selon l'ASN, avant le terme de sa durée d'exploitation technico-économique) d'un réacteur de 900 MW (pour mémoire, la centrale de Fessenheim comprend deux réacteurs de ce type) peut être estimé entre 1,5 milliard d'euros (pour un coût de 60 €/MWh pour les centrales au gaz, contre 30 € pour le nucléaire) et 2,3 milliards d'euros (pour un coût de 75 €/MWh, contre 30 €) (voir l'Encadré de la page suivante).

La production d'électricité est une activité locale et capitalistique, et ce quelle que soit la technique utilisée. Les différences de coût au kWh produit ne sont pas suffisantes pour créer des écarts substantiels en termes d'emplois entre les différentes filières, y compris avec l'éolien et le photovoltaïque. En revanche, la fabrication des équipements de production est une source substantielle d'emplois, directs et indirects, et l'excellence de la filière française est donc essentielle à maintenir ou à rétablir, à travers l'élargissement de ses débouchés nationaux et internationaux. On peut rappeler ici que les deux industriels français de l'éolien *offshore* (qu'étaient Areva et Alstom) ont fini par passer sous pavillons allemand et américain.

(20) Depuis le 1^{er} janvier 2016, le niveau de la CSPE est « gelé », l'augmentation des charges de service public de l'électricité étant financée par la fiscalité sur les énergies fossiles (« composante carbone »).

Coût de l'arrêt d'un réacteur nucléaire

L'arrêt d'un réacteur nucléaire en état de fonctionnement et jugé sûr par l'ASN représente forcément une perte de valeur, tant pour EDF que pour la collectivité. Le calcul d'un ordre de grandeur de cette perte est tenté ci-après, sur la base de quelques hypothèses (qui peuvent être modifiées en fonction de l'évolution de la demande d'électricité, de l'avancée des techniques et de la nature du futur *market design* européen) :

- L'arrêt du réacteur en 2020 coïnciderait avec sa quatrième visite décennale par l'ASN.
- Ce réacteur aurait obtenu, à l'issue de cette visite, l'accord de l'ASN pour une extension de sa durée d'exploitation de dix ans (jusqu'en 2030).
- La demande interne d'électricité serait rigide jusqu'en 2030 (transferts vers l'électricité pour la transition énergétique, nouveaux usages...) et le recours aux importations d'électricité en base ne serait pas envisageable dans l'état actuel du marché européen de l'électricité.
- En revanche, des exportations à hauteur de 100 TWh par an trouveraient preneur, de sorte que la production de tous les réacteurs nucléaires actuellement disponibles (Flamanville 3 inclus) pourrait être consommée sans difficulté.
- Le coût de production d'un réacteur existant est d'environ 30 €/MWh (coût calculé par EDF comprenant les provisions pour démantèlement et les investissements de « grand carénage ») pour une exploitation prolongée jusqu'en 2030.

La perte pour la collectivité liée à l'arrêt d'un réacteur de 900 MW peut donc être considérée comme la perte d'opportunité que constitue le coût total de production le moins cher permettant d'obtenir en recourant à un autre moyen de production la même quantité d'électricité, et ce durant les dix ans correspondant à l'extension de la durée d'exploitation. En considérant qu'un réacteur de 900 MW dont le taux de disponibilité serait de 80 % produit environ 6,3 TWh d'électricité par an et qu'une centrale au gaz à cycle combiné affiche un coût de production d'environ 60 à 75 €/MWh, avec un taux d'actualisation de 4 %, on obtiendrait ainsi, en 2020, une perte actualisée comprise entre 1,5 milliard d'euros (pour un coût de 60 € pour les centrales au gaz contre 30 € pour un réacteur nucléaire) et 2,3 milliards d'euros (pour un coût de 75 € contre 30 €).

Le stockage d'électricité est crucial pour l'atteinte des objectifs de la loi TECV, car il facilite l'intégration des énergies renouvelables intermittentes, facilite la gestion des réseaux électriques et contribue à la décarbonation du secteur des transports. Le marché mondial est porteur, notamment dans les pays en développement, et une industrie française du stockage d'électricité peut émerger⁽²¹⁾ sur l'ensemble de la chaîne de valeur, et ce d'autant plus que des acteurs français sont déjà bien positionnés : ce sont des constructeurs automobiles, Total (Saft), Bolloré (Blue Solutions) ou encore la *start-up* Forsee Power. Il

convient en particulier de préparer des solutions technologiques qui puissent répondre aux défis de la compétitivité, notamment à l'export.

(21) Voir la feuille de route « Stockage stationnaire pour les énergies renouvelables » du plan Stockage de l'Énergie de la Nouvelle France industrielle (mai 2017) ainsi que le rapport du CGE « Opportunités de la transition énergétique » (février 2017) : https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/Rapports/2017_03_16_Rapport_Final_Opportunités_industrielles.pdf

Mtep	Charbon	Pétrole (hors biocarb.)	Gaz (hors biogaz)	Total fossiles	Electricité	Chaleur (hors renouv.)	Renouvelables th. et déchets	Total
Approvisionnement								
Production primaire	-	1,2	0,0	1,2	121,7	-	17,0	139,9
Solde importateur	8,3	77,0	34,4	119,7	-5,5	-	0,4	114,6
Déstockage	0,1	0,0	0,4	0,6	-	-	-	0,6
Soutes maritimes int.	-	-1,6	-	-1,6	-	-	-	-1,6
Correction climatique	0,0	0,6	1,6	2,2	0,4	-	0,7	3,3
Total disponibilités (D)	8,4	77,2	36,5	122,1	116,6	-	18,1	256,7
Emplois								
Consommation branche énergie								
Raffinage	-	1,9	0,6	2,5	0,2	-	-	2,6
Production d'électricité thermique	2,2	0,6	3,7	6,5	-3,5	-	2,3	5,3
Autres, pertes et ajustement	0,9	1,6	1,2	3,7	82,6	-	0,3	86,6
Total (A)	3,1	4,1	5,5	12,6	79,3	-	2,6	94,5
Consommation finale énergétique								
Industrie (y compris sidérurgie)	4,9	2,1	9,7	16,7	10,0	-	1,7	28,4
Résidentiel	0,2	6,7	15,1	22,0	13,3	-	9,7	45,0
Tertiaire	0,1	3,2	5,3	8,7	12,4	-	0,9	22,0
Agriculture	-	3,3	0,3	3,6	0,7	-	0,2	4,5
Transports	-	45,4	0,1	45,5	0,9	-	3,0	49,4
Total (B)	5,2	60,8	30,5	96,5	37,2	-	15,5	149,2
Consommation finale non énergétique								
Total (C)	0,1	12,4	0,6	13,0	-	-	-	13,0
Consommation totale d'énergie primaire								
Total (A+B+C)	8,4	77,2	36,5	122,1	116,6	-	18,1	256,7

TWh	Electricité
Approvisionnement	
Production primaire	526,9
Solde importateur	-64,0
Déstockage	-
Soutes maritimes int.	-
Correction climatique	4,6
Total disponibilités (D)	467,4
Emplois	
Consommation branche énergie	
Raffinage	2,0
Production d'électricité thermique	-40,4
Autres, pertes et ajustement	72,9
Total (A)	34,5
Consommation finale énergétique	
Industrie (y compris sidérurgie)	116,1
Résidentiel	154,6
Tertiaire	144,0
Agriculture	8,1
Transports	10,2
Total (B)	432,9
Consommation finale non énergétique	
Total (C)	-
Consommation totale d'énergie primaire	
Total (A+B+C)	467,4

Figure 6 : Bilan énergétique simplifié de la France pour 2015 représentant (tableau de gauche) les flux d'énergie exprimés en une unité énergétique commune (Mtep) et (tableau de droite) son équivalent en unité physique (TWh) pour l'électricité (A+B+C = D).

Source : MTES-CGDD-SDES, juillet 2016.

Simulations et évaluations

Plusieurs visions cohérentes et complètes du système énergétique français à l'horizon 2030, voire 2050, ont été élaborées sous forme de scénarios énergétiques, notamment par l'ADEME-CGDD/DGEC, NégaWatt, ANCRE et la Commission européenne (PRIMES). Malheureusement, la plupart de ces travaux sont incomplets, au sens où ils ne décrivent le bilan énergétique français que de manière partielle. Certaines de ces visions font l'objet d'une évaluation macroéconomique.

Pour pouvoir réaliser une simulation des impacts de la transition énergétique et de diverses variantes, il a été choisi de s'appuyer sur le « scénario de référence » que la Commission européenne a publié⁽²²⁾ en juillet 2016 en s'appuyant principalement sur le modèle « PRIMES ». L'expression « de référence » ne doit pas être source de malentendus : le scénario en question n'est en aucun cas possible, ni souhaitable, ne serait-ce que parce qu'il ne prend en compte que les politiques et mesures en place jusqu'à fin 2014 ("It starts from the assumption that the legally binding GHG and RES targets for 2020 will be achieved and that the policies agreed at EU and Member State level until December 2014 will be implemented"). En particulier, il ne prend en compte ni la loi TECV ni la PPE qui ont été publiées ultérieurement. Le gros avantage est de pouvoir disposer de résultats très détaillés et cohérents, en termes d'offre, de demande, de coûts, d'investissements, etc. ; à tel point que la modélisation utilisée par la Commission a permis de caractériser le scénario. Il a alors été possible d'obtenir des variantes permettant d'illustrer différentes trajectoires de transition énergétique.

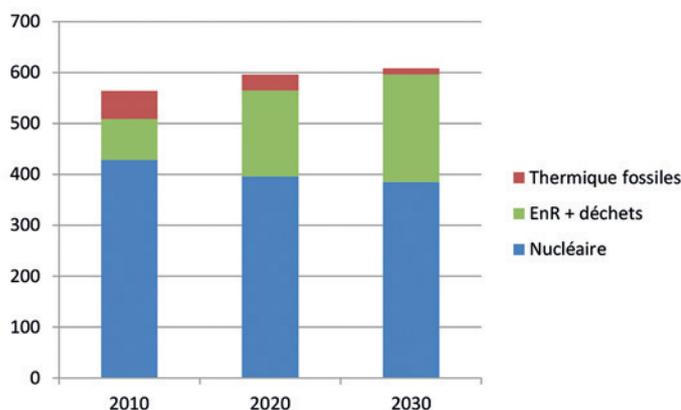


Figure 7 : Production française d'électricité selon le scénario de référence UE 2016 de la Commission européenne (en TWh).

Nous avons bâti un modèle sur la base des données RTE d'évolution des appels de moyens de production demi-heure par demi-heure sur quatre ans, afin de tester, selon différentes hypothèses d'évolution de la demande et du mix, les résultats suivants :

- Différentiel de coût d'investissement et de fonctionnement de la production électrique française sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.
- Différentiel d'émissions carbonées liées à l'investissement et au fonctionnement de la production électrique fran-

çaise sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.

- Différentiel de solde commercial lié à l'investissement et au fonctionnement de la production électrique française sur la période 2017-2030 par rapport au scénario de référence.

Les hypothèses retenues en matière de demande

Dans tous les scénarios de transition énergétique, la part de l'électricité dans le mix énergétique final est en croissance (correspondant actuellement à 25 % de la consommation énergétique finale, elle passerait à 35 % en 2050 dans le scénario « anti-nucléaire » NégaWatt). Le niveau de consommation d'électricité pourrait cependant être plus faible qu'actuellement, à l'horizon 2030 ou 2050, dans des trajectoires où la consommation d'électricité par habitant décroît, pour des motifs d'efficacité ou de sobriété énergétique. C'est ainsi le cas dans l'étude de l'ADEME « Un mix électrique 100 % renouvelable » d'octobre 2015, où la consommation finale d'électricité prise comme référence en 2050 est en baisse⁽²³⁾ de 9 % par rapport à celle de 2013. Dans l'étude d'impact de la PPE, il est envisagé une stabilité de la consommation d'électricité d'ici à 2023 (ainsi que des exportations d'électricité) par rapport à 2014.

Afin d'évaluer l'étendue des possibles, il a été décidé, dans la présente analyse, d'examiner trois trajectoires de la demande d'électricité d'ici à 2030 : une baisse de 5 % par rapport à 2015, sa stabilité et une hausse de 5 %.

Les hypothèses retenues pour le mix électrique

Plusieurs mix ont été testés qui se distinguent entre eux par les parts du nucléaire, des énergies renouvelables et du thermique dans la production électrique française :

- Un mix de production « nucléaire à 50 % en 2025 », conforme à la loi TECV, et qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
 - Nucléaire : 50 %
 - Renouvelables : 40 %
 - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 55 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
 - Nucléaire : 55 %
 - Renouvelables : 35 %
 - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 60 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
 - Nucléaire : 60 %
 - Renouvelables : 30 %
 - Thermique : 10 %

(22) « EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050 », Commission européenne, juillet 2016.

(23) Voir « Mix électrique 100 % renouvelable à 2050 – Évaluation macroéconomique » (ADEME, juin 2016), page 9. L'analyse de l'ADEME porte en fait sur une consommation d'électricité de 422 TWh en 2050 : 394 TWh de consommation finale (en baisse de 9 % par rapport à 2013) et 28 TWh de pertes de réseau.

- Un mix « nucléaire à 65 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
 - Nucléaire : 65 %
 - Renouvelables : 25 %
 - Thermique : 10 %
- Un mix « nucléaire à 70 % en 2025 », qui se présente ainsi en 2030 (sous hypothèse de stabilité de la demande entre 2015 et 2030) :
 - Nucléaire : 70 %
 - Renouvelables : 25 %
 - Thermique : 5 %
- Enfin, un mix est simulé pour mettre en œuvre les objectifs affichés en 2017 par le gouvernement d'une réduction progressive de la part de nucléaire et du doublement de celles de l'éolien et du photovoltaïque d'ici à 2022, tout en visant un effet optimal sur le coût global, les émissions carbonées et le solde commercial :
 - Nucléaire : un taux de 63 % atteint grâce à une réduction à 57 GW du nucléaire à l'horizon 2030 (ce qui fait diminuer la part de nucléaire dans la consommation au-dessous de 40 % dès 2025).
 - Renouvelables : 31 %. Un objectif atteint par un doublement des capacités installées en éolien et solaire à l'horizon 2022, avec une trajectoire moins soutenue de déploiement des ENR par la suite.
 - Thermiques 6 %. Dans ce scénario, la sécurité d'approvisionnement est assurée par le développement des centrales à gaz (installation de 3 GW de nouvelles capacités), ce qui neutralise les baisses d'émissions carbonées permises par le déploiement des renouvelables, et permet un arrêt des productions à base de charbon et de fioul d'ici à 2022.

L'ensemble de ces six mix constitue autant de scénarios simulés par le modèle.

Dans tous les scénarios, sauf celui où la part du nucléaire est égale à 70 %, la baisse du nucléaire est compensée à la fois par la hausse des renouvelables et par celle du gaz. Toutefois, la forte baisse à réaliser d'ici à 2025 se fait principalement par un recours au moyen le plus flexible, la production au gaz. En dépit d'émissions carbonées plus fortes et compte tenu de la place de la production d'électricité parmi l'ensemble des secteurs émetteurs en France, il nous a semblé que c'était là l'approche la moins coûteuse.

Autres hypothèses

Les données de coûts et d'émissions carbonées sont issues des sources les plus communément utilisées, principalement celles de l'AIE et de l'ADEME.

Le cours du dollar et les prix des matières premières sont les suivants :

€ pour 1 \$	0,931
Charbon	
Prix en \$ par tonne	77
Pétrole	
Prix en \$ par baril	51,81
Gaz	
Prix en \$ par MBtu	3,075

Figure 8.

Conformément à une pratique courante, il a été considéré que les marchés de devises ou de matières premières, particulièrement larges et profonds, intègrent de manière efficiente toute l'information publiquement disponible et qu'il n'y a pas de raison objective de prévoir dans l'avenir, à partir des cotations observées, une hausse ou une baisse en période de très faibles taux d'intérêt sans risque. Nous avons donc prolongé sur la période 2017-2030 les cotations observées au début de 2017.

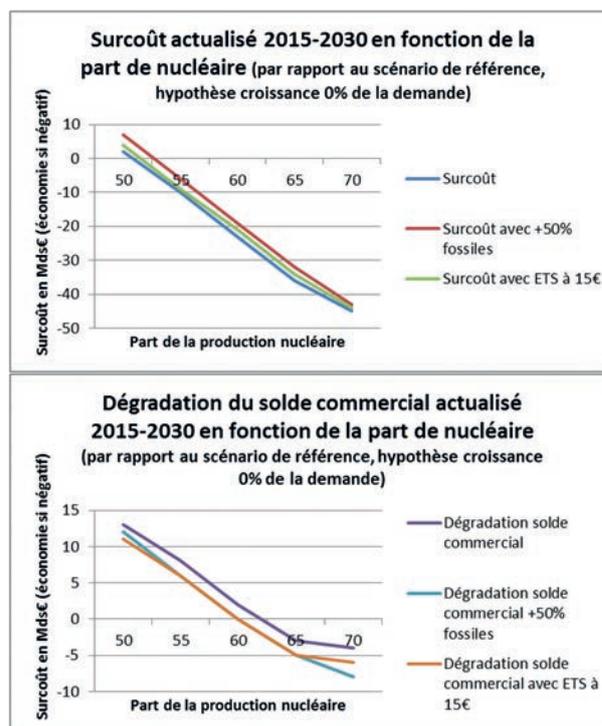
Des sensibilités ont toutefois été introduites, consistant à augmenter de 50 % le prix des carburants fossiles, pour évaluer l'effet d'une telle hausse sur le solde commercial et sur le coût agrégé, et à tripler le prix ETS de la tonne d'émissions carbonées, qui passe ainsi de 5 à 15 €.

Les principaux résultats obtenus

Les tableaux correspondant à la Figure 9 (voir la page suivante) donnent une synthèse des résultats sous les aspects de coût pour le système de production électrique, d'émissions carbonées et de déficit du commerce extérieur.

Le surcoût en euros et l'avantage en termes d'émissions carbonées du modèle Commission par rapport à la plupart des scénarii testés sont liés au fait que le scénario Commission est un scénario à 4 % de croissance avec un déploiement très précoce des renouvelables au détriment du gaz.

Les graphiques suivants montrent, dans l'hypothèse d'une croissance nulle de la demande sur la période, pour le premier, le surcoût actualisé et, pour le second, la dégradation du solde commercial par rapport au scénario de référence. Sur chaque graphique, deux autres courbes illustrent l'évolution de ces données en cas d'augmentation de 50 % du prix des énergies fossiles et du triplement du coût des émissions carbonées.



Synthèse des résultats

Surcoût par rapport au scénario Commission						
	Total actualisé 2017-2030 en Md €			Surcoût en 2030 en €/MWh		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	-7	2	14	8	8	8
55%	-19	-10	-2	6	6	6
60%	-31	-23	-16	4	4	4
65%	-43	-36	-29	3	2	2
70% + 25%	-50	-45	-39	2	2	2
ENR*2 2022 + nuc57		-12			2	

Surplus d'émissions par rapport au scénario Commission						
	Surplus total 2017-2030 en MtCO2 éq			Surplus en 2030 en gCO2/kWh		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	216	269	327	54	61	68
55%	194	245	297	51	58	64
60%	171	221	271	48	55	62
65%	148	196	245	44	52	58
70% + 25%	-8	20	50	12	16	20
ENR*2 2022 + nuc57		7			4	

	Total actualisé de la dégradation du solde commercial 2017-2030 par rapport au scénario Commission en Md€			Nombre d'heures moyen de défaillances dans le modèle		
	Demande électrique 2030 / 2015			Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
50%	10	13	16	101	112	122
55%	5	8	11	77	87	96
60%	0	2	5	58	67	75
65%	-5	-3	0	42	50	58
70% + 25%	-7	-4	-2	196	224	251
ENR*2 2022 + nuc57		-7			74	

Figure 9.

Nous pouvons observer une relation forte entre, d'une part, la diminution de la part du nucléaire et, d'autre part, le coût total pour la collectivité ainsi que la dégradation du

solde commercial, comme l'illustrent les tableaux suivants qui donnent le différentiel de chaque scénario par rapport au scénario nucléaire 70 %-renouvelables 25 %.

	Surcoût par rapport au scénario 70%+25%		
	Total actualisé 2017-2030 en Md €		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	43	47	53
55%	31	35	37
60%	19	22	23
65%	7	9	10
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		33	

	Surplus d'émissions par rapport au scénario 70%+25%		
	Surplus total 2017-2030 en MtCO2 éq		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	224	249	277
55%	202	225	247
60%	179	201	221
65%	156	176	195
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		-13	

	Total actualisé de la dégradation du solde commercial 2017-2030 par rapport au scénario 70%+25%		
	Demande électrique 2030 / 2015		
	-5%	0%	5%
Part nucléaire en 2025	-5%	0%	5%
50%	17	17	18
55%	12	12	13
60%	7	6	7
65%	2	1	2
70% + 25%	0	0	0
ENR*2 2022 + nuc57		-3	

Les énergies intermittentes : jusqu'où ?

Par Jean-Pierre HAUET

Équilibre des Énergies, président du Comité scientifique

Dans cet article, nous nous sommes efforcé d'apporter une réponse à une question fortement débattue : quelle part doit-on réserver aux énergies intermittentes, essentiellement le solaire et l'éolien, dans le mix électrique ?

Les aspects méthodologiques qui devraient être pris en compte sur le plan économique sont exposés : ils consistent à comparer les coûts complets de ces formes d'énergie avec la valeur économique des kWh électriques produits. Cette analyse montre, qu'à un instant donné, les prix de revient et la valeur économique sont des fonctions non linéaires du taux de pénétration. Des phénomènes de saturation et de moindre acceptabilité affectent les coûts. Quant à la valeur économique, la variabilité dans le temps, les aléas de prédictibilité et la non-concordance entre les lieux de production et ceux de consommation se traduisent par des décotes qui peuvent devenir très importantes.

L'optimum économique qui en résulte évolue dans le temps, à la faveur de l'abaissement des coûts, notamment. Cependant, la part des énergies intermittentes aujourd'hui dépend essentiellement de l'effort financier que l'on est prêt à leur consacrer. Il serait souhaitable que des études technico-économiques d'optimisation du mix électrique soient menées, qui prennent en compte l'ensemble des paramètres pertinents.

Introduction

Les énergies nouvelles ont le vent en poupe aussi bien dans l'opinion publique que dans l'esprit des décideurs. Elles sont l'une des clés de voûte de la transition énergétique et, pour beaucoup, la voie vers un monde nouveau plus respectueux de l'environnement. Ne les appelle-t-on pas d'ailleurs les énergies vertes ou énergies douces ?

Certains imaginent un monde totalement alimenté à partir d'énergies renouvelables : des études, dont on oublie trop rapidement le caractère hautement prospectif, tentent d'accréditer l'idée d'un mix électrique 100 % renouvelable, les bâtiments et les territoires se veulent « à énergie positive » et même le gaz devient... renouvelable.

Mais la migration vers les énergies renouvelables n'est pas un long fleuve tranquille. Dans cet article, nous nous intéressons à l'un des points les plus délicats : le caractère intermittent de beaucoup de ces énergies, notamment des plus médiatisées d'entre elles : le solaire et l'éolien.

Qu'est-ce qu'une énergie intermittente ?

Les énergies renouvelables peuvent être réparties en deux grandes catégories :

- les énergies pilotables auxquelles on peut faire appel à tout moment, dans des proportions correspondant aux besoins à satisfaire : c'est typiquement le cas de la biomasse, de l'énergie maréthermique, des déchets renouvelables et de la géothermie. Leur potentiel est limité, mais elles sont programmables et, si elles sont utilisées pour la production d'électricité, elles peuvent contribuer à la génération d'une puissance garantie ;
- les énergies intermittentes, dont la disponibilité, au niveau de la ressource primaire, varie sans possibilité de contrôle : le solaire, l'éolien et les énergies des courants de marée. Le solaire et l'éolien ont l'avantage d'offrir un potentiel considérable, mais n'offrent pas l'assurance de leur disponibilité au moment où l'on en aurait normalement besoin. Valorisées au travers de l'énergie électrique, elles répondent donc mal à l'impératif des réseaux électriques d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la demande.

Cependant, la notion d'intermittence n'est pas aussi limpide qu'il y paraît. L'hydraulique et le milieu ambiant – sur lequel on prélève de la chaleur au moyen de pompes à chaleur – sont des ressources qui fluctuent assez fortement dans le temps mais à un rythme lent, ce qui conduit à les classer parmi les énergies pilotables. L'éolien et le photovoltaïque varient, quant à eux, à un rythme qui peut être beaucoup

plus rapide, d'où le qualificatif d'intermittent. Cependant, il existe des facteurs de compensation et d'atténuation de ces fluctuations. Une certaine complémentarité entre solaire et éolien se manifeste à l'échelle de la semaine ou du mois (en période anticyclonique, le vent souffle peu, mais le soleil brille). De plus, pour les deux formes d'énergie, le phénomène de foisonnement géographique vient atténuer, au niveau d'une zone suffisamment large, les variations brutales que l'on peut constater au niveau local. Le terme « intermittent » est donc souvent mal vécu et considéré comme péjoratif. On trouve donc dans la littérature des expressions plus polices, telles qu'« énergies renouvelables variables », « fluctuantes » ou « non dispatchables ». Ce *caveat* étant acté, nous continuerons cependant, par simplicité, à utiliser dans la suite de cet article l'expression la plus répandue qui est celle « d'énergies renouvelables intermittentes ».

Il faut cependant souligner que la notion d'intermittence recouvre deux notions distinctes :

- la variabilité temporelle, connue et prévisible : on connaît, par exemple, avec une très grande précision, le calendrier et la force des marées, et l'on sait que la nuit le soleil ne brille pas ;
- les fluctuations de caractère aléatoire autour de la trajectoire prévue et qui ne peuvent être décrites qu'en probabilité. Ce défaut de prédictibilité diminue en fonction de l'horizon de temps considéré. Les prévisions à trois heures sont évidemment plus fines que les prévisions à huit jours et il faut, pour définir l'aléa de prédictibilité, convenir d'un horizon, par exemple du jour au lendemain (*day ahead*).

S'il s'agit d'énergies utilisées à des fins de production d'électricité, la variabilité temporelle se gère par une programmation appropriée des moyens de production – qui devront généralement être complétés par des moyens de *back-up* –, par le stockage et par la modulation de la demande. Les fluctuations aléatoires nécessitent, quant à elles, pour respecter les critères de qualité de service, des moyens de flexibilité à réponse rapide et/ou l'instauration de marges de sécurité se traduisant par un surdimensionnement des moyens de production.

Des attentes très fortes

Les politiques publiques de l'énergie, qu'il s'agisse de la France, de l'Allemagne ou de l'Europe, ont fixé des objectifs très ambitieux quant à la place que devraient occuper dans les prochaines décennies les énergies renouvelables au sein des mix énergétiques et électriques.

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 fixe par exemple à 32 % la part des EnR dans la consommation finale d'énergie en 2030, objectif aujourd'hui repris dans la directive modificative sur les énergies renouvelables en cours de publication à Bruxelles. Au même horizon de 2030 et toujours selon la LETCV, les EnR devraient représenter en France 40 % de la production d'électricité.

Ces objectifs constituent des défis. Le ministre allemand de l'Énergie, Peter Altmaier, a qualifié, en juin 2018,

d'irréalisables les objectifs de l'Union en matière d'énergies « propres » (on parlait à l'époque de 33 % ou de 35 % d'EnR), soulignant les efforts considérables consentis par Berlin pour passer la barre des 15 % et considérant que cette dérive des objectifs « fait partie des raisons pour lesquelles les électeurs ne font plus confiance aux cercles politiques ».

On peut donc s'interroger sur la capacité du système énergétique français à se réorganiser en temps utile pour atteindre les objectifs fixés. On sait que les pouvoirs publics misent sur un développement massif du biogaz, dont on attend des contributions allant de 165 à 215 TWh en 2050. Nous n'avons pas fait le choix de discuter dans cet article de la faisabilité d'une telle évolution, mais plutôt de nous focaliser sur le bilan électrique.

Au niveau du mix électrique, la part des EnR a atteint, en 2017, 16,7 %, un chiffre qui est donc à comparer avec l'objectif de 40 % en 2030 fixé par la LTECV (voir la Figure 1 ci-dessous).

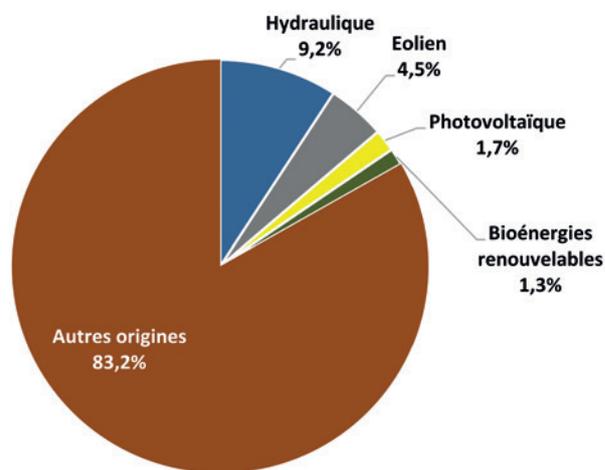


Figure 1 : Répartition de la production nette d'électricité en France, selon l'origine de celle-ci.

Source : RTE (*Bilan 2017*).

Les perspectives désormais limitées de développement de l'énergie hydraulique impliquent, en supposant un certain essor des productions électriques biosourcées, que la contribution des autres énergies renouvelables, le solaire et l'éolien, puisse être multipliée par un facteur trois, voire quatre d'ici à 2030. Ainsi le respect d'un objectif central de la politique énergétique française repose-t-il sur la confiance que l'on peut avoir dans l'aptitude des deux principales énergies intermittentes à accroître très fortement leurs parts de marché sans que la qualité de service s'en trouve dégradée.

Les facteurs conditionnant le développement des énergies intermittentes

Le développement des énergies intermittentes dépend de trois facteurs principaux :

- les conditions économiques et financières ;
- les limitations techniques ;
- et l'acceptabilité par les populations.

Les limitations techniques peuvent devenir bloquantes, si l'on envisage des hypothèses élevées de pénétration des énergies intermittentes. Par exemple, le pilotage d'un réseau qui se trouverait être alimenté exclusivement par de l'électricité d'origine solaire ou éolienne, va, en l'absence de grandes machines tournantes, être confronté à la faiblesse de l'inertie offerte par les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. Il n'est pas acquis aujourd'hui que l'on sache redonner, à grande échelle, de l'inertie artificielle aux réseaux, en utilisant, par exemple, des batteries et des systèmes d'électronique de puissance.

Dans un autre registre, il est possible qu'un développement massif du solaire ou de l'éolien puisse conduire, du fait de l'importance des surfaces mobilisées, sur terre ou sur mer, et de l'incidence de ces moyens de production sur l'environnement (problèmes d'atteinte au paysage, d'altération du climat local, de bruit, y compris d'infractions, de préjudices causés à la flore ou à la faune ou à certaines activités concurrentes, etc.), à des situations de blocage échappant à la logique économique. On voit d'ailleurs se développer en France des situations de ce type, à propos de l'éolien terrestre ou marin, mais les installations photovoltaïques ne sont pas, elles aussi, à l'abri de mouvements de rejet.

Cependant, sur un plan plus général, nous n'en sommes pas encore là et, tant que la pénétration des énergies intermittentes restera à un niveau minoritaire, on peut considérer que les questions de technique et d'acceptabilité se ramènent à des questions économiques, en internalisant bien entendu les coûts externes.

L'exemple des *microgrids* le démontre. Il en existerait, à fin 2017, 1 869 dans le monde ⁽¹⁾, représentant une puissance installée totale de 20,7 GW et étant majoritairement alimentés par des générateurs diesel. Mais le nombre de

microgrids alimentés par des EnR est en croissance, avec des taux de couverture par ces EnR très variables (voir la Figure 2 ci-après).

Dans beaucoup de ces cas, l'énergie hydraulique et la biomasse constituent l'essentiel des apports renouvelables et le rapport cité² souligne qu'au-delà d'un taux de pénétration de 10 à 15 %, le recours au solaire ou à l'éolien pose des problèmes d'équilibrage du réseau, nécessitant de faire appel à des techniques de stockage et de gestion de la demande. Cependant, il existe des exemples où les énergies intermittentes sont majoritaires. On peut citer, par exemple, le cas de l'île de Ta'u dans l'archipel des Samoa, où un champ photovoltaïque de 2,8 hectares assure à 100 % l'alimentation en électricité des 800 habitants de l'île (voir la Photo 1 de la page suivante). On peut aussi citer l'installation de panneaux photovoltaïques sur le site de l'ancienne prison d'Alcatraz, qui a permis de réduire de 45 % la consommation des générateurs diesel existants (voir la Photo 2 de la page suivante).

Dans chacun de ces cas, les performances atteintes l'ont été grâce à l'installation de capacités importantes de batteries qui permettent de gérer l'intermittence. Conceptuellement, il est possible d'extrapoler ce type d'installations à une échelle beaucoup plus grande, mais l'on comprend vite que, malgré le foisonnement dont on pourrait bénéficier, on se heurtera inévitablement à un énorme écueil financier dû à la taille et au coût des batteries qu'il faudrait installer, faute de disposer d'autres moyens de stockage moins onéreux. Cependant, cela illustre le fait que la

(1) Selon le recensement de Navigant Research : "Microgrid Deployment Tracker 4Q17".

(2) <https://cleantechnica.com/2015/11/05/new-report-profiles-renewable-microgrids-on-islands-remote-communities/>

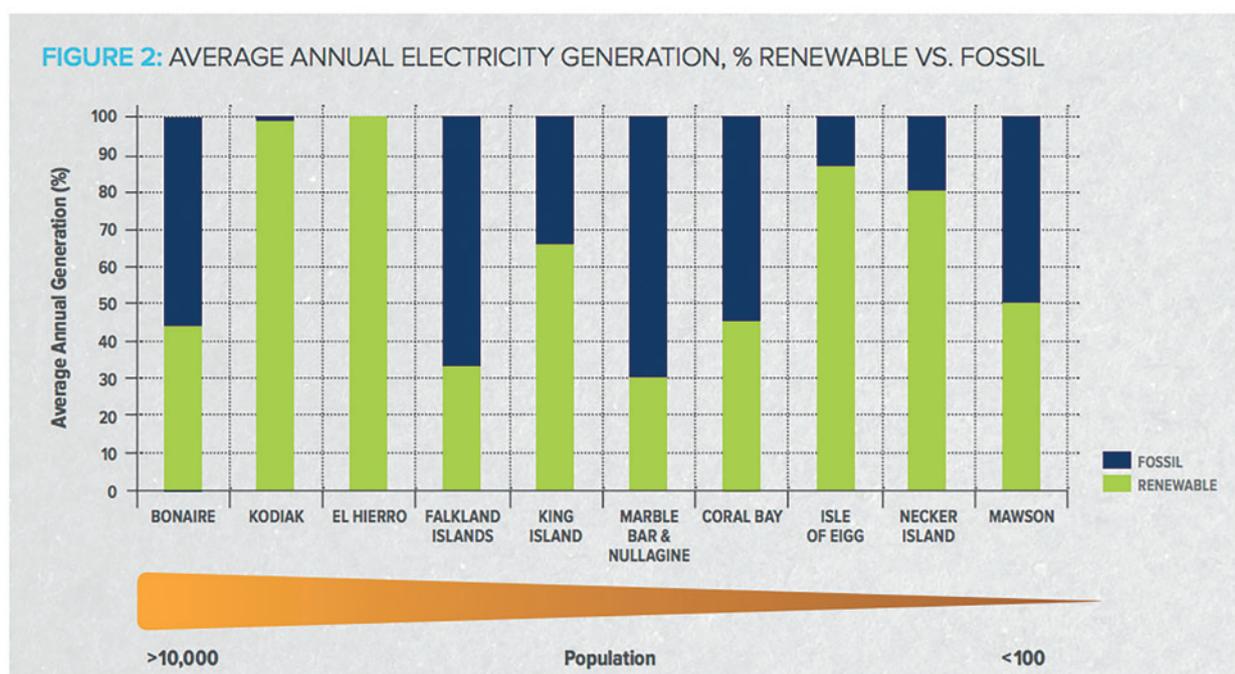


Figure 2 : Taux de pénétration des EnR dans les dix cas typiques recensés dans le rapport "Renewable Microgrids : Profiles From Islands and Remote Communities Across the Globe" ⁽²⁾.



Photo 1 : Champ photovoltaïque de 1 400 kWc sur l'île de Ta'u.

Source : Nationalgeographic.com

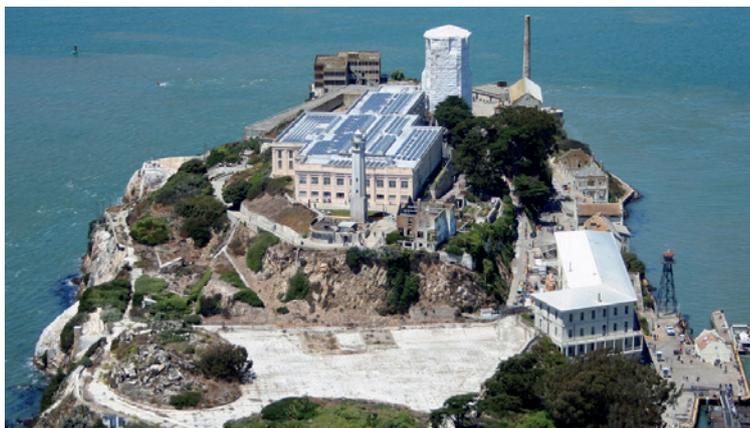


Photo 2 : Installation photovoltaïque de 305 kWc sur le site de l'ancienne prison d'Alcatraz.

Source : energy.gov (USA).

question de la pénétration des énergies intermittentes est avant tout un problème économique, les questions techniques pouvant être résolues, au moins jusqu'à un certain seuil, si l'on est prêt à y mettre le prix. L'exemple bien connu de l'*Energiewende* allemand tend à le démontrer.

Comment conduire l'approche économique

Pour évaluer la compétitivité d'un moyen de production de l'électricité, qu'il soit intermittent ou non, il est courant de raisonner en coût moyen actualisé du MWh (ou LCOE, *Levelized Cost of Energy*), lequel est calculé selon la formule d'actualisation suivante des coûts et des productions sur la durée de vie N du moyen de production considéré :

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+i)^n}}$$

dans laquelle C_n représente les coûts (investissement, exploitation, maintenance, démantèlement) supportés l'année n et Q_n la production de l'année et i le taux d'actualisation.

S'agissant des énergies intermittentes, le résultat varie fortement selon les régions, en fonction notamment de l'ensoleillement et du régime des vents. Mais le LCOE permet de suivre l'évolution de la compétitivité d'un moyen de production donné, en fonction du progrès technique notamment. Les progrès réalisés au cours de la dernière décennie ont été remarquables, pour le solaire comme pour l'éolien : on parvient pour l'éolien *onshore* à des LCOE de l'ordre de 60 à 80 €/MWh et pour le photovoltaïque sur de très grandes surfaces à des LCOE de 30 à 80 €/MWh, selon les régions. Le prix de revient de l'éolien *offshore* reste beaucoup plus élevé (sauf dans les zones peu profondes et bien ventées), comme l'est également celui du photovoltaïque de petite toiture qui se situe en France aux environs de 150 €/MWh.

L'erreur fréquemment commise est d'utiliser le LCOE pour comparer directement entre elles différentes filières et de conclure, par exemple, que l'éolien est devenu plus

compétitif que le nucléaire du fait d'un LCOE qui serait moindre. Si tel était le cas, c'est l'ensemble du parc qui devrait muter vers l'éolien.

Deux facteurs doivent donc être également pris en considération :

- 1) le calcul économique doit prendre en compte l'ensemble des coûts, y compris ceux résultant de l'internalisation des coûts externes. On s'aperçoit alors que les LCOE, calculés à un instant t, pour une technique et une région données, croissent avec le taux de pénétration de la filière considérée, sous l'effet de différents facteurs : raréfaction et renchérissement de l'espace disponible, complexification des procédures, allongement des délais... Cet effet est clairement non linéaire, il est très variable selon les régions (le développement du solaire dans les zones arides du Moyen-Orient ne pose pas de problèmes majeurs), mais est déjà très sensible en Europe, s'agissant de l'éolien *onshore* ;

- 2) le LCOE doit être comparé à la valeur économique (VE) des MWh produits. Il est patent qu'une source intermittente ne rend pas les mêmes services qu'une filière sur laquelle on peut compter à tout instant. La valeur économique, dans un marché supposé parfaitement fluide et bien informé, s'identifie aux prix constatés sur les places d'échange, et l'on sait que l'électricité n'est pas une commodité comme les autres et que son prix varie fortement en fonction du lieu et du moment où elle est délivrée.

Sur la Figure 3 de la page suivante est reportée l'évolution au cours de trois journées, allant du 29 au 31 octobre 2017, du prix spot de l'électricité constaté sur le marché allemand Intraday de l'EEX. On y voit que le prix de l'électricité peut fluctuer très fortement et devenir négatif dans les périodes pendant lesquelles l'électricité d'origine éolienne est excédentaire.

Pour calculer correctement la valeur économique d'une production intermittente sur une année donnée, il convient donc de faire la somme de tous les éléments de valorisation de l'électricité produite au cours de l'année, 1/4 heure par 1/4 heure et sur l'ensemble des zones où l'électri-

cité est livrée, ce qui conduit à écrire :

$$VE_n = \sum_{i,t} P_n^{i,t} \times Q_n^{i,t}$$

où VE_n désigne la valeur économique de la production l'année n d'un moyen de production donné et $Q_n^{i,t}$ la quantité livrée à l'instant t au nœud i au prix de $P_n^{i,t}$.

Une actualisation des VE_n sur la durée de vie N du moyen de production permet alors de calculer la valeur économique actualisée VE et de la comparer au LCOE.

Cette approche reste malheureusement assez théorique. Il faudrait pouvoir décrire l'avenir avec grande une précision, ce qui nécessiterait notamment une connaissance extrêmement détaillée de la demande et de son élasticité par rapport aux prix.

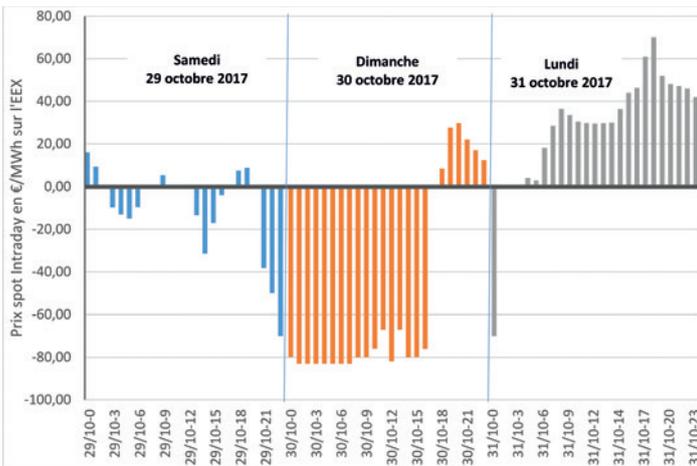


Figure 3 :  volution du prix spot de l'électricité sur le marché allemand intraday de l'EEX sur la période allant du 29 au 31 octobre 2017.

On est donc amené à raisonner de façon plus globale et à essayer de cerner la valeur économique des énergies intermittentes à partir de la valeur économique moyenne de l'électricité distribuée par le réseau, en lui apportant trois correctifs (voir la Figure 4 ci-après) :

- une décote liée à la variabilité temporelle qui, même si elle est prévisible, doit être compensée par différents moyens, notamment des moyens de *back up* ;

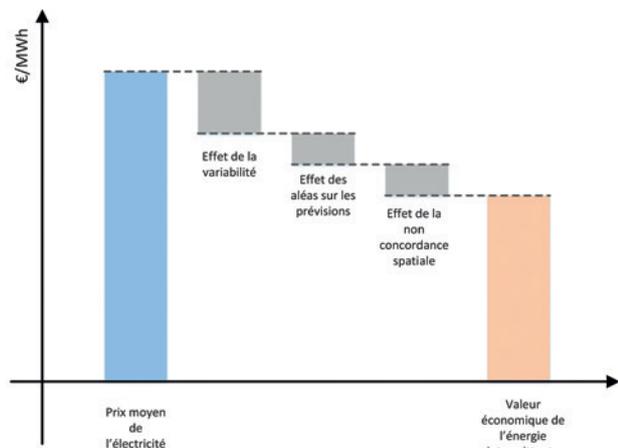


Figure 4 : Estimation de la valeur économique d'une énergie intermittente à partir du prix moyen de l'électricité – d'après Lion Hirth, *The Optimal Share of Variable Renewables* (2013).

- une décote liée aux aléas de prédictibilité des ressources qui conduisent à prendre des marges de sécurité accrues ;
- enfin, une décote liée à la non-concordance entre les lieux de production de l'électricité d'origine intermittente et les lieux de consommation, laquelle impose de construire des infrastructures de transport additionnelles.

Ces correctifs sont fonction du taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes considérées. Lorsque leur part reste faible, les décotes sont minimes : on reste dans le domaine des flexibilités usuelles du réseau. Il se peut d'ailleurs que les correctifs soient positifs : ainsi, l'utilisation locale de l'énergie solaire à des fins de climatisation des bâtiments a une valeur économique supérieure à celle de l'électricité de réseau qui doit être transportée et distribuée avant d'être utilisée.

Cependant, il est clair que les écarts se creusent rapidement. S'agissant de la variabilité dans le temps, une étude réalisée par EDF R&D en 2016 ⁽³⁾ a montré qu'une hypothèse de 60 % d'énergies renouvelables dans le système électrique européen – dont 40 % d'éolien et de photovolta ique – nécessiterait le développement de 700 GW d'éolien et de photovolta ique, permettant ainsi de réduire les moyens de production en base de 160 GW, mais entraînerait, dans le même temps, une augmentation des besoins en *back up* de 68 GW.

Une autre étude, de RTE, sur les moyens de flexibilité pouvant être développés sur le réseau français ⁽⁴⁾, a montré qu'en France, le passage à horizon 2030 d'un mix électrique calé sur le mix actuel à un mix du type « nouveau mix 2030 » impliquerait, pour respecter le critère de sécurité et hors introduction de moyens de flexibilité d'un type nouveau (*smart grids*), la construction de moyens de production additionnels du type turbines à gaz (voir

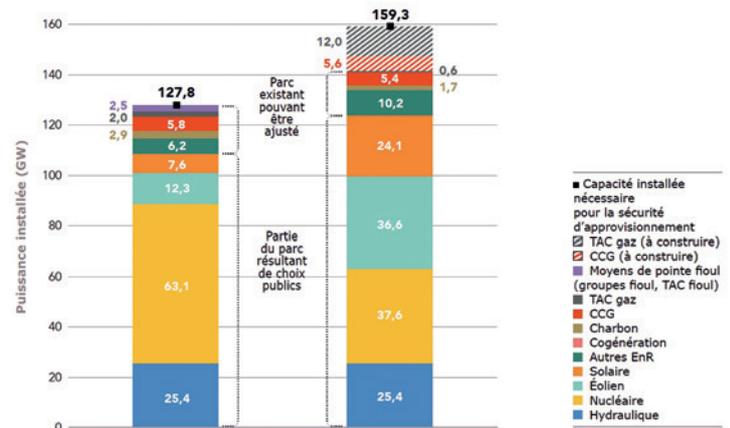


Figure 5 : Mix électrique, sans solutions *smart grids*, ajusté sur le critère de sécurité d'approvisionnement, dans les scénarios de contexte actuel et de nouveau mix 2030, Source : RTE (juin 2017).

(3) SILVA V. et al. (2016-5), « Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60 % d'énergies renouvelables », Revue de l'électricité et de l'électronique.

(4) « Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble », RTE (juin 2017)

la Figure 5 de la page précédente), ce qui serait non seulement pénalisant sur le plan économique, mais pourrait également conduire à une dégradation du bilan en CO₂, alors que les EnR sont usuellement considérées comme l'un des moyens d'en réduire les émissions.

La situation rencontrée récemment en Australie du Sud et étudiée par Lionel Taccoen⁽⁵⁾ a montré, sur un exemple qui peut être considéré comme un laboratoire grandeur nature, qu'au-delà de 30 ou 40 % d'énergies intermittentes, la gestion des réseaux électriques, si elle n'a pas été préparée par des mesures appropriées, peut devenir extrêmement difficile, avec l'apparition de *black-out* très mal ressentis par les populations. L'auteur renvoie également sur ce point à un communiqué de l'Association européenne de physique⁽⁶⁾.

L'effet de l'imprédictibilité reste mal connu, notamment la façon de faire face aux aléas de très court terme. Lion Hirth⁽⁷⁾ l'évalue à 4 €/MWh, et ce quelle que soit la part d'énergies intermittentes.

Quant au troisième facteur, il est clair que la décote liée à la non-concordance géographique entre les ressources et les besoins augmente en fonction du déséquilibre à compenser et donc de la part d'énergies intermittentes dans le mix électrique. L'exemple de l'Allemagne est illustratif : au départ, le réseau domestique existant suffit à assurer les transferts. Puis vient le moment où il faut écouler les surplus de production soit en pratiquant l'écrêtage des productions (*curtailment*), soit en évacuant la production vers les pays limitrophes, mais au prix d'une décote importante. Enfin, vient le stade où il faut réaliser des interconnexions nouvelles qui sont extrêmement coûteuses (on parle de 30 Mrd EUR) et donc difficiles à faire accepter, et dont on ne sait pas si, par voie de conséquence, elles seront un jour construites.

Au final, l'hypothèse d'une décroissance non linéaire, du type chute d'eau, de la valeur économique, calculée à un instant donné, des énergies intermittentes en fonction de leur part dans le mix électrique nous paraît aujourd'hui une hypothèse probable (voir la Figure 6 ci-dessous). Il y a d'ailleurs une forme de cannibalisation des EnR intermittentes, puisque lorsqu'elles sont disponibles, elles

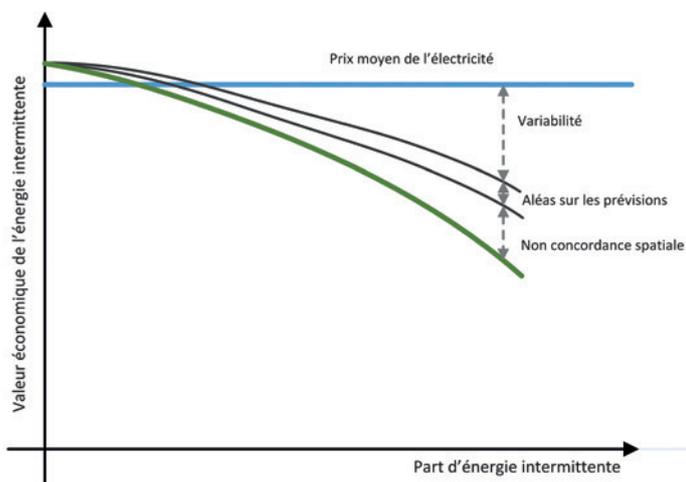


Figure 6 : Variation de la valeur économique des énergies renouvelables en fonction de leur taux de pénétration.

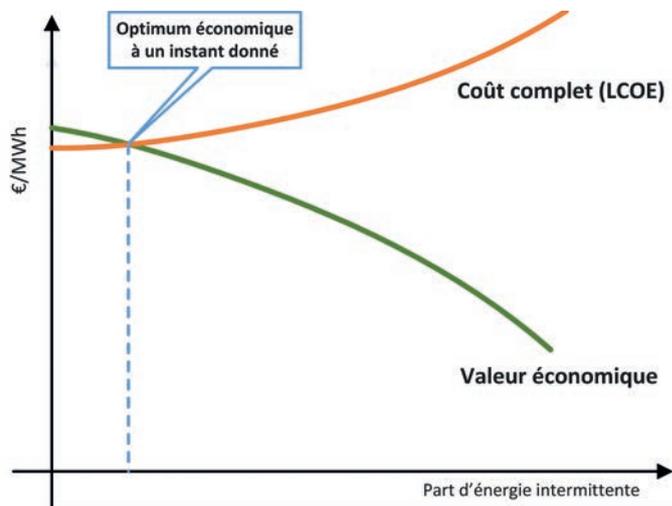


Figure 7 : Détermination de la part optimale d'énergies renouvelables intermittentes dans un mix électrique.

peuvent devenir excédentaires, entraînant ainsi leur valeur économique vers le bas.

La courbe de la Figure 6 peut être croisée avec la courbe du LCOE pour déterminer la part optimale à donner à une EnR intermittente (voir la Figure 7 ci-dessus).

La position de cet optimum peut évoluer dans le temps, du fait notamment de deux facteurs :

- 1) le progrès technique et l'effet de série peuvent conduire à un abaissement des coûts complets ;
- 2) l'amélioration de la valorisation économique des EnR intermittentes, du fait de l'évolution de la demande, du développement de nouvelles techniques, telles que le stockage qui permet de mieux s'accommoder de l'intermittence, ou du renchérissement des sources alternatives

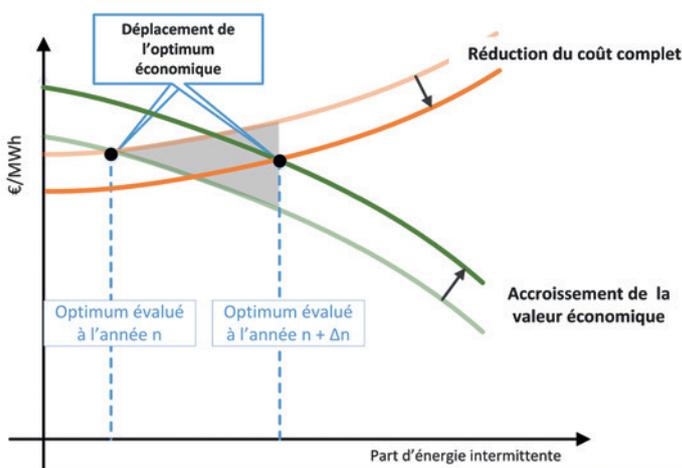


Figure 8 : Évolution de l'optimum économique sous l'effet du progrès technique et de l'amélioration de la valorisation économique.

(5) TACCOEN L. (2017), La Lettre géopolitique de l'électricité, n°78, novembre.

(6) "The Position of the Energy Group of the European Physical Society", 2015.

(7) HIRTH L. (2013), "The Optimal Share of Variable Renewables. How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment".

d'énergie. L'accroissement des prix de revient du nucléaire est ainsi souvent présenté comme une justification à un rééquilibrage en faveur des EnR.

L'optimum va donc se déplacer comme indiqué sur la Figure 8 de la page précédente. Les décideurs souhaitent souvent anticiper cette évolution en positionnant le curseur au-delà de l'optimum économique du moment. Une telle stratégie peut s'avérer payante si les conditions économiques évoluent comme escompté, mais elle implique un effort financier représenté par la zone grisée de la Figure 8. Cet effort peut devenir considérable si l'anticipation est forte et se révéler durable si l'évolution ne correspond pas par la suite au scénario imaginé.

Progrès technique et effet de série vont-ils rendre les EnR compétitives ?

L'approche économique décrite précédemment est aujourd'hui trop peu suivie, et les décisions se prennent généralement sous la pression des mouvements d'opinion. On manque donc d'études technico-économiques étayées permettant de quantifier les analyses, et ce d'autant plus que les conditions locales influent beaucoup sur les résultats et qu'il faut se garder d'extrapoler d'un pays à un autre les conclusions auxquelles on peut parvenir.

Les grands opérateurs du secteur électrique ont des moyens d'investigation puissants, mais ils procèdent généralement à des optimisations à la marge en prenant comme acquises les décisions prises par le pouvoir politique quant à l'importance à donner aux énergies intermittentes. Il s'agit alors d'études de sous-optimisation sur les interconnexions à construire ou sur les moyens de flexibilité à mettre en place pour faire fonctionner le système électrique avec le niveau de sécurité exigé.

Henri Prévot, ingénieur général des Mines, a développé un modèle accessible en ligne, dans lequel il s'efforce de traiter le problème de l'optimisation du système électrique dans sa généralité⁽⁸⁾. Sa thèse est que le recul programmé du nucléaire correspond à une forte désoptimisation du système électrique et entraîne, pour la collectivité, des coûts considérables. Mais pour des raisons bien compréhensibles de moyens, ces calculs ne descendent pas au niveau de granularité nécessaire pour apprécier correctement l'intérêt des énergies intermittentes et ne prennent pas en compte l'impact du progrès technique et de la diffusion à grande échelle de solutions nouvelles.

La question fondamentale est en effet de savoir si le progrès technique et l'effet d'échelle seront suffisants pour amener les énergies intermittentes à un niveau pleinement compétitif.

Un travail intéressant a été réalisé par Lion Hirth (*op. cit.*), dont la réflexion a inspiré le présent article. À l'aide du modèle EMMA⁽⁹⁾, Lion Hirth parvient à la conclusion qu'en 2013, au niveau du système électrique européen, une part de 2 % d'éolien correspondait à l'optimum économique sur la base d'un LCOE moyen de 68 €/MWh. Mais cette part monte à 20 % si l'on admet une réduction prévisible des coûts de l'éolien de 30 % ramenant le LCOE à

50 €/MWh. Par contre, même une baisse de 60 % du solaire photovoltaïque, le ramenant de 180 €/MWh à 70 €/MWh, ne suffirait pas à le faire apparaître dans les calculs d'optimisation au-dessus de 2 %.

Ces résultats peuvent sans doute être reconduits à peu près à l'identique en 2018 pour l'éolien. Ils nous paraissent pessimistes pour le photovoltaïque compte tenu de ses progrès rapides. De plus, l'arrivée sur le marché de batteries à des prix de plus en plus compétitifs (on parle de moins de 100 €/kWh à horizon 2025) peut permettre d'apporter une réponse à la variabilité journalière du photovoltaïque et à ses aléas de très court terme. Cela peut offrir à l'électricité d'origine photovoltaïque des voies de valorisation en direction de nouveaux usages, tels que la climatisation des logements ou la recharge des véhicules électriques.

Cela semble cependant insuffisant pour modifier fondamentalement la donne. L'exemple allemand est à cet égard intéressant à considérer. La Figure 9 ci-dessous décrit pour la période 2010/2017 l'évolution comparée de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand et du soutien financier qui leur est apporté au travers de l'EEG⁽¹⁰⁾.

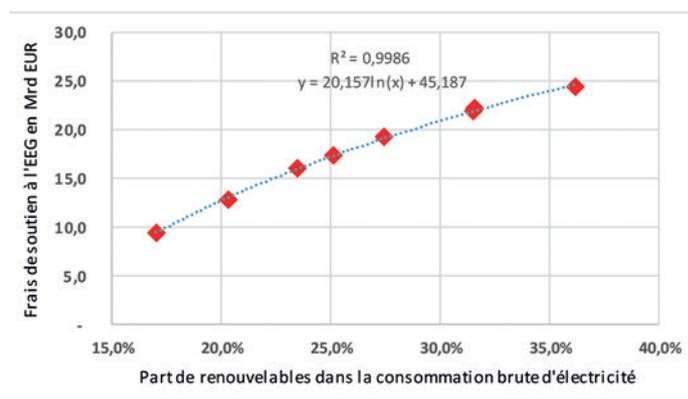


Figure 9 : Évolution comparée, de 2010 à 2019, de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand et du soutien qui leur est apporté au travers de l'EEG.

Source : Données du Bundesministerium für Wirtschaft and Energie.

On constate sur cette figure que le soutien financier apporté à la production d'électricité d'origine renouvelable s'est infléchi au cours de la présente décennie, même s'il reste très élevé. Le modèle calé avec une très grande précision sur ces observations conduit par extrapolation à un soutien de 45 Mrd €/an, si la proportion d'énergies renouvelables devait atteindre 100 % !

En France métropolitaine, l'effort consenti au profit des productions éoliennes et photovoltaïques est estimé par

(8) Voir, notamment : <https://www.hprevot.fr/calcul-parc-prod-electr.html>

(9) EMMA : European Electricity Market Model.

(10) La loi allemande sur les énergies renouvelables (Erneuerbare Energien Gesetz - EEG).

la CRE, pour 2018, sous forme de contrats d'achat ou de compléments de rémunération, à 3,9 Mrd EUR avec une perspective de hausse de 4 à 5 % en 2019, au profit de productions de l'ordre de 37 TWh (soit 7 % du mix électrique de 2018). Cela signifie que ces énergies restent en France soutenues à plus de 100 € par MWh produit. Selon les prévisions de la CRE, malgré l'extinction progressive des contrats anciens, cette charge n'est pas susceptible de diminuer dans les cinq années à venir, compte tenu notamment de l'arrivée de l'éolien *offshore*.

L'Allemagne et la France n'ont pas les mêmes moyens. Mais en considérant la situation dans chacun de ces deux pays, on peut conclure que la part donnée aux énergies intermittentes reste aujourd'hui fondamentalement dépendante de l'effort financier que l'on est prêt à leur consacrer.

Les gouvernements français et allemand ont renoncé, pour des raisons évidentes, à la politique de guichet ouvert, et les soutiens apportés aux EnR se font aujourd'hui, sauf pour les petites installations, par le biais d'appels d'offres. Le pilotage budgétaire est donc devenu aujourd'hui le moyen de régulation des EnR intermittentes. Les responsables politiques essaient, en évitant les à-coups, de trouver un compromis acceptable entre le souci de ne pas trop alourdir la charge pesant sur le consommateur du fait du soutien financier apporté aux EnR et celui de répondre aux aspirations de transition énergétique. Mais l'on voit bien qu'il manque une vision d'ensemble qui serait guidée par la recherche d'un optimum prenant en compte toutes les données techniques, économiques, environnementales et sociales.

Conclusion

À la question « Des énergies intermittentes, jusqu'où ? », il n'y a pas de réponse unique. Les conditions locales (climat, espace disponible, acceptabilité par les populations) jouent un rôle essentiel dans la formation de leur prix de revient. Celui-ci a également tendance à croître lorsque leur emprise s'étend du fait de phénomènes de saturation, d'impact sur l'environnement et de moindre acceptation sociale.

On voit également, au travers de cas particuliers ou d'études plus théoriques, qu'au niveau de l'utilisation de ces énergies, des problèmes de gestion des réseaux apparaissent lorsque la part des énergies intermittentes (solaire ou éolien) devient significative, au point de susciter, au-delà d'un certain seuil (que d'aucuns fixent aux environs de 30 %), des risques de *black-out* si des mesures appropriées ne sont pas mises en œuvre à temps.

Ces problèmes sont en apparence techniques, mais ils peuvent également se décliner en termes économiques, car, sauf à envisager des taux de pénétration très élevés, ils peuvent être résolus par des mesures de compensation de l'intermittence (suréquipement et marges de sécurité

accrues, pilotage de la demande, stockage), ainsi que par le développement de nouvelles interconnexions qui permet de mieux tirer parti de l'effet de foisonnement et de remédier à l'éloignement fréquent des zones de production par rapport aux zones de consommation.

Toutes ces mesures coûtent cher. La valeur économique nette des énergies intermittentes est en conséquence affectée d'une décote par rapport à celle des énergies pilotables qui se traduit, notamment sur les places d'échange, par des valeurs spot qui peuvent devenir négatives lorsque les productions intermittentes viennent en opposition de phase avec la demande et sont largement excédentaires.

En France, comme en Allemagne, les énergies intermittentes doivent donc être soutenues, sous différentes formes, par des aides financées par les consommateurs d'énergie, aides qui restent aujourd'hui supérieures à 100 euros par MWh. Les prévisions de la Commission de régulation de l'énergie ne permettent pas d'espérer au cours des cinq années à venir un allègement de ce ratio, et ce malgré la baisse très substantielle des coûts de production des électricités d'origine photovoltaïque et éolienne constatée au cours des dernières années. L'exemple allemand laisse à penser qu'un scénario « 100 % renouvelable » dans ce pays lui coûterait au minimum 45 Mrd EUR/an.

Il en résulte que le facteur déterminant en ce qui concerne la part des énergies intermittentes dans le mix électrique demeure l'effort financier que la collectivité est prête à leur consacrer au titre de la transition énergétique et en anticipation de nouveaux progrès de compétitivité. On assiste depuis une dizaine d'années à une sorte de tâtonnement expérimental, fondé sur la recherche d'un compromis entre les exigences de la transition énergétique et ses conséquences financières. Il n'existe pas aujourd'hui d'études technico-économiques complètes permettant de chiffrer, du point de vue de la collectivité, les avantages et les inconvénients de divers scénarios et de décider sur la base de critères aussi objectifs que possible de la stratégie à retenir. On ne peut pas dire, à ce stade, que les travaux sur la programmation pluriannuelle de l'énergie aient répondu à ce souci. Beaucoup d'études font de la sous-optimisation, en considérant comme acquises les décisions les plus structurantes. D'autres se contentent de raisonner sur la base des coûts complets de production sans s'intéresser à la valeur économique des kWh qui doit venir en face. Il faut reconnaître que la détermination de la valeur économique de productions d'électricité variables dans le temps, dans l'espace, et comportant une dose d'aléas, est un exercice très difficile. Il devrait pourtant être mené, car les sommes en jeu sont considérables et les erreurs de programmation relèvent, comme tout ce qui a trait à l'énergie, du temps long. Il est facile de les commettre, mais il faut des années pour y remédier.

Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ?

Par Étienne BEEKER
France Stratégie
et Richard LAVERGNE
Conseil général de l'Économie

Au niveau mondial, le stockage de l'électricité est sans aucun doute l'un des défis majeurs de la transition énergétique, car il est indispensable à l'intégration dans le système électrique des énergies renouvelables intermittentes (EnRi), l'éolien et le photovoltaïque. La valeur du stockage d'électricité est liée aux différents services qu'il peut rendre, particulièrement dans les zones où le réseau est insuffisant. L'hydraulique est encore, de très loin, la technologie prédominante, mais elle est centralisée, ce qui ne permet pas de répondre à tous les besoins. La baisse rapide des coûts des batteries Li-Ion est une opportunité, notamment pour la mobilité et pour différents services aux réseaux électriques et, dans une faible mesure, aux auto-consommateurs. Le stockage par batterie peut être en compétition avec d'autres technologies ou services permettant de gérer la flexibilité : pilotage de la demande (effacements), stockage de chaleur, etc. En ce qui concerne la France métropolitaine, un mix électrique composé uniquement d'hydraulique, d'éolien, de photovoltaïque et de stockage paraît utopique, tant son coût serait énorme à un horizon de temps prévisible.

Le stockage d'électricité consiste à conserver de façon provisoire – le plus souvent après transformation – une certaine quantité d'énergie électrique afin de pouvoir l'utiliser ultérieurement. Sauf pour des applications relevant encore de la recherche fondamentale (telles que les super-condensateurs ou le stockage électromagnétique par supraconducteurs), l'électricité ne se stocke pas en tant que telle. En pratique, il faut donc la transformer, et même deux fois : une première fois pour la convertir en une autre forme d'énergie, qui permette son stockage, et une deuxième fois pour procéder à l'opération inverse, la reconversion en électricité. À chaque transformation, il s'ensuit des pertes de rendement et donc des coûts, en plus du coût du maintien en stockage, ce qui a longtemps handicapé la rentabilité des projets d'investissement en stockage d'électricité, avant que des progrès techniques, de nouveaux usages et une industrialisation poussée ne viennent aujourd'hui changer la donne.

Quels sont les principaux usages du stockage d'électricité ?

Le stockage d'électricité n'a pas attendu l'essor des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) pour trouver

sa place dans les systèmes électriques, pour participer à la flexibilité du parc de production et à la flexibilisation d'une partie de la consommation. Cependant, cet essor a fortement contribué à l'engouement actuel, même s'il s'explique aussi par d'autres motifs : le déclin des centrales thermiques fossiles (déclin rendu nécessaire par la lutte contre le changement climatique, sauf à investir dans des techniques de CCUS⁽¹⁾), la hausse des pointes de demande d'électricité, voire des « hyper-pointes », l'hiver et bientôt l'été du fait du développement de la climatisation, le manque de capacités de production « en pointe », la volatilité des prix de l'électricité et le développement de nouvelles technologies de stockage moins coûteuses grâce à une industrialisation poussée. Des innovations apparaissent, visant des fenêtres d'opportunité parfois très spécifiques, qui suscitent l'intérêt des médias ainsi que des décideurs politiques et industriels.

La demande d'électricité « résiduelle » en France, qui tient compte de la production des EnRi considérée comme « fatale » (au sens où elle n'est ni « pilotable » ni corrélée

(1) Carbon Capture, Utilization and Storage.

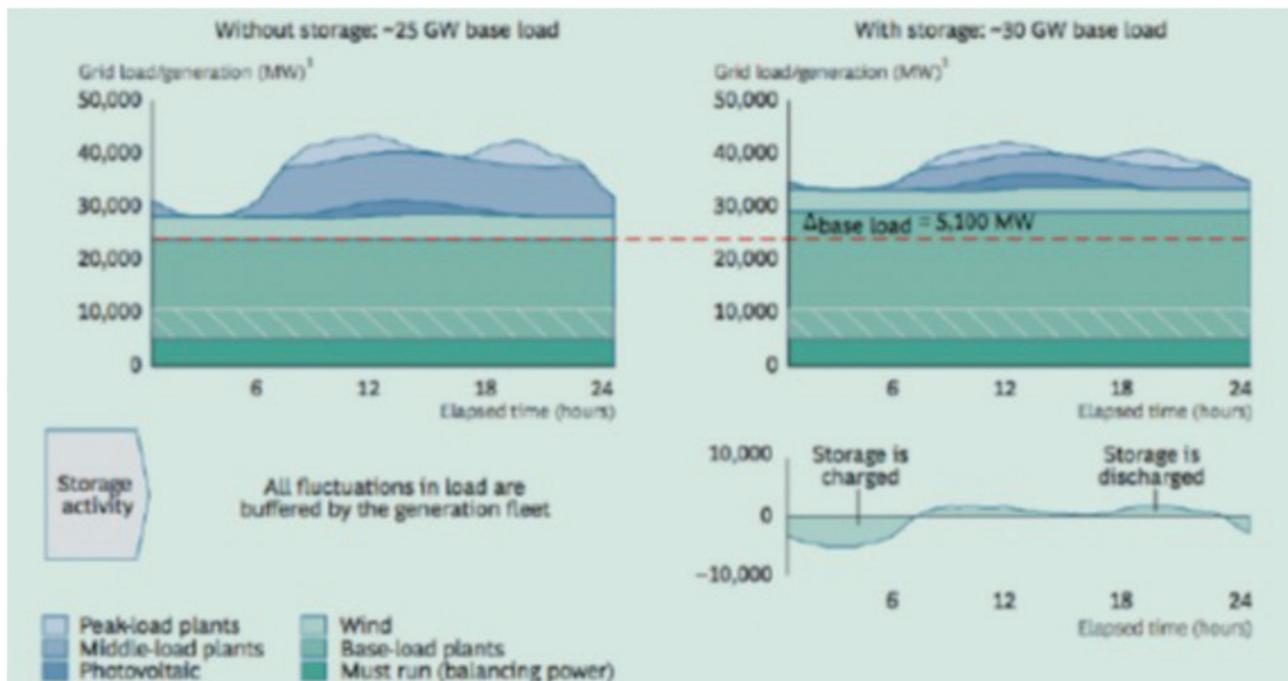


Figure 1 : Exemples de structuration de la production d'électricité en base, semi-base et pointe, en absence (graphe de gauche) ou en présence (graphe de droite) de capacités de stockage permettant de lisser une courbe typique de consommation d'électricité sur une journée, en Allemagne (source [10], d'après Boston Consulting Group).

– ou très peu – avec la demande), est comprise actuellement entre 40 et 90 GW en puissance, selon la période de l'année. Elle présente (source : CRE, [3]) un profil saisonnier, hebdomadaire et journalier qui reflète des fondamentaux liés à l'activité économique et au climat, et des aléas non anticipés :

- Cycle saisonnier : la demande varie entre l'été et l'hiver en fonction de l'activité et des conditions climatiques (températures, vent, ensoleillement), l'offre étant également affectée par ces dernières (hydraulique, éolien et photovoltaïque, voire d'autres moyens de production qui peuvent être limités en cas de canicule). À l'horizon de quelques mois, la science météorologique n'apporte pas de prédiction fiable.
- Cycle hebdomadaire : la demande enregistrée le week-end est inférieure d'environ 15 à 20 % à celle observée dans le reste de la semaine, et les prévisions météorologiques sont en général fiables à un horizon de sept jours.
- Cycle journalier : le volume de la demande est lié au rythme d'activité et aux conditions climatiques qui sont relativement faciles à prévoir au moins un jour à l'avance par le gestionnaire de réseau.

Le besoin de flexibilité du système électrique français s'élève à environ 50 GW à horizon annuel et varie de 10 à 15 GW à horizon journalier. Il nécessite des réponses différentes selon l'horizon temporel pertinent, en termes d'énergie, de puissance, de délai d'activation, de fréquence d'appel ou de durée de mobilisation. Le gestionnaire de réseau est confronté à quatre principaux défis qu'il doit relever grâce à des outils de flexibilité, dont le stockage :

- La gestion des pointes de consommation lors des périodes de forte demande résiduelle, en hiver ou en été

lors des périodes de canicule, ainsi que les pointes du matin et du soir lors des jours ouvrés : les durées de ces pointes sont relativement faibles, de l'ordre de quelques heures à quelques centaines d'heures, et leur occurrence est assez prévisible. Ces besoins peuvent notamment être satisfaits par des moyens de production à coûts fixes faibles, comme les turbines à combustion (TAC) ou par des effacements de consommation.

- L'accompagnement de la modulation des EnRi et de la consommation, à horizon horaire, journalier ou hebdomadaire.
- L'ajustement à l'équilibre du système électrique, au plus proche du « temps réel », en cas d'aléa sur l'offre ou la demande.
- Le maintien de l'inertie du système électrique : l'inertie caractérise la capacité du système électrique à absorber un choc dans l'équilibre production-consommation sans que les variations de fréquence ne soient trop importantes. Les installations éoliennes et photovoltaïques ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment de sources de production contribuant à l'inertie grâce aux « machines tournantes » (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques), réduit donc l'inertie totale, ce qui est susceptible d'avoir un impact sur la sécurité d'alimentation.

En fait, les services de flexibilité, pour lesquels le stockage apporte une plus-value plus ou moins pertinente, sont plus nombreux et peuvent être appréhendés de deux façons :

- services « systémiques », au sens où ils évitent des coûts à l'ensemble du système électrique : CAPEX et OPEX d'infrastructures de production, CAPEX et OPEX de réseaux ;

- services « micro-économiques », qui sont utiles du point de vue d'un agent économique pour sa propre activité de consommateur ou de producteur d'électricité.

Le graphique (voir la Figure 2) et le tableau qui suivent rassemblent les principaux usages et services pouvant être obtenus grâce au stockage stationnaire d'électricité, en lien ou non avec des EnRi.

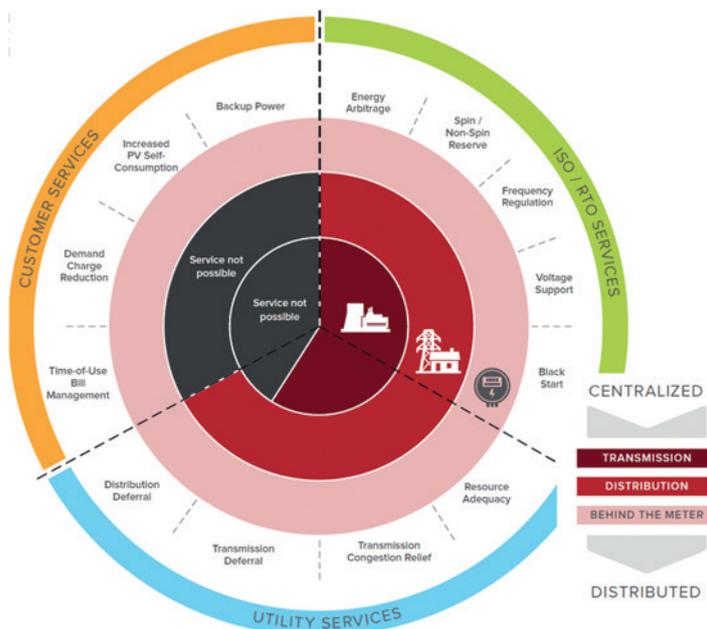


Figure 2 : Services pouvant être rendus par le stockage d'électricité dans un système électrique (source : Rocky Mountain Institute, [6]) (ISO/RTO : independent system operator/regional transmission organization).

Quelles sont les technologies disponibles pour fournir les services attendus du stockage d'électricité ?

L'intégration des EnRi dans un système électrique implique de compenser à tout instant la demande résiduelle d'électricité (consommation-production EnRi) pour que le système soit toujours en équilibre. Comme les productions d'EnRi manquent d'inertie, il convient d'abord, autant que faire se peut, de procéder à un « lissage⁽²⁾ » grâce au stockage-déstockage, à la modulation de la demande (effacements) et aux échanges avec l'étranger. Les installations de production pilotables (centrales thermiques et hydrauliques) peuvent ensuite satisfaire facilement la demande ainsi lissée.

Le lissage sur un jour de la demande résiduelle peut consister, par exemple, à déplacer 2 heures de consommation d'électricité sur la journée considérée. Autrement dit, une réserve d'énergie électrique équivalente à 2 heures de consommation moyenne, soit 100 à 110 GWh, est mise à la disposition du responsable de l'équilibre du réseau. Dans cette hypothèse, la demande résiduelle ainsi corrigée grâce à ce stockage sera satisfaite par des installa-

(2) En mathématiques, par exemple au moyen de la transformation de Fourier, un lissage consiste à réduire les irrégularités et les singularités d'une courbe. Les techniques de lissage sont notamment utilisées en traitement du signal pour atténuer ce qui peut être considéré comme une perturbation ou un bruit de mesure (transformation de Fourier).

tions de production, dont la puissance est constante en moyenne sur la journée considérée. Le surdimensionnement du parc pilotable est un facteur de sécurité dans le cas où le stockage ne suffirait pas.

Si la puissance appelée est constante dans la journée, elle diffère sensiblement d'un jour à l'autre, y compris au cours d'une même semaine, ne serait-ce qu'en raison des week-ends. De plus, le type de mix électrique impacte fortement les besoins de stockage (et d'effacement). Ainsi, selon un calcul rapide, avec le mix électrique actuel, pour lisser sur un jour, il suffirait de déplacer 1 heure de consommation, tandis qu'il faudrait déplacer 7 heures de consommation pour assurer un lissage sur une semaine, 35 heures sur un mois et 800 heures sur un an. Avec un mix « moins pilotable » qu'actuellement, ces quantités d'électricité à déplacer, et donc à stocker, seraient évidemment multipliées.

Outre le volume d'énergie électrique à déplacer, la pertinence et la rentabilité d'une technologie de stockage pour assurer un service de flexibilité se jugent aussi à l'horizon de lissage recherché, à la puissance nécessaire et au nombre de cycles mis en œuvre sur l'année.

Les usages du stockage d'électricité sont relativement nombreux et peuvent intervenir à différents niveaux d'un système électrique. Le tableau ci-après indique les principales caractéristiques attendues d'un service de flexibilité en fonction de l'usage qui en est fait.

Type d'usages	Taille (MW)	Temps de décharge	Nombre de cycles	Temps de réponse
Stockage saisonnier	500 à 2 000	jours ou mois	1 à 5 par an	jour
Arbitrage	100 à 2 000	8 h à 24 h	0,25 à 1 par jour	> 1 h
Contrôle de fréquence	1 à 2 000	1 min à 15 min	20 à 40 par jour	1 min
Suivi de charge	1 à 2 000	15 min à 1 jour	1 à 29 par jour	< 15 min
Soutien de tension	1 à 40	1 s à 1 min	10 à 100 par jour	ms à s
Démarrage à froid	0,1 à 400	1 h à 4 h	< 1 par an	< 1 h
Allègement de congestion du réseau de transport ou de distribution	10 à 500	2 h à 4 h	0,14 à 1,25 par jour	> 1 h
Report d'investissement en infrastructures de réseau de transport ou de distribution	1 à 500	2 h à 5 h	0,75 à 1,25 par jour	> 1 h
Décalage de la demande et réduction du pic de demande	0,001 à 1	min ou h	1 à 29 par jour	< 15 min
Hors réseau	0,001 à 0,01	3 h à 5 h	0,75 à 1,5 par jour	< 1 h
Intégration des EnRi	1 à 400	min ou h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min
Réserve non synchrone	10 à 2 000	15 min à 2 h	0,5 à 2 par jour	< 15 min

Principales caractéristiques des dispositifs de stockage d'électricité par type d'usage dans un système électrique (source : AIE, [7]).

Une classification des principales techniques actuellement disponibles pour stocker de l'électricité est donnée dans le schéma suivant :

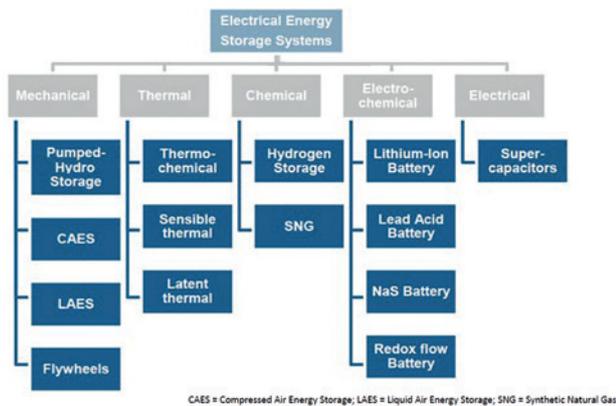


Figure 3 : Principales formes de stockage de l'électricité (source : Conseil mondial de l'énergie).

Certaines technologies, comme les volants à inertie ou les batteries, ont des temps de réponse très faibles, qui leur permettent de répondre à des usages spécifiques (soutien de tension, suivi de charge, etc.), alors que d'autres sont destinées à des usages à temps de réponse de l'ordre de l'heure, voire de la journée (STEP⁽³⁾, air comprimé, stockage thermique, etc.).

En termes de puissances installées, comme le montre le graphique ci-après, les STEP représentent aujourd'hui l'écrasante majorité des installations de stockage (98 %) ; les batteries, toutes technologies confondues, sont, quant à elles, encore ultra-minoritaires.

À côté du stockage de l'électricité par un vecteur intermédiaire (eau, hydrogène, composant chimique dans les batteries, air comprimé), certains usages finaux peuvent être considérés comme un moyen de stocker des kWh électriques, par exemple la production de chaleur (*power-to-heat*, ballons d'eau chaude, inertie thermique des bâtiments...) et les produits industriels dont la production peut être pilotée (acier, lingots d'aluminium...).

Les batteries Li-ion connaissent depuis quelques années des progrès remarquables

Apparue à partir des années 1990, la technologie des batteries Li-ion, sous leurs différentes formes, constitue une rupture technologique majeure qui apporte une solution de plus en plus compétitive à la problématique du stockage de courte durée. Le coût des cellules Li-ion reste fortement orienté à la baisse, alors que les performances de celles-ci sont en constante augmentation. Ce coût d'environ 1000\$/kWh en 2010 a fortement chuté pour atteindre, en 2018, environ 200\$/kWh. Certains experts comme Avicenne pensent qu'il pourrait atteindre les 120\$/kWh en 2025 (voir la Figure 2) ; BNEF (Bloomberg New Energy Finance) estime pour sa part qu'il pourrait se situer sous les 100\$/kWh dans les dix ans à venir ; Elon Musk, le célèbre patron de Tesla, annonce même que ce niveau de 100\$/kWh pourrait être atteint d'ici à deux ans. Certains experts sont plus réservés, estimant que l'électrochimie

(3) Stations de transfert d'énergie par pompage, ou « pumped storage hydropower plants » (PSH ou PSP).

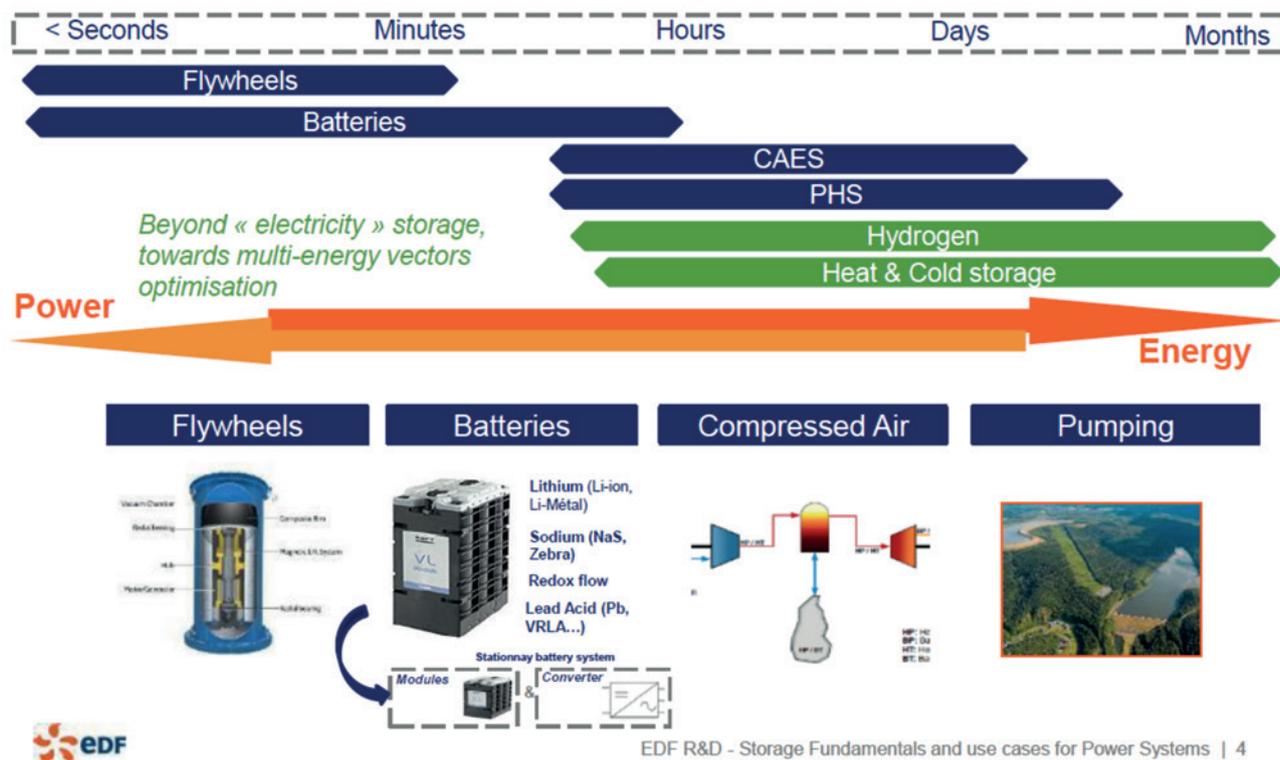


Figure 4 : Quelques services et technologies de stockage en fonction de la puissance et de l'énergie (source : EDF-R&D, [5]).

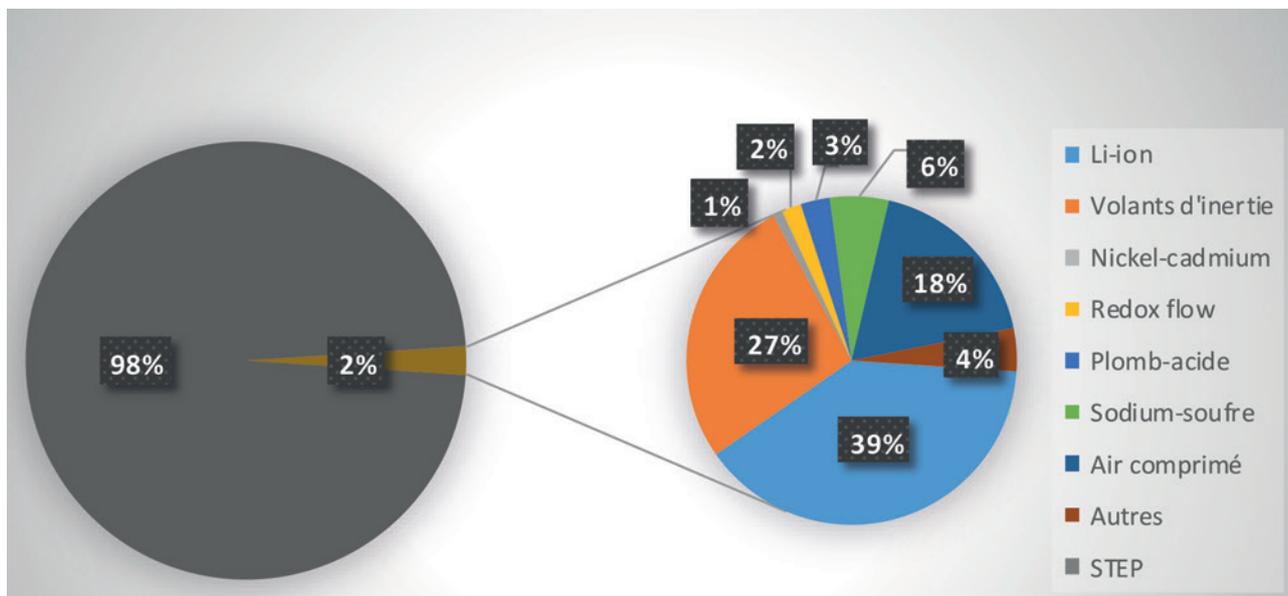


Figure 5 : Répartition par type de technologie du stockage d'électricité installé au niveau mondial en 2016 : un stockage qui représente un total de 168 GW (à gauche), dont 3,6 GW hors STEP (à droite) (source : AIE, Agence internationale de l'énergie, « Energy technology perspectives 2017 », retraitement opéré par le CGE).

ne répond pas aux mêmes lois que la technologie du silicium (celle des panneaux solaires PV). Un potentiel très significatif de baisse des coûts existe dans tous les cas de figure sous réserve qu'une production de masse puisse être atteinte.

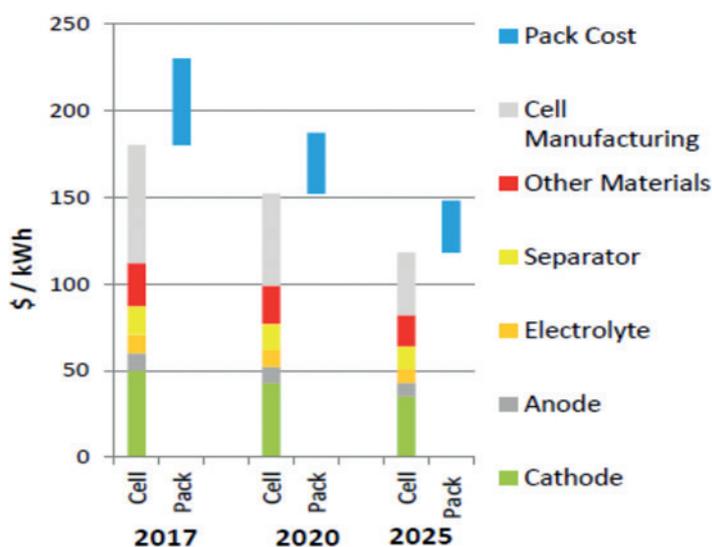


Figure 6 : Coût des batteries Li-ion équipant des véhicules électriques, estimation 2017-2025 (Source : Avicenne Energy, [11]).

Des interrogations se sont faites jour quant à la disponibilité des matériaux nécessaires à leur fabrication, au premier rang desquels le lithium et le cobalt⁽⁴⁾. En effet, leur extraction ayant des conséquences graves pour l'environnement, les pays occidentaux ont fermé leurs mines, laissant la Chine (ou la RDC pour le cobalt) en situation de quasi-monopole.

La fabrication des cellules nécessite par ailleurs beaucoup d'énergie (plusieurs centaines de kWh par kWh de capacité), ce qui peut être à l'origine d'émissions de CO₂

importantes. Un document de février 2018 a recensé les études internationales mesurant l'impact environnemental de la fabrication des batteries⁽⁵⁾ : selon le mix du pays de fabrication, le contenu varie entre environ 50 et 500 kg de CO₂/kWh. Si la batterie d'un véhicule électrique est fabriquée en Chine, dont le mix électrique est très carboné, les émissions de CO₂ sont alors équivalentes à celles d'un véhicule thermique d'un modèle similaire ayant parcouru plus de 50 000 km. Celles-ci sont appelées à augmenter mécaniquement avec l'autonomie du véhicule.

Pour ces raisons, la baisse des prix observés a toutes les chances de ne pas être linéaire et donc de se faire par à-coups. Une incertitude existe encore quant à l'existence d'un coût plancher et, dans l'affirmative, quant à son niveau et aux horizons de temps auxquels il serait atteint. Aucun scénario n'est donc à écarter dans l'état actuel des connaissances, y compris un scénario très disruptif, avec des coûts très bas, un scénario qui bouleverserait la physionomie des secteurs électriques.

Aujourd'hui, les solutions commerciales concernent des moyens de stockage de courte durée du fait du capital immobilisé et de la tendance d'une batterie à se décharger dans le temps. Ainsi, la plus grande ferme de batteries à avoir été mise en service en Australie du Sud par Tesla, fin 2017, dispose d'une réserve de 130 MWh, soit seule-

(4) L'Académie des Sciences, dans son cahier d'acteur adressé à la CNDP dans le cadre du débat public sur la PPE, note qu'« à l'heure actuelle, [...] pour stocker deux jours de consommation [d'électricité, soit moins de 2 TWh], avec une technologie performante lithium-ion, il ne faudrait pas moins de 12 millions de tonnes de batteries utilisant 360 000 tonnes de lithium, sachant que 40 000 tonnes de ce métal sont extraites dans le monde chaque année ».

(5) Source : Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions, https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EV-life-cycle-GHG_ICCT-Briefing_09022018_vF.pdf

Nom des fabricants	Nationalité des fabricants	Ventes en GWh	Part en %
CATL	Chine	11,8	23,7%
Panasonic	Japon	10,0	20,1%
BYD	Chine	7,2	14,5%
OptimumNano*	Chine	5,5	11,0%
LG	Corée du Sud	4,5	9,0%
Guoxuan High-tech	Chine	3,2	6,4%
Samsung	Corée du Sud	2,8	5,6%
Beijing National Battery	Chine	1,9	3,8%
BAK	Chine	1,6	3,2%
Farasis	Chine	1,3	2,6%
Total des dix premiers fabricants mondiaux		49,8	100,0%

Figure 7 : Parts de ventes des 10 premiers fabricants de batteries : la Chine bouleverse le panorama mondial (source : "The Breakneck Rise of China's Colossus of Electric-Car Batteries", 1^{er} février 2018, <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-02-01/the-breakneck-rise-of-china-s-colossus-of-electric-car-batteries>)

ment l'équivalent de 10 minutes de fonctionnement d'une centrale de 1GW (ce qui ne l'empêche pas d'intervenir de façon satisfaisante en soutien au réseau).

Au-delà de la politique énergétique, il y a un enjeu industriel majeur pour la France et pour l'Europe

Les enjeux industriels pour notre pays et pour l'Europe sont cruciaux. Selon la Commission européenne, la taille du marché européen des batteries devrait avoisiner les 250 Mds€, en 2025. En octobre 2017, la Commission a ainsi lancé le projet d'un « Airbus des batteries ». Mais faute d'être arrivé à mettre d'accord tous les porteurs de projets, on devrait voir émerger plusieurs consortiums. Ils auront pour objectif de construire des *giga factories*, dans l'optique de réduire au maximum les coûts fixes. Les constructeurs coréens LG et Samsung, ainsi que le chinois CATL, numéro un du secteur, après avoir signé des accords avec des constructeurs automobiles allemands, ont déjà commencé à construire des usines en Europe ou vont le faire (en Pologne, Hongrie et Allemagne), tandis que Tesla (qui utilise la technologie de Panasonic) a annoncé son intention d'en construire une en Allemagne. Le but pour les Européens est également environnemental, car, comme cela a été souligné *supra*, le contenu CO₂ des batteries fabriquées en Chine est beaucoup plus important que celles fabriquées en Europe, et surtout, en France. Malgré son avantage en matière d'électricité décarbonée et son industrie automobile, la France n'a pour l'instant annoncé aucun projet d'usine de fabrication de batteries.

La valeur économique du stockage est difficile à appréhender

La valeur économique du service rendu par une installation de stockage est délicate à évaluer, car il s'agit d'un objet technico-économique d'un type nouveau dans les

systèmes électriques, et qui, de plus, peut rendre plusieurs services à la fois qui ne se cumulent pas forcément.

Techniquement, un moyen de stockage est un objet plus complexe qu'un moyen de production. Ces derniers ne sont en général caractérisés que par leur puissance (kW) et, secondairement, par leur capacité à la moduler (vitesse de variation de charge), alors qu'un moyen de stockage l'est également par celui de l'énergie stockée (kWh). Économiquement, un moyen de production d'électricité s'évalue sur la base de son coût d'investissement (€/kW), de son coût de fonctionnement (€/kWh), de sa durée de vie et de son facteur de charge. Un moyen de stockage d'électricité s'évalue selon son coût d'investissement (€/kWh), son rendement, sa durée de vie, le nombre de ses cycles ainsi que son mode d'utilisation. Dans la littérature, on trouve des coûts exprimés tantôt en euros par kW, tantôt en euros par kWh, mais rarement dans ces deux valeurs en même temps, alors que ce serait la mesure la plus pertinente.

L'intérêt économique du lissage temporel des écarts entre l'offre et la demande dépend des prix de marché de l'électricité aux différents moments où est pratiqué ce lissage. Actuellement, en Europe, ces prix ne sont pas suffisamment contrastés pour permettre de rentabiliser une installation de batteries. Une des raisons tient à la façon dont est conçu le marché (« *market design* ») qui n'intègre pas les EnRi, lesquelles sont rémunérées *via* d'autres mécanismes (tarifs d'achat, appels d'offres, compléments de rémunération...). La quantité d'EnRi qui devra être injectée dans le réseau relève de choix politiques, et la valeur économique du stockage dépendra de la structure du mix électrique et de la redéfinition du marché.

La valeur du stockage dépend également du coût des autres options de flexibilité. S'il est utilisé, par exemple,

pour produire de la chaleur, cette valeur dépendra du prix des énergies concurrentes capables d'en produire également. Elle dépend également de la tarification en vigueur : à l'époque où il a été mis en place, le tarif EJP⁽⁶⁾ mobilisait, de par son prix attractif, 6 000 MW d'effacement lors des jours de pointe de consommation. Enfin, la valeur d'un kW de stockage dépend de la quantité totale de stockage installée : le premier captera la valeur la plus grande, le deuxième aura une valeur un peu plus faible, et ainsi de suite.

L'impact de l'existence de solutions de stockage sur le dimensionnement des réseaux du fait des congestions que peut susciter le développement d'EnRi est tout aussi délicat à évaluer : cette évaluation ne peut être faite qu'au cas par cas, aucune règle générale n'étant applicable. Actuellement, le foisonnement permis par les réseaux a une valeur économique si importante qu'il sera très difficile pour une solution de stockage de le concurrencer sauf cas particulier (typiquement une maison isolée géographiquement) ; il sera souvent plus intéressant d'optimiser la localisation des EnRi en tenant compte des équilibres régionaux et locaux. En l'absence de signaux de prix pérennes comportant une composante géographique utilisables par les investisseurs, cette optimisation des décisions d'investissement ne peut se faire qu'à un niveau de synthèse de la gestion prévisionnelle du système.

Le dernier cadre de valorisation du stockage est l'amélioration de la qualité de l'onde électrique. Pour ce type d'usage, les systèmes à base de volants d'inertie ou de batteries sont les mieux adaptés. Ils sont déjà utilisés par des industriels recherchant un très haut niveau de qualité de l'onde électrique. De leur côté, les gestionnaires de réseau commencent eux aussi à recourir aux batteries afin d'assurer les services systèmes, en particulier le maintien de la fréquence (la durée de la réaction est de l'ordre de 15 à 30 secondes). Aux États-Unis, le gestionnaire de réseau PJM (Pennsylvanie - New Jersey - Maryland) a installé 200 MW de capacités de batteries. Au Royaume-Uni, ce sont également 200 MW de batteries qui ont été attribués à l'été 2016 dans le cadre d'un appel d'offres attribué par le National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique, une capacité de stockage qui doit servir au réglage de fréquence. La France a lancé, la même année, une expérimentation de 1 MW dans le cadre du marché d'ajustement de RTE.

Si le stockage électrochimique d'électricité n'est pas à ce jour une solution économiquement rentable pour chacune des applications prises individuellement, il pourrait toutefois le devenir en combinant la valeur retirée par différents acteurs économiques de la chaîne de valeur du système électrique (production, transport, distribution, clients).

Vers une nécessaire évolution de la régulation

Le stockage apparaît donc dans le paysage énergétique comme un nouvel élément potentiellement porteur de valeur sur différents segments du système électrique, il est *a fortiori* disponible sous des formes très variées. En France, cependant, ni la régulation actuelle ni les signaux de marché ne permettent aujourd'hui à des solutions de

se développer « naturellement », en dehors de quelques niches comme les sites isolés ou les zones non interconnectées, ou encore le marché que représentent les rares consommateurs « militants » suffisamment riches.

La structure du tarif actuel est héritée d'un passé, où le système électrique était hiérarchisé et centralisé. Elle repose sur des principes comme l'égalité de traitement, la péréquation, une part « énergie » prédominante par rapport à la part « puissance » (en particulier, pour les réseaux). Les tarifs restent largement administrés, avec des plages horaires figées dans le temps (tant que les compteurs communicants ne seront pas très largement déployés) et des niveaux de prix peu contrastés entre les heures pleines et les heures creuses.

Pour un certain nombre de raisons, dont l'exposé dépasserait le cadre restreint de cet article, le marché européen de l'électricité est désorganisé (voir la référence [9]). Une des conséquences est que les prix de marché de gros sont déprimés, ils ne reflètent plus les coûts, ce qui n'incite à aucun investissement ni dans de nouveaux moyens de production ni dans des moyens de stockage.

À cela s'ajoute la question du statut des futurs opérateurs de stockage, dont les activités empièteraient sur celles à la fois des gestionnaires de réseau, des producteurs et des fournisseurs. La Commission européenne, dans son Clean Energy Package encore en discussion à la fin 2018 pour le volet « Électricité », prévoit que les gestionnaires de réseau (en particulier de distribution) ne soient pas habilités à posséder et à exploiter des infrastructures de stockage, des dérogations sont néanmoins envisagées dans le cas où aucun acteur ne répondrait favorablement aux appels d'offres qui pourraient être lancés. Cette mesure risque fort de se montrer inapplicable, voire contre-productive en matière de développement du stockage, en particulier en raison de l'absence et de la difficulté à mettre en place des signaux économiques reflétant la diversité des informations accessibles à tous les acteurs souhaitant investir.

Bibliographie

- [1] MOULINIER Jean-Marc (2017), « Croissance de l'éolien et du solaire – Quel stockage de l'électricité ? », CGDD, Théma, décembre.
- [2] ADEME (2014), « Stockage d'énergies : la clé de la transition énergétique », août.
- [3] CRE (2018), Comité de prospective, Rapport du groupe de travail 2 « Réseaux et systèmes d'énergie », mai.
- [4] CRASSOUS R. & ROQUES F. (2014), « Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes », *La Revue de l'Énergie*, n°618, mars-avril.

(6) Effacement Jour de Pointe : le client paie très cher ses kWh pendant certains jours « rouge » correspondant à de fortes tensions sur le système électrique, la contrepartie est un tarif bas le reste du temps (rapport de 1 à 10). Si, aujourd'hui, le consommateur avait accès aux prix nuls, voire négatifs, que l'on observe de plus en plus souvent sur les marchés, il est très probable qu'il modifierait ses habitudes ou développerait de nouveaux usages flexibles.

[5] « Le stockage de l'électricité. Un défi pour la transition énergétique », EDF, Éditions Lavoisier, 2017.

[6] Rocky Mountain Institute (2015), "The Economics of Battery Energy Storage: How Multi-Use, Customer-Sited Batteries Deliver the Most Services and Value to Customers and the Grid", october.

[7] AIE (2014), "Technology Roadmap – Energy storage", 19 mars.

[8] CLERJON A. & PERDU F. (CEA-LITEN), "Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis. An energy return on investment comparison", The Royal Society of Chemistry, article à paraître.

[9] France Stratégie (2014), Rapport « La crise du système électrique européen », janvier.

[10] ASSOUN J., FERRIER R. & PEAUDECERF F. (2012), « Le stockage de l'électricité : enjeux énergétiques, enjeux industriels : quels choix pour la France ? », mémoire de fin de formation des ingénieurs du Corps des Mines, Mines Paris Tech, Sciences de l'ingénieur [physics], octobre.

[11] "Current Status and Future Trends of the Global Li-ion Battery Market", présentation du 4 juillet 2018 de Christophe Pillot, Avicenne Energy, http://www.charles-hatchett.com/public/images/documents/2018/dr_christophe_pillot_current_status_and_future_trends_of_the_global_li-ion_battery_market.pdf

Les incohérences de la transition électrique au regard de la politique de transition énergétique

Par Dominique FINON

Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

Pour réduire les émissions de CO₂, il serait judicieux que soit abandonné l'objectif conjoint de développement de la part des ENR à 40 % et de réduction de celle du nucléaire à 50 %. Ce double objectif présente un surcoût élevé et ne contribue pas à la réduction des émissions. Il faudrait affecter à d'autres fins les ressources importantes consacrées au développement forcé des ENR électriques au travers de dispositifs hors marché. Ces autres fins, notamment la promotion de l'efficacité énergétique par la rénovation thermique à grande échelle du bâti et celle des ENR thermiques, ont pour elles d'être efficaces au regard de l'objectif climatique, ce qui ne semble pas évident au vu des décisions prises dans ces domaines. Cette réaffectation serait de bonne politique d'autant plus que ce sont surtout les ménages « tout-venant » qui financent les investisseurs verts et les autoproducteurs solaires, via le paiement de taxes spécifiques.

Introduction

Le débat public sur la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) n'a pas discuté de l'objectif contestable de ramener à 50 % la part du nucléaire d'ici à 2030-2035, ni celui de rehausser la part des renouvelables à 40 % dans le secteur électrique. Mais pourquoi maintenir ces objectifs alors que la politique de croissance des énergies renouvelables intermittentes (ENRi) et de régression du nucléaire entraînera un surcroît d'émissions de gaz à effet de serre du fait du besoin d'adossement des ENRi à des productions fossiles flexibles ? Pourquoi procéder à ce choix coûteux pour les consommateurs, en occultant l'important surcoût de cette politique par rapport à une politique de transition énergétique qui serait ciblée uniquement sur la réduction des émissions de CO₂ dans tous les domaines ?

Alors que le récent rapport du Conseil économique, social et environnemental (CESE) sur la politique de transition énergétique⁽¹⁾ souligne les limites des moyens consacrés aux domaines où les possibilités de réduction des émissions sont pourtant bien réelles, à savoir la rénovation thermique du bâti, la promotion des ENR thermiques et les transports durables. Ne serait-il pas temps de revenir à une politique plus appropriée centrée sur ces domaines en abandonnant, par voie de conséquence, les autres objectifs définis sur des bases purement idéologiques ? Comment utiliser de façon plus efficiente les ressources qui devraient être consacrées à la transition électrique dans ces autres domaines ?

L'inutilité de la politique de transition électrique

Pour justifier le 50 % de nucléaire et le 40 % d'ENR dans la production d'électricité, on nous dit qu'il faut réduire la trop forte dépendance de cette production au nucléaire pour diminuer l'exposition aux divers risques technologiques que porterait cette énergie et se redonner des marges de manœuvre en permettant aux ENR (éolien, solaire photovoltaïque) de prendre toute leur place dans le système électrique. Ce choix de la diversification se justifierait d'autant plus que ces ENR ont connu des baisses de coût conséquentes qui les rendraient aujourd'hui compétitives. De plus, nous dit-on également, on ne peut plus prétendre que le nucléaire puisse être économique un jour, au regard de la hausse des coûts des premiers EPR actuellement en construction. Mais ces deux types d'arguments ne sont convaincants qu'en apparence. Comme le recommande le sociologue Raymond Boudon qui s'y connaît en construction d'*idées fausses, fragiles ou douteuses*⁽²⁾, pour nous protéger de telles idées construites

(1) Conseil économique, social et environnemental (2018), « Comment accélérer la transition énergétique ? Avis sur la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) », Rapport CESE 04-2018, mars.

(2) BOUDON R. (1990), *L'Art de se persuader des idées fausses, fragiles ou douteuses*, Paris, Fayard.

sur des raisonnements apparemment justes, il faut nous défier des prémisses implicites à base idéologique.

Le premier argument sur l'intérêt d'une re-diversification du mix pour limiter les risques est discutable, parce que l'on ne précise pas les risques technologiques et économiques associés à une forte spécialisation nucléaire. Le risque qui est suggéré dans ce discours est sans doute lié aux risques spécifiques du nucléaire (risques d'accident, gestion des déchets) que l'on nous présente comme un inconvénient dirimant pour justifier les politiques de réduction progressive du nucléaire jusqu'à la sortie de celui-ci. On ne parle ni de la réalité de ces risques, ni de risque probabiliste, ni des précautions toujours plus rigoureuses prises par l'Autorité de sûreté nucléaire française, des précautions qui figurent parmi les plus sévères au monde. De toute façon, le risque zéro ne pouvant pas exister, il sera toujours possible de brandir le danger que représente le nucléaire. Mais prenons au mot les critiques qui, sur la base de ce genre d'arguments, ont créé le rapport de force politique qui a conduit au compromis visant à limiter à 50 % la part du nucléaire. Les risques technologiques (accidents, gestion des déchets, etc.) associés à une dépendance à 75 % seraient si importants qu'il faudrait réduire coûte que coûte la part du nucléaire et forcer le développement des ENR sans se préoccuper de son coût, comme on va le voir. Mais si tel est le cas, pourquoi se limiter à 50 % ? Mais si tel n'est pas le cas, pourquoi le taux de 50 % serait-il préférable à celui de 70-75 % comme actuellement ?

Un important surcroît de dépenses

Le second argument, celui sur les coûts, est totalement discutable, parce qu'il ne pose pas la question du coût d'ensemble de la politique ENR. Il repose sur une assimilation abusive entre les productions et les services qu'une centrale peut produire en base et de façon ferme et les productions irrégulières des ENRi dont l'apport au système électrique est variable, alors que ce dernier doit offrir une garantie de fourniture en toute situation et un produit stable en tension et en fréquence. En d'autres termes, il faut raisonner en termes de valeur économique des productions des différents moyens techniques en concurrence, et non pas en termes de prix de revient pour pouvoir juger de la compétitivité d'un type de technologies par rapport aux autres.

Dans cette perspective, il n'existe aucune étude technico-économique indiquant que le chiffre de 50 % de nucléaire et celui de 40 % d'ENR seraient des optimums, tant pour le coût total de l'électricité que pour la sécurité de l'approvisionnement, et encore moins pour garder, voire réduire, le niveau actuel d'émissions de CO₂, qui était le troisième plus bas en Europe avec 58 g/kWh en 2017 : un niveau qui ne manquera pas d'augmenter avec le forçage du développement des ENRi et leurs besoins d'unités fossiles en *back up*. Une telle orientation ne peut que nous obliger à dépenser beaucoup plus que ce qu'exigerait une politique rationnelle, comme le montrent les exercices d'évaluation réalisés sur la base d'une modélisation nécessairement très détaillée du système du fait de sa complexification sous l'effet du développement

des ENRi à grande échelle. Parmi les nombreux exercices abordant de façon pertinente l'évaluation des politiques de transition électrique, les résultats du modèle très détaillé développé par Henri Prévot de simulation comptable du système sur la base de 8 760 heures annuelles de fonctionnement sont très éclairants⁽³⁾. Selon les simulations, dans un scénario partant du parc existant avec la part du nucléaire réduite à 50 % et celle des ENR portée à 40 %, les dépenses supplémentaires annuelles seraient d'environ 8 milliards d'euros, ce qui correspond à un surcoût moyen de 18 €/MWh, lequel est à comparer au prix moyen du marché, de 40 € en 2017-2018.

La raison de ce surcoût est double. Tout d'abord, même avec des coûts bas du MWh éolien ou photovoltaïque (64 à 68 €/MWh), le parc nucléaire existant après rénovation pour porter sa durée d'exploitation de 40 à 50 ans, voire 60 ans, produirait une électricité à un coût économique inférieur (32 à 40 €/MWh). Ensuite, à partir d'un seuil précis de part de production d'ENRi, ce ne sont plus les prix de revient du MWh qui comptent vraiment, mais la valeur économique des productions et des services rendus par le MW d'ENR intermittente au système, dont sont soustraits les coûts de système que sa production entraîne. Or, comme le montrent d'autres modèles de simulation de l'optimisation des investissements et d'exploitation sur le long terme, sur la base de 8 760 heures de fonctionnement sur l'année (HIRTH, 2015 ; MIT, 2016 ; VILLAVICENCIO et FINON, 2018), cette valeur pour un MW marginal d'ENRi baisse constamment. De fait, à partir de ce seuil de part d'ENRi, celle-ci ne permet plus de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de ce MW d'ENRi, et ce quelles que soient les baisses spectaculaires permises par le progrès technique actuel. L'une des explications de cette baisse de valeur des productions des ENRi au fur et à mesure du développement des capacités est la baisse des prix des marchés horaires que ce développement entraîne en raison des autocorrélations respectives des productions éoliennes et des productions PV. Dans les exercices où l'on simule la création d'un système du *greenfield*, cette part optimale est faible lorsque l'option nucléaire est ouverte, de l'ordre de 11 % avec des coûts réalistes de 50 à 60 €/MWh pour l'éolien et le PV et de 75 €/MWh pour le nucléaire⁽⁴⁾ (HIRTH, 2015 ; VILLAVICENCIO et FINON, 2018). De plus, dans les exercices où l'on ne teste que l'imposition de parts d'ENRi dans un parc existant (scénario dit en *brownfield*), cette part optimale est réduite à quelques pourcents, pour ne pas dire proche de zéro. Dans tous les cas, le développement des ressources de flexibilité (stockages divers, effacements, etc.) n'améliore que de quelques points l'intégration économique des ENRi dans le système en augmentant la valeur économique des productions ENRi par l'arbitrage journalier et hebdomadaire, et par les économies en réserves opérationnelles et unités de pointe, selon les résultats de ces mêmes modèles.

(3) Ces résultats sont accessibles sur www.hprevot.com. Ils sont présentés dans PRÉVOT H., « Coût de la diminution de la capacité nucléaire », Revue de l'Énergie, janvier-février 2018, n°636, pp. 32-44.

(4) Calcul pour un coût sec d'investissement de 3 900 €/kW et un taux d'actualisation de 7 %.

Cela signifie qu'au-delà de ce seuil de part optimale des ENRi dans le système, les investissements en ENRi qui sont permis par les dispositifs de soutien qui garantissent leurs revenus de long terme sont en trop par rapport à ce que serait l'optimum du mix électrique. Cela signifie également que toute politique qui permettrait à l'ensemble des capacités ENRi de dépasser ce seuil sans fixation de point d'arrêt présenterait un coût d'opportunité rapidement croissant par rapport à une politique où l'on s'arrêterait au niveau du seuil de parts optimales de l'éolien et du PV tel qu'estimé par le planificateur.

Le paiement de ce surcoût mis à la charge des consommateurs

Cela se traduit par un surcoût croissant qui est payé et continuera d'être payé par les consommateurs d'électricité et de carburants. Les premiers paieront le supplément de coût lié à la politique de forçage des ENR et de régression du nucléaire au fur et à mesure du dépassement de ces seuils, et ce de deux façons : d'une part, une hausse continue de la contribution du service public d'énergie (CSPE) pour financer les différences entre les tarifs d'achat (ou équivalents) et les prix du marché horaire si aucun plafond ne s'y applique et, d'autre part, la hausse des tarifs de distribution, de transport et de gestion du système due aux besoins accrus de réseaux et de services d'équilibrage du fait du développement à grande échelle des ENRi. Avec 9 % de part d'ENRi (hors hydraulique) dans la production électrique en 2018, le montant consacré au financement des ENR devrait s'élever à 5,5 milliards d'euros en 2018, et à 7,1 milliards en 2023, selon la CRE (Commission de régulation de l'énergie). Qu'en sera-t-il avec 27 % d'ENRi (ce qui correspond aux 40 % d'ENR totales en y incluant l'hydraulique), et ce d'autant plus que cette pénétration fait baisser le prix moyen du marché l'électricité ?

Il est vrai que depuis 2017, pour limiter la hausse de la CSPE, les consommateurs de carburants ont commencé à être mis indirectement à contribution à travers l'affectation d'une partie croissante des recettes de la contribution Climat-énergie intégrée à la TICPE (taxe intérieure de consommation des produits énergétiques) au financement des dispositifs des ENR électriques, comme il en a été décidé en 2017⁽⁵⁾. Mais il s'agit toujours d'un prélèvement opéré sur les consommateurs de carburants et de gaz, les ménages essentiellement. De plus, les contribuables financeront la compensation allouée par l'État à EDF pour la perte de valeur des équipements nucléaires fermés prématurément. Ce qui, comme on peut l'imaginer, ne sera pas une mince affaire, comme le montrent les importantes compensations obtenues par les électriciens allemands pour la fermeture anticipée de leurs équipements nucléaires, ou celle négociée par EDF pour la fermeture de Fessenheim 1 et 2.

Il est étonnant de voir que l'on ne cherche aucunement à mettre à plat de façon rigoureuse et transparente ce surcoût de la politique de transition électrique, ni de préciser sur qui ce coût est reporté, ce qui évite de débattre des effets redistributifs importants de cette politique. On peut ainsi occulter le fait que les investissements des développeurs d'éoliennes et de fermes PV, comme ceux des

ménages aisés s'équipant de panneaux PV, sont financés par la CSPE, qui est payée à plein tarif par l'ensemble des ménages, dont les ménages les plus modestes qui consomment souvent beaucoup d'électricité du fait qu'ils sont équipés d'appareils bas de gamme et sont logés dans des passoires thermiques⁽⁶⁾. De même, comme le montrent les études sur les effets redistributifs d'une hausse des taxes sur les carburants, les classes sociales modestes sont bien plus affectées que les autres par une hausse de la fiscalité environnementale, en particulier les ménages vivant en zone rurale et en milieu périurbain.

Pour conclure sur ce point, il conviendrait donc de réduire rapidement le subventionnement des nouvelles capacités ENR électriques intermittentes, et ce d'autant plus que les tenants de cette politique nous disent que leur coût par MWh est désormais suffisamment bas pour rivaliser avec celui des autres technologies, dont le nucléaire si dispendieux, selon eux. Alors, pourquoi ne pas les prendre au mot ?

Allouer autrement les ressources consacrées à la transition

Les ressources qui vont être collectées auprès des consommateurs d'électricité et de carburants ou de gaz (via le paiement de la TICPE) pour financer le coût des dispositifs de soutien aux ENR électriques pourraient être plus judicieusement utilisées pour financer des programmes plus efficaces en termes de réduction des émissions de CO₂ dans d'autres domaines, tels que les usages thermiques, les transports... On prendra ici comme exemples les cas emblématiques de la rénovation thermique du bâti et du développement des ENR thermiques. Un report général des moyens dédiés aux nouvelles capacités d'ENR électriques vers ces deux domaines complémentaires de la rénovation thermique des bâtiments serait à opérer. Les analyses des politiques de rénovation thermique, telle celle effectuée dans le rapport du CESE de février 2018, soulignent les défauts de l'action publique, lesquels aboutissent à un retard dans la réalisation des objectifs. Les problèmes persistants viennent du manque de moyens dévolus à l'accompagnement financier des acteurs concernés et de l'absence de contraintes réglementaires, alors que, comme on vient de

(5) Le financement du soutien aux énergies renouvelables est intégré au budget de l'État par l'intermédiaire du compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique ». Ce compte est financé, depuis le 1^{er} février 2017, par une partie des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et le charbon (TICC) provenant elle-même de la partie Contribution Énergie Climat de ces deux taxes. La partie allant vers les ENR électriques est destinée à financer tous les surplus de dépenses allant vers celles-ci par rapport au niveau de 2017, pour qu'il n'y ait plus d'augmentation de la CSPE due à la croissance de ces dépenses. Ainsi, en 2018, sur les 5,5 milliards du coût des dispositifs ENR tel qu'estimé par la CRE, la hausse par rapport au niveau de 4,8 milliards de 2017, soit 700 millions d'euros, a été prise en charge par ce compte. Si le coût des dispositifs atteint 7,1 milliards en 2021, le CAS devra alors financer 2,3 milliards d'euros au titre de la cette même année.

(6) Les consommateurs industriels bénéficient d'exonérations à partir de seuils de consommation établis de façon plutôt généreuse.

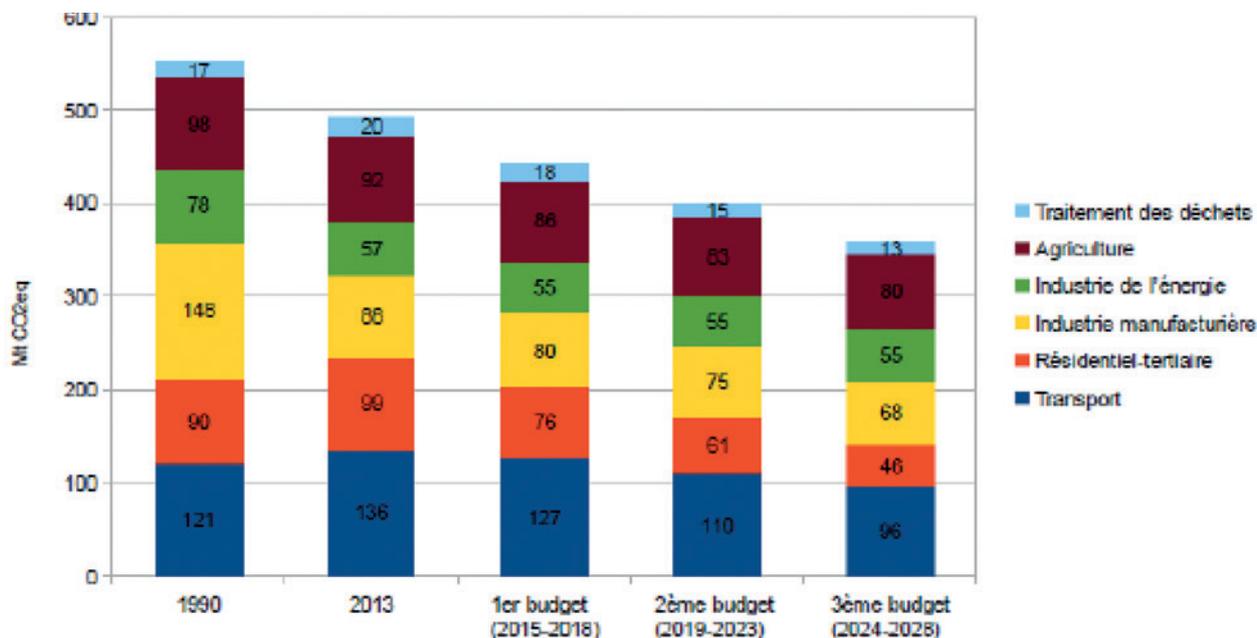


Figure 1 : Les budgets carbone indicatifs par secteur (Source : MTES, présentation générale de la SNBC, 2017).

le dire, les investisseurs en ENR électriques sont très largement aidés, notamment du fait de l'existence de taxes pré-affectées comme la CSPE.

L'enjeu est d'importance, car les logements et les bâtiments tertiaires représentent 43 % de la consommation d'énergie finale et 19,5 % des émissions de carbone. Il apparaît d'autant plus important au regard de la diminution des « budgets carbone » et de leur répartition entre les secteurs, qui sont définis par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) au titre des trois périodes triennales qui couvrent les années 2015-2024 (voir la Figure 1). Le budget carbone des usages résidentiels et tertiaires est en effet celui qui est mis le plus à contribution : c'est celui qui diminue le plus entre la première et la troisième période, de 76 à 45 MtCO₂, soit une diminution de 69 %, tandis que le budget carbone des transports ne diminue que de 32 %, passant de 127 MtCO₂ à 96 Mt, alors que celui des industries énergétiques, dont l'électricité, reste stable à 55 MtCO₂. C'est en détaillant les actions des politiques publiques dans le domaine de la rénovation thermique et des ENR thermiques que le contraste avec la promotion des ENR électriques ne manquera d'étonner.

La rénovation thermique des logements

Dans le domaine de la rénovation thermique des logements, on est bien loin d'atteindre le niveau de 500 000 logements par an auquel il faudrait parvenir pour se situer sur la trajectoire visant le facteur 4 en 2050 (on en était seulement à 230 000 logements en 2017). Le gouvernement ne souhaite pas mobiliser l'outil budgétaire pour financer des aides directes pour des raisons tenant à la maîtrise du déficit budgétaire. En partant des dispositifs associés, il faudrait passer d'environ 8 milliards d'euros, total des aides publiques diverses et des financements privés, à plus de 20 milliards, selon l'étude officielle de 2017 d'I4CE sur le financement de la transition⁽⁷⁾. Or, l'argent pu-

blic reste compté : l'ensemble de la contribution publique, sous ses différents aspects – le prêt à taux zéro, la TVA réduite, le crédit d'impôt (CITE) et les aides de l'ANAH –, se situe au niveau de 2,8 milliards par an (dont 1,7 milliard au titre du CITE) dans le plan de rénovation thermique présenté en avril 2018. De plus, des instruments, comme le crédit d'impôt, le prêt à taux zéro ou la TVA réduite, ont des effets bien moins directs sur le déclenchement des décisions des particuliers qu'une subvention monétaire⁽⁸⁾, car ils n'envoient pas un signal économique concret pour des ménages souvent en limite de financement, pas plus que le crédit d'impôt pour ceux ne payant pas d'impôts sur le revenu. L'aide publique directe serait pourtant l'instrument le plus efficace pour déclencher l'investissement privé en ciblant les logements relevant des catégories thermiques F et G. Le passage (en cours) du CITE à une prime immédiatement perceptible devrait sans doute améliorer l'efficacité du dispositif, d'autant que ladite prime viserait les actions réellement efficaces et n'inclurait donc plus les actions parcellaires dans les logements. Mais il est clair que l'ensemble restera insuffisant, ce qui contraste avec l'effort engagé en faveur des ENR électriques.

Par ailleurs, le gouvernement se refuse à actionner de façon plus ferme l'outil réglementaire, car il ne souhaite pas susciter la réaction de groupes de pression⁽⁹⁾. Or, ce levier

(7) I4CE (2017), Panorama des financements climat.

(8) Pour ne pas complexifier le raisonnement, nous faisons abstraction dans cet article de l'obligation en matière de certificats d'économie d'énergie mise sur les fournisseurs, qui est un moyen d'informer les consommateurs sur les différentes aides existantes, de les aider à monter leur projet et, parfois, de les aider à le réaliser en leur apportant un financement partiel. Mais il ne s'agit pas de ressources publiques à proprement parler.

(9) Ce peut être parfois aussi pour de bonnes raisons, comme celle de ne pas vouloir affecter indûment les ménages propriétaires ou locataires les plus pauvres. Mais ce n'est pas suffisant pour s'empêcher d'agir en faveur d'autres types de propriétaire.



Dénonciation d'un problème d'isolation thermique dans un logement HLM, Paris, 3 avril 2018.

« Dans le domaine de la rénovation thermique des logements, on est bien loin d'atteindre le niveau de 500 000 logements par an auquel il faudrait parvenir pour se situer sur la trajectoire visant le facteur 4 en 2050 (on en était seulement à 230 000 logements en 2017). »

pourrait être d'une grande efficacité, s'il s'accompagnait d'une politique d'aides directes suffisamment abondée par le budget de l'État. Ce pourrait être l'instauration d'une obligation de travaux au moment des mutations ou des changements de locataire. Elle pourrait s'appuyer aussi sur la loi ALUR, notamment ses articles conditionnant la mise en location d'un logement à son caractère décent (ce qui reviendrait à interdire la location de logements relevant de la catégorie G). Cette obligation pour les propriétaires-occupants pourrait être modulée en fonction des niveaux de revenus pour la rendre plus acceptable. En tout état de cause, elle devra s'appuyer sur les politiques de financement ciblées qui sont mises en œuvre par l'ANAH à destination des logements de ménages en situation de précarité énergétique.

La rénovation thermique des bâtiments tertiaires et la promotion des ENR thermiques

On retrouve les mêmes défauts de l'action publique dans le domaine de la rénovation thermique des bâtiments tertiaires, lesquels représentent le tiers des consommations du secteur, ainsi que dans celui de la promotion des ENR thermiques et des réseaux de chaleur associés.

Dans le premier domaine qui est plutôt propice à l'application d'une obligation de rénovation, la mise en place de celle-ci a été reportée à 2021. En outre, le décret d'application de la loi correspondante réduit l'application de

cette obligation aux surfaces supérieures à 2 000 m² et aux opérations offrant des temps de retour sur investissement inférieurs à 5 ans dans le privé, ce qui ne permettra pas l'engagement de rénovations globales et performantes. Du côté des bâtiments publics dont on prévoit d'en rénover le quart d'ici à 2022, les collectivités locales rencontrent des difficultés budgétaires telles qu'elles ne pourront pas engager un tel effort sans aide directe de l'État.

Le Fonds Chaleur (qui fournit un appui technique solide aux maîtres d'ouvrage et finance des projets de production de chaleur à partir d'ENR – bois-énergie, géothermie, chaleur solaire, biogaz – et de la récupération d'énergie, ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations) souffre d'un manque de moyens de financement pour pouvoir atteindre les objectifs de développement des ENR thermiques de la loi TECV. Selon les estimations de l'ADEME qui anime et gère le Fonds Chaleur, il conviendrait de porter ses ressources annuelles de 200-220 millions d'euros en moyenne depuis 2009 à 320 millions. Il est clair que la réaffectation des ressources venant de la partie Contribution Énergie-Climat de la TICPE des ENR électriques vers les ENR thermiques pourrait bénéficier, en premier chef, au Fonds Chaleur, ce qui serait d'autant plus justifié au vu de son mode d'action qui est particulièrement efficace, notamment en garantissant des réalisations solides et viables économiquement.



Photo © Laurent Céirino/REA

Isolation thermique d'un immeuble de bureaux par l'extérieur, Lyon, juin 2015.

« Les collectivités locales et territoriales qui peuvent agir comme des acteurs directs par l'isolation des bâtiments publics et le développement de réseaux de chaleur, et comme des catalyseurs d'actions collectives de rénovation de logements et la mise en place d'écoquartiers, voient leurs ressources fortement contraintes par les nouvelles règles encadrant l'allocation des dotations budgétaires. »

Par ailleurs, les collectivités locales et territoriales qui peuvent agir comme des acteurs directs par l'isolation des bâtiments publics et le développement de réseaux de chaleur, et comme des catalyseurs d'actions collectives de rénovation de logements et la mise en place d'écoquartiers, voient leurs ressources fortement contraintes par les nouvelles règles encadrant l'allocation des dotations budgétaires. De plus, la mise en œuvre des Services publics de l'efficacité énergétique de l'habitat, prévus dans la loi de transition énergétique et destinés à venir en appui aux particuliers à travers un rôle de conseil, n'est toujours pas actée, sans parler de la dotation en moyens qui doit y être associée.

En détaillant le cas de la rénovation thermique et des ENR non électriques, on voit bien les limites de l'action publique lesquelles sont dues à l'insuffisance des moyens budgétaires directs alloués. Et ce d'autant plus que, faute de ces moyens, il est difficile de rendre acceptables des actions réglementaires contraignantes qui sont pourtant indispensables. Cette insuffisance de moyens contraste avec la pléthore des moyens alloués à la promotion des ENR électriques, ce qui met en lumière l'enjeu du nécessaire réajustement des objectifs et des moyens de la politique de transition énergétique, ce que n'hésitait pas à

souligner le rapport récent de la Cour des Comptes sur le soutien aux ENR⁽¹⁰⁾.

En conclusion, on ne peut pas isoler la transition électrique de l'objectif de la politique de transition énergétique, qui est de cibler impérativement la réduction des émissions de CO₂. On se trompe de cibles et de moyens en incluant dans cette politique la promotion des ENR électriques à grande échelle au-delà du seuil optimal, dans le but idéologique de confiner progressivement la production nucléaire à la portion congrue. Par un effet d'éviction regrettable, on ne se donne pas les moyens pour agir avec efficacité dans les domaines à fort potentiel de réduction des émissions. Ce serait pourtant de bonne politique, et ce d'autant plus qu'il existe des solutions dont les effets redistributifs sont bien moins négatifs que ceux de la politique de transition actuellement mise en œuvre dans le secteur électrique. N'est-il pas temps de remettre en question les objectifs de 40 % pour la part des ENR et de 50 % pour celle du nucléaire dans le secteur électrique, ce qui amène à mo-

(10) Cour des Comptes (2018), « Le Soutien aux énergies renouvelables. Communication à la commission des finances du Sénat », mars.

biliser des ressources très importantes ? Les arguties actuelles autour du nombre de réacteurs nucléaires à fermer pour atteindre ce fameux seuil de 50 %, ici, à un horizon encore à choisir, ou là en fonction de la croissance des besoins d'électricité, apparaissent délicieusement décalées par rapport à l'enjeu de la transition énergétique, pour le plus grand plaisir des médias, des réseaux sociaux et des idéologues.

Références bibliographiques

HIRTH L. (2016), "The Optimal Share of Variable Renewables", *The Energy Journal* 36(1), pp. 127-162.

MIT (2016), "Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model", auteurs : SISTERNES F. & SEPULVEDA N.

PRÉVOT H. (2018), « Coût de la diminution de la capacité nucléaire », *La Revue de l'Énergie*, janvier-février, n°636, pp. 32-44.

VILLAVICENCIO M. & FINON D. (2018), "The social efficiency of electricity transition policies based on renewables. Which ways of improvement?", *The Energy Journal*, (article en cours de soumission).

ENGIE et la transition énergétique

Passer du rêve à la réalité : un bouquet énergétique 100 % renouvelable à l'horizon 2050

Par Gwenaëlle AVICE-HUET

Directrice générale de la BU France Renouvelables – ENGIE

La transition énergétique repose sur une révolution du regard que nous portons sur notre environnement désormais modélisé et considéré comme limité. Dans cette perspective, les citoyens, en premier lieu, mais également les entreprises et les gouvernements se donnent un rôle nouveau, alors que se dessine la possibilité d'un bouquet énergétique 100 % renouvelable. C'est cet espoir qu'ENGIE entend contribuer à concrétiser, en tenant compte des incidences sociales, économiques et technologiques d'un tel projet.

La conscience citoyenne, la compétitivité des technologies renouvelables et les progrès technologiques réalisés sont autant de raisons d'espérer parvenir à un bouquet énergétique 100 % renouvelable. C'est le développement complémentaire des différentes filières énergétiques renouvelables – électricité, gaz verts, chaleur – qui permettra, dans un contexte réglementaire à la fois stable et prédictible, de rééquilibrer notre bouquet énergétique et de le placer sur une trajectoire où l'intégralité de l'énergie que nous consommerons sera renouvelable.

Introduction : la transition énergétique, un défi pour l'entreprise du XXI^e siècle

Depuis dix ans, le marché mondial de l'énergie connaît des mutations profondes : déformation progressive du bouquet énergétique, avec notamment le développement massif et rapide des énergies renouvelables, mais également transformation du rôle que les entreprises et les gouvernements se donnent à eux-mêmes.

Ces mutations reposent sur le passage d'une vision issue de la révolution industrielle, dans laquelle on considère que les ressources naturelles sont tellement abondantes qu'elles sont réputées inépuisables, à une vision issue de la révolution énergétique, caractérisée par une prise de conscience de la rareté des ressources et la recherche d'un nouveau modèle de développement qui soit plus durable.

Dans ce nouveau modèle, la notion même de progrès est redéfinie et dépend de la capacité de l'ensemble des acteurs à préserver les ressources naturelles et à imaginer, par conséquent, des réponses valorisant en priorité les ressources renouvelables ainsi que les solutions vertes.

C'est le sens que recouvre l'expression « développement durable », c'est-à-dire une économie écologique, au sein de laquelle les entreprises ont évidemment un rôle fondamental à jouer.

La transition énergétique doit ainsi être perçue comme une occasion pour des pays comme la France de se projeter vers un avenir commun en répondant de façon harmonisée à un défi global : l'intensification du dérèglement climatique et la capacité des citoyens, des entreprises, des territoires et des États à se transformer eux-mêmes pour en limiter les effets.

C'est tout le sens du plan de transformation mis en œuvre par ENGIE dès 2016, sous l'impulsion d'Isabelle Kocher, directrice générale du Groupe. Son ambition était de repositionner le Groupe au cœur même de cette transition énergétique mondiale en concentrant ses ressources sur trois activités auxquelles serait consacrée la plus grande partie de ses investissements : la production d'électricité à bas contenu carbone (gaz et renouvelables) et de gaz verts (hydrogène, biogaz, syngas) ; le transport et la distribution d'énergie dans les réseaux ; et, enfin, les solutions au service d'une consommation optimisée des consommateurs individuels, des villes et des entreprises.

La perspective d'un bouquet énergétique 100 % renouvelable : du rêve à la réalité

Sur le plan théorique, la simple affirmation, au travers de scénarios conçus par des institutions reconnues⁽¹⁾, de la possibilité d'un bouquet énergétique 100 % renouvelable dans certaines régions ou certains pays crédibilise une perspective qui apparaissait – et apparaît encore aux yeux de certains – comme utopique. Bien sûr, cela soulève la question des incidences sociales, politiques et technologiques de la réalisation de tels scénarios. Ces scénarios nous font prendre conscience collectivement qu'un changement radical de modèle est non seulement souhaitable, mais qu'il est désormais parfaitement réaliste grâce aux progrès technologiques réalisés.

En France, nous observons une forte accélération des capacités renouvelables (ENR) installées : depuis 2010, elles ont augmenté de plus de 50 %. En Europe, le même mouvement est engagé : les capacités ENR installées ont augmenté de + 25 % au cours des cinq dernières années.

Cette augmentation a été rendue possible par la conjonction de plusieurs facteurs – l'implication citoyenne, la compétitivité croissante des ENR et les progrès technologiques – qui indiquent aujourd'hui que ce changement peut s'opérer dans un futur qui ne cesse de se rapprocher.

Sur le plan sociétal, la redistribution des rôles entre les producteurs d'énergie et les consommateurs constitue un tournant décisif

La distinction entre les producteurs, d'un côté, et les consommateurs, de l'autre, s'estompe, entraînant une modification profonde des modèles économiques, qui s'observe au-delà du secteur de l'énergie.

Le consommateur devient même coproducteur de services qu'il se bornait jusque-là à consommer : c'est la définition du « consom'acteur », qui loue son propre appartement, produit sa propre énergie, transporte des passagers dans sa voiture...

Ainsi, les citoyens, les villes comme les entreprises recherchent progressivement, dans leurs relations avec leur environnement, une approche plus partenariale qui leur permette, entre autres, d'améliorer leur impact sur leur environnement.

Ce mouvement de fond procède d'une prise de conscience collective des enjeux liés à la lutte contre le dérèglement climatique et du rôle que chacun peut y jouer. Il pose les fondements d'un nouveau modèle énergétique. L'avènement concret de ce nouveau modèle est bien entendu fortement influencé par l'accélération de la compétitivité des énergies renouvelables.

La compétitivité croissante des énergies renouvelables renforce, chaque année, un peu plus leur pertinence dans le mix énergétique

En 2017, l'accélération du développement des renouvelables dans le monde s'est accompagnée d'un nouvel accroissement de leur compétitivité.

Toutes les filières sont concernées. C'est la filière photovoltaïque qui a connu, depuis 2010, la baisse des coûts la plus remarquable, avec un LCOE⁽²⁾ qui a chuté de 73 % entre 2010 et 2017. Le coût de l'éolien a lui aussi fortement baissé (- 85 % entre 1983 et 2017), avec une diminution régulière sur les dernières années.

Cette tendance est encore à l'œuvre : entre 2016 et 2017, les LCOE des centrales solaires PV et éoliennes terrestres ont encore diminué d'environ 6 %.

Les résultats des derniers appels d'offres en France confirment que cette diminution des coûts profite à la France et devrait perdurer d'ici à 2020, voire au-delà. La dernière session de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques au sol ou en ombrières (« CRE 4.4 »), dont les résultats ont été annoncés le 6 août 2018, a révélé un prix moyen proposé de 58,2 €/MWh pour l'ensemble des projets, soit une baisse de 5 % par rapport à la tranche précédente.

Il s'agit du prix le plus bas constaté en France pour des centrales solaires, un prix qui se rapproche désormais du prix de marché.

Cela fait d'ailleurs dire à l'IRENA, dans son dernier rapport⁽³⁾, que « toutes les technologies renouvelables seront compétitives par rapport aux énergies fossiles en 2020 ». Les coûts de l'éolien et du solaire vont fortement baisser au cours des deux prochaines années, au point que ces deux énergies seront globalement moins chères que les énergies fossiles, et même que le nucléaire de nouvelle génération. Dans l'éolien en mer flottant, les perspectives de baisse de coûts sont importantes⁽⁴⁾ : de 180-200 €/MWh aujourd'hui pour les démonstrateurs et fermes pilotes ; les premières fermes commerciales pourraient atteindre 80-100 €/MWh (projets avec FID en 2023/2025) selon Wind Europe. Si des volumes suffisants sont assurés et que les structures industrielles nécessaires sont opérationnelles, l'atteinte d'un prix moyen en Europe comparable à ceux de l'éolien posé aujourd'hui serait envisageable à moyen terme.

Les progrès technologiques ouvrent la voie à une production d'énergie renouvelable non seulement massive, mais également continue

Le grand défi reste toutefois de générer une production en continu (24h/24, 7j/7) des énergies renouvelables. Or, nous savons que certaines ENR sont intermittentes. Cela pose donc la question du stockage. Le foisonnement des

(1) ADEME (2016), « Mix électrique 100 % renouvelable à 2050. Évaluation macroéconomique ». « Le vent, l'eau et le soleil pour seules sources d'énergie, dans 139 pays, d'ici à 2050 », Stanford, 2017.

(2) Levelized Cost of Electricity, c'est-à-dire, pour une installation donnée, la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, qui est elle aussi actualisée.

(3) International Renewable Energy Agency – IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, Abu Dhabi.

(4) WindEurope, « Floating Offshore Wind Energy, A Policy Blueprint for Europe », 2018 : <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/Floating-offshore-wind-energy-a-policy-blueprint-for-Europe.pdf>



Photo © Antoine Messonnier

Installation du méthaniseur de Beauce Gâtinais, biogaz, le 9 novembre 2018.

« Le biogaz et le biométhane, produits par méthanisation (déchets organiques), l'hydrogène vert ou "Power to Gas", issu des surplus d'électricité, et le gaz de synthèse se développent fortement, c'est l'avènement des gaz verts. »

énergies renouvelables électriques (dont les profils de production sont différents), couplé au développement de systèmes de stockage de plus en plus compétitifs (sous forme de batteries et d'hydrogène), permet déjà de réduire les effets de l'intermittence.

Enfin, le développement des gaz verts est la condition *sine qua non* d'un bouquet énergétique 100 % renouvelable. Le gaz est d'ores et déjà un élément essentiel de la transition énergétique. Il se substitue à des sources d'énergie plus émettrices de CO₂, mais, surtout, il joue un rôle d'intégrateur des énergies renouvelables en assurant la stabilité des réseaux.

Par ailleurs, les gaz verts occupent une place de plus en plus importante au sein du système énergétique. En 2017, 406 GWh de biométhane ont été injectés dans le réseau de gaz, contre 215 GWh en 2016. Le biogaz et le biométhane, produits par méthanisation (déchets organiques), l'hydrogène vert, ou « *Power to Gas* », issu des surplus d'électricité, et le gaz de synthèse se développent fortement, c'est l'avènement des gaz verts. L'évolution vers un mix de gaz 100 % renouvelable d'ici à 2050 est essentielle, et ce d'autant plus qu'elle est possible. Une étude récente de l'ADEME en atteste la faisabilité technico-économique⁽⁵⁾. De plus, un tel scénario participerait aux nouveaux enjeux de l'économie circulaire : il permettrait de

mettre en place un système où les déchets et les surplus seraient systématiquement réutilisés et transformés.

Dans cette perspective, ENGIE entend assumer son rôle de leader des énergies renouvelables en France

C'est en partie la responsabilité des industriels que d'apporter des réponses aux enjeux énergétiques du pays. ENGIE est en train d'achever une profonde mutation, entamée il y a trois ans, pour promouvoir un développement harmonieux des territoires. Cette transformation repose sur l'idée que la transition énergétique est avant tout une affaire de complémentarité entre les filières et d'innovation.

Mettre à profit le potentiel dont dispose la France dans l'ensemble des filières renouvelables

En France, ENGIE est déjà le leader de l'éolien et du photovoltaïque en capacités installées. Fort de ce *leadership*, le Groupe s'est fixé des objectifs à la fois ambitieux et réalistes, qui consistent, d'une part, à doubler la capacité éolienne installée d'ici à 2021, en passant de 1 550 MW (en 2015) à près de 3 GW, soit la construction

(5) ADEME (2018), « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? Étude de faisabilité technico-économique », janvier.

de 1,5 GW supplémentaire en 6 ans ; et, d'autre part, à tripler, voire quadrupler, la capacité photovoltaïque installée, en passant de 550 MW en 2015 à près de 2,2 GW en 2021, soit la construction de 1,6 GW supplémentaire en 6 ans. Dans les énergies marines renouvelables, ENGIE œuvre à la concrétisation des deux projets éoliens posés au large de Dieppe et de Noirmoutier, prépare une réponse à l'appel d'offres lancé pour un projet similaire au large de Dunkerque et a remporté un projet pilote d'éolien flottant au large des communes de Leucate et de Barcarès.

Il s'agit ainsi pour lui de développer harmonieusement les différentes filières – éoliennes terrestres et marines, photovoltaïque, biogaz – en complément de l'hydraulique. Ce foisonnement des technologies constitue le premier niveau de réponse à l'intermittence de chacune d'entre elles.

L'éolien en mer, en particulier, a besoin d'un changement d'échelle. Pour y parvenir, ENGIE plaide pour des objectifs ambitieux : 20 GW attribués, 10 GW installés en 2030, selon un calendrier précis (1,5 GW/an), et déclinés par façade maritime dans le cadre d'une concertation au sein de chaque région concernée. La réforme en cours ⁽⁶⁾,

concernant le *permitting* des projets d'éolien en mer, est aussi une opportunité à saisir, en tant qu'elle permettra de faire bénéficier les projets des technologies les plus en pointe, tout en réduisant les temps de développement et en renforçant la concertation avec le public.

L'innovation : la clé de voûte du mix énergétique de demain

L'innovation technologique est la clé de voûte qui va rendre possible un bouquet énergétique 100 % renouvelable. Deux domaines semblent particulièrement importants à investiguer.

Le pilotage des différentes sources d'énergie afin d'en optimiser la production est l'un des principaux défis posés aux énergéticiens. Pour y parvenir, la digitalisation est la clé. ENGIE a développé un outil de supervision globale, appelé Darwin, auquel sont en passe d'être raccordés l'ensemble de ses actifs ENR, dans le monde entier. Il

(6) Réforme procédurale issue de l'article 58 de la loi « ESSOC » : loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance.



Photo © Principe Power

Windfloat 1, éolienne flottante au large du Portugal.

« ENGIE œuvre à la concrétisation des deux projets éoliens posés au large de Dieppe et de Noirmoutier, prépare une réponse à l'appel d'offres lancé pour un projet similaire au large de Dunkerque et a remporté un projet pilote d'éolien flottant au large des communes de Leucate et de Barcarès. »



Photo © ENGIE Green

Le Parc solaire de Besse-sur-Issole.

« La dernière session de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques au sol ou en ombrières ("CRE 4.4"), dont les résultats ont été annoncés le 6 août 2018, a révélé un prix moyen proposé de 58,2 €/MWh pour l'ensemble des projets, soit une baisse de 5 % par rapport à la tranche précédente. »

permet d'acquérir une connaissance inédite de ces actifs, reposant sur une collecte de données de fonctionnement d'une ampleur inégalée jusqu'à présent. À la maille d'un pays, de façon opérationnelle, il permet un pilotage optimisé des actifs, que ce soit en plaçant la maintenance au moment le plus opportun ou en anticipant la défaillance d'un actif (maintenance prédictive).

Sur le plan technologique, ENGIE investit aussi fortement dans les gaz verts. Le Groupe s'est fixé un objectif de 5 % de biométhane injectés sur le réseau de gaz naturel en 2020 et 20 % en 2030. Mais c'est l'hydrogène qui est porteur des plus grandes promesses. Le projet GRHYD (Gestion des réseaux par l'injection d'hydrogène), inauguré en juin 2018, teste l'injection d'hydrogène produit à partir

d'électricité renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel et la production d'hydrogène pour alimenter les bus GNV et un quartier de 100 logements de la communauté urbaine de Dunkerque.

C'est, pour reprendre les termes d'Isabelle Kocher, le chaînon manquant d'un monde totalement décarboné. Renouvelable dès lors qu'il est produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine renouvelable (*Power-to-Gas*), cet hydrogène permet de stocker le surplus d'électricité produit par les actifs intermittents. L'hydrogène permet ensuite de décarboner divers usages de l'énergie comme les transports et les processus industriels, deux secteurs dont les perspectives de verdissement, enfin, se rapprochent à grands pas.

Le comptage communicant, une condition essentielle pour une transition énergétique réussie

Par Michel DERDEVET
ENEDIS

Pour garantir la réussite de la transition énergétique, le système électrique subit des mutations considérables : intégration des énergies renouvelables, digitalisation, développement de la mobilité électrique, pilotage de la consommation, etc. Le comptage communicant est au cœur de cette révolution et constitue la première brique des réseaux électriques intelligents de demain, qui seront nécessaires pour l'atteinte des objectifs climatiques. Il s'agit là de la future étape majeure de la révolution énergétique, que la France et l'Europe devront savoir pleinement saisir, d'autant qu'elles disposent en la matière de leaders internationaux reconnus.

Introduction

Ces dernières années, du fait de l'accélération des évolutions technologiques et de l'enjeu de plus en plus prégnant de la lutte contre le réchauffement climatique, les systèmes énergétiques ont connu des bouleversements considérables. L'essor des énergies renouvelables, l'émergence de la mobilité électrique ou encore la révolution digitale constituent autant de mutations qui refondent l'organisation du système électrique, dont le fonctionnement devient de plus en plus décentralisé.

Les compteurs communicants seront les éléments clés de cette transformation majeure. Ils sont le maillon digital primordial des *smart grids* et la première « brique » de la transformation radicale en cours de l'économie électrique.

Avec 700 millions de compteurs déjà installés à ce jour, et une cible de 1,5 milliard à l'horizon 2021, le comptage communicant s'affirme de plus en plus comme un vrai enjeu industriel mondial, qui pénètre toutes les économies, qu'elles soient développées ou en voie de développement.

La France et l'Europe, qui disposent de leaders dans les industries de réseaux, devront savoir s'inscrire massivement dans ce mouvement pour rester à la pointe des évolutions technologiques en matière de *smart grids*. C'est bien dans cette perspective de développement mondial que le sujet des compteurs communicants doit désormais être abordé.

Les réseaux et le comptage ont toujours été au cœur des mutations historiques du système électrique

Les réseaux sont encore aujourd'hui trop souvent un « angle mort » des débats sur l'énergie, lesquels restent largement centrés sur les évolutions des mix énergétiques. Leurs évolutions ont pourtant toujours été largement structurantes des évolutions institutionnelles, économiques et sociales des pays. Depuis plus d'un siècle, quelles que soient les périodes, ils ont toujours connu des mutations technologiques et organisationnelles qui ont permis d'assurer la mise en œuvre des différentes politiques énergétiques.

À la fin du XIX^e siècle et au début du XX^e siècle, le début de l'électrification s'opère d'abord essentiellement dans les grands centres urbains, à la faveur de l'industrialisation. La croissance de cette dernière conduit ensuite à la création de grandes unités de production que furent notamment les barrages hydrauliques. Cela conduisit à la constitution des premières lignes à haute tension sur de longues distances. Dès lors, le maillage du territoire national entre grandes unités de production et zones de consommation est opéré. Ce n'est que dans un second temps, durant les années 1930, que l'impératif d'une électrification totale des campagnes françaises a été pris à bras le corps à travers notamment la constitution du Fonds d'amortis-

sement des charges d'électrification. C'est aussi durant cette première moitié du XX^e siècle que se développent les premiers projets d'interconnexions entre pays. Le XX^e siècle voit ainsi se réaliser le passage d'une organisation totalement décentralisée du système électrique, en îlots autonomes, à un système national s'intégrant de plus en plus dans un système européen.

Les lois de nationalisation de 1946 ont accéléré ce mouvement, durant lequel le comptage n'a cessé d'évoluer pour permettre cette mutation du système électrique. Ainsi, le déploiement du compteur bleu dans les années 1960 a été intimement lié, durant les Trente Glorieuses, au développement des usages électriques (avec la généralisation de l'utilisation des chauffe-eau, des réfrigérateurs, des machines à laver ou encore des radiateurs) rendu possible par l'augmentation de la puissance des installations domestiques à 6 kW.

Cette logique de fonctionnement du système électrique à des mailles sans cesse plus larges grâce aux réseaux a permis des économies d'échelle significatives, le foisonnement des productions pour en réduire leurs coûts et une sécurité d'alimentation renforcée. Cette dynamique d'extension supranationale des systèmes reste d'actualité, y compris pour intégrer la recombinaison entre les pays des flux issus de la transition énergétique. Mais cette dernière implique en quelque sorte un retour aux origines du système électrique, avec une dimension territoriale bien plus prononcée qu'auparavant.

La transition énergétique et l'ouverture des marchés refondent le système électrique

Depuis les années 2000, de nouvelles mutations concernent effectivement le réseau et sa gestion :

- la dynamique de libéralisation et le développement du marché.
On compte aujourd'hui plus de trente fournisseurs d'électricité actifs sur le marché français : cela va du fournisseur historique jusqu'à désormais la grande distribution, en passant par les entreprises spécialisées dans les énergies renouvelables ;
- le développement des énergies renouvelables.
Il y a aujourd'hui plus de 410 000 producteurs qui totalisent une capacité de 20 000 MW raccordés au réseau de distribution, alors qu'ils étaient seulement 6 000 il y a 10 ans de cela. Par nature aléatoires et intermittentes, les énergies renouvelables sont raccordées pour 95 % au réseau de distribution, qui devient ainsi un formidable vecteur de collecte. Elles en modifient fondamentalement la gestion, qui, jusqu'alors, descendait des centrales de production vers le consommateur final ;
- l'enjeu de l'efficacité énergétique et le besoin de disposer de données concernant les particuliers, les industriels comme les collectivités pour mieux comprendre et mieux gérer leur consommation ;
- les nouveaux comportements et les nouvelles attentes : autoconsommation individuelle et collective, flexibilités... Il y a un souhait renforcé de la part des

clients de produire/consommer « local » et d'être acteur de la transition énergétique ;

- le développement des véhicules électriques et la nécessité de gérer la recharge de leurs batteries de manière intelligente pour éviter les pointes de consommation et les appels de puissance erratiques grâce à des installations adaptées et connectées ;
- l'essor du numérique qui bouleverse le rapport des clients aux services, mais aussi la gestion des politiques publiques ;
- le changement de paradigme avec désormais le pilotage au plus près du consommateur de la demande d'énergie en fonction de l'offre disponible : je consomme lorsqu'il y a de l'énergie disponible, en particulier les énergies renouvelables fatales.

Tout cela amène à faire évoluer la gestion du réseau de distribution, dont le rôle est central dans la transition énergétique. Les *smart meters* deviennent dès lors indispensables.

Une nécessaire adaptation du réseau aux enjeux de transition énergétique

Autoconsommation, mobilité électrique, maîtrise de la demande d'énergie, mais aussi détection des pannes, gestion du réseau ou encore optimisation des investissements sur les réseaux : le compteur communicant est aujourd'hui indispensable. Grâce au comptage intelligent, les missions fondamentales du service public de la distribution d'électricité sont améliorées : la qualité, la relève, le dépannage, etc.

Il permet en outre des interventions plus rapides et moins chères pour les foyers qui en sont équipés, lesquelles sont réalisées en toute transparence pour eux : plus besoin d'être présent pour procéder au relevé de consommation, une connaissance quotidienne de la consommation globale qui permet un meilleur suivi et une meilleure maîtrise de celle-ci, des résiliations et des mises en service facilitées, des changements de puissance opérés à distance dans de meilleurs délais... De plus, alors que la précédente génération de compteurs ne permettait que de gérer des heures pleines et des heures creuses, les fournisseurs peuvent aujourd'hui, *via* la multiplicité des solutions de tarification offertes, leur proposer des offres plus économiques et adaptées à leur profil et besoins de consommation, voire de production : offre semaine/week-end, heures super-creuses, etc.

Le compteur communicant Linky contribue ainsi à la maîtrise de la demande en énergie grâce à une meilleure compréhension et une meilleure gestion de la consommation électrique. Il facilite également les projets d'autoconsommation, car il permet de mesurer les flux de production et de consommation, et de faciliter leur répartition au sein d'un habitat collectif, ou entre infrastructures de recharge de véhicules électriques. C'est l'un des composants essentiels des *smart grids*, au service de la transition énergétique.

Le compteur communicant permet de détecter très rapidement les pannes sur le réseau basse tension, là où le



Grâce à son compteur communicant Linky, une jeune femme consulte sa consommation d'électricité en direct, *via* sa tablette tactile.

« Le compteur communicant Linky contribue ainsi à la maîtrise de la demande en énergie grâce à une meilleure compréhension et une meilleure gestion de la consommation électrique. »

distributeur était jusqu'à ce jour relativement « aveugle ». Il lui permet d'intervenir plus efficacement, sans attendre d'être averti par le client, améliorant ainsi la qualité d'alimentation.

Le compteur communicant est aussi un outil performant de mise à disposition de données pour tous les territoires. L'accès aux données et leur traitement ne doivent pas être un facteur de discrimination territoriale. La mise à disposition des données constitue une nouvelle relation aux territoires. Le compteur Linky est un véritable outil d'égalité territoriale. Il permet en effet de mettre à la disposition des collectivités, et ce quelle que soit leur taille, des données qu'elles peuvent utiliser pour l'élaboration tant de leur politique de lutte contre la précarité énergétique que de leur PCAET ou de leur PLUI, qui constituent des aides à la décision et à l'évaluation des décisions publiques. Le compteur Linky devient par là même un facteur de désenclavement : il permet ainsi à des collectivités de petite taille, qui ne disposent pas forcément des équipes nécessaires, de collecter ces éléments, et ainsi de ne pas souffrir d'une rupture d'égalité au regard du service public.

Ce compteur va également permettre, grâce à une meilleure connaissance du réseau, en particulier, par l'équilibrage des phases, d'optimiser les investissements et l'utilisation du Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité qui constitue sa principale ressource.

Les smart meters sont essentiels pour la réussite de la transformation du réseau

Concrètement, un producteur d'énergie doit aujourd'hui installer plusieurs compteurs pour pouvoir mesurer l'énergie qu'il produit, celle qu'il consomme, celle qu'il soutire du réseau et celle qu'il restitue. Le compteur communicant facilite les projets d'autoconsommation individuelle ou collective, car il permet de mesurer les flux de production et de consommation, ce qui facilite leur répartition au sein d'un habitat collectif.

Concrètement, si tous les véhicules électriques étaient rechargés en même temps, qui plus est au moment de la pointe de consommation, cette gestion serait des plus complexes pour le réseau. Le compteur intelligent permet, par exemple, aux utilisateurs de décaler la recharge aux heures creuses, à l'instar d'un chauffe-eau ou, bien encore, au cœur de l'après-midi, lorsque l'énergie solaire est à son pic de production. Cette dernière possibilité est actuellement testée dans le cadre du démonstrateur SMAP.

Concrètement, tout un chacun peut ouvrir son portail personnel pour suivre sa courbe de consommation, se comparer avec ses pairs, bénéficier de conseils d'économie d'énergie.

Concrètement, le compteur permet de mettre à la disposition des collectivités des données globales, le plus souvent en *open data* pour l'établissement de diagnostics servant à l'élaboration de leurs Plans Climat-Air-Énergie territoriaux (PCAET) et de leurs Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), mais aussi pour assurer le suivi de leurs décisions et de leurs politiques publiques.

À l'initiative d'Enedis, l'ensemble des distributeurs ont acté leur volonté de renforcer leur coopération sur le numérique par la création d'une association dédiée. Les 170 gestionnaires de réseaux de distribution français (notamment GRDF, ESR, GEREDIS, GEG, SRD) ont ainsi créé, en 2018, l'agence ORE, qui :

- vise à faciliter pour les acteurs du marché la réalisation de leurs démarches réglementaires liées à l'effacement, au mécanisme de capacités, aux services système et au complément de rémunération pour les producteurs décentralisés ;
- vise à faciliter l'accès des acteurs des territoires aux bilans d'énergie réglementaires ;
- doit permettre au grand public d'accéder aux données publiques de l'ensemble des distributeurs ;
- et aux distributeurs de mutualiser leurs compétences autour des données nécessaires au fonctionnement des marchés.

Concrètement, Enedis est engagée aujourd'hui dans une vingtaine de démonstrateurs de réseaux intelligents ou *smart grids* à travers la France, ainsi que dans les pays voisins avec nos partenaires européens. Ces projets permettent de tester et éprouver, en conditions réelles, l'intégration sur le réseau de distribution public d'électricité de toutes les composantes de la transition énergétique au service de territoires de plus en plus *smarts* : énergies renouvelables, autoconsommation collective d'énergie solaire, mobilité électrique et recharge intelligente, etc.

Ces démonstrateurs procèdent aussi d'une volonté de plus en plus marquée des collectivités de « prendre en main » leur potentiel énergétique.

Dans ce cadre, nous testons des systèmes de « flexibilité » à l'échelle locale, ainsi que la mise à disposition de données au service de politiques publiques innovantes : lutte contre la précarité, aide à la décision et au suivi dans le cadre des Plans locaux d'urbanisme intercommunaux (PLU-I), des PCAET, des SRADDET...

Le smart meter constitue un enjeu mondial

Toutes ces évolutions permettent de comprendre pourquoi le déploiement du comptage intelligent s'inscrit dans le cadre d'une révolution industrielle mondiale. Aujourd'hui, plus de 700 millions de compteurs intelligents sont déjà déployés dans le monde, et, en 2021, ce sont plus de 1,5 milliard qui seront installés.

La directive européenne 2009/72/ce du Parlement européen et du Conseil prévoit leur installation dans au moins 80 % des foyers : seize pays membres ont décidé un dé-

ploiement à grande échelle pour 2020, voire avant pour certains. Trois de ces États ont déjà déployé la totalité de leurs nouveaux compteurs communicants : la Finlande (3,1 M de compteurs), la Suède (5,2 M) et l'Italie (32 M).

L'Allemagne commence à en doter les grands consommateurs et les producteurs, soit 11 millions de clients. En 2032, ce seront l'ensemble des clients qui seront équipés avec une autre technologie que Linky (*plug* d'un émetteur radio).

Et cette dynamique est tout aussi forte dans le reste du monde. Quatre-vingt-dix millions de compteurs, soit 68 % du parc, devraient être installés aux États-Unis en 2020. Plus de 400 millions de compteurs ont d'ores et déjà été installés en Chine, correspondant à un rythme de pose journalier de 200 000 compteurs...

L'ensemble des acteurs cherche ainsi à asseoir leurs positions : développement de filières, de nouveaux marchés, d'innovations... À travers la technologie choisie (CPL) et six usines installées en France, notre pays dispose ainsi au titre des années à venir d'un réel potentiel à l'export avec certains pays, tels que la Belgique, l'Égypte ou l'Inde, qui s'intéressent à la technologie française.

Conclusions

Les *smart meters* seront donc dans les années à venir les éléments clés de la transition énergétique, autour de trois dimensions.

Ils sont tout d'abord un outil puissant au service de la performance des gestionnaires de réseau qui va les aider à réduire leurs coûts tout en leur permettant de fournir un service de meilleure qualité à leurs clients.

Les *smart meters* sont ensuite un préalable nécessaire à l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, tels que le véhicule électrique. Alors que la production deviendra de moins en moins pilotable, les *smart meters* en tant qu'outils de flexibilité des consommations seront nécessaires pour le bon fonctionnement du système électrique. Ils sont en cela la première brique de la digitalisation du réseau, qui doit permettre, à travers la transmission de données plus fines, plus nombreuses et plus proches du temps réel, la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande par les collectivités, les particuliers et les entreprises.

Enfin, cette fonction primordiale du comptage communiant va constituer un enjeu industriel majeur pour la France et l'Europe dans les années à venir. Même si les pays européens ne sont pas encore parvenus à atteindre pleinement leurs objectifs en matière de création de filières industrielles dans les énergies renouvelables et le stockage, ils disposent néanmoins de leaders internationaux de cette future révolution des *smart grids*, qu'il est essentiel de s'approprier dès aujourd'hui. *Via* la technologie CPL et la crédibilité qu'apporte au niveau mondial l'Alliance G3, notre pays peut, à brève échéance, s'imposer comme l'un des grands acteurs technologiques connus et reconnus au plan mondial. Alors, portons ardemment cette ambition industrielle, et ne cédon pas aux sirènes du *french bashing*, du repli sur soi et de la sinistrose !

Les énergies renouvelables et la transition électrique

Par Jean-Louis BAL

Président du Syndicat des Énergies renouvelables

Au cours de son histoire, la France a toujours conduit avec succès des transitions majeures de son système électrique. Celle que nous avons engagée ces dernières années s'inscrit donc dans cette continuité et représente une formidable source d'innovation et d'opportunités économiques. Cette transition vers les énergies renouvelables électriques prend tout son sens aujourd'hui. D'abord, parce que les politiques publiques mises en place ont permis d'accompagner efficacement ces technologies sur leur courbe de décroissance des coûts, ce qui nous donne accès à une palette de solutions compétitives ou en passe de l'être. Ensuite, parce que les outils de flexibilité ont grandement progressé et permettent d'atteindre des taux de pénétration des renouvelables électriques très élevés. Enfin, parce que cette transition répond à une aspiration profonde des Français et des entreprises, qui sont prêts à prendre une part active dans cette nouvelle étape de la transition énergétique de notre pays.

Courte histoire des transitions énergétiques

La France, comme de nombreux autres pays, s'est engagée dans une transition écologique de grande ampleur qui mènera, à l'horizon 2050, à une société ayant rompu avec sa dépendance aux ressources fossiles nuisibles pour l'environnement. La transition énergétique est l'un des principaux piliers de cette ambition sociétale qui vise à transformer les systèmes de production en généralisant le recours aux sources d'énergies renouvelables (EnR) dans les secteurs des carburants, de la chaleur, du gaz et de l'électricité, et à tendre vers une plus grande maîtrise de la demande énergétique.

Aussi novateur que puisse paraître ce concept, la transition est en fait une constante de l'histoire des systèmes énergétiques. Ces derniers n'ont cessé de se réinventer tout au long de l'histoire industrielle, et ce, souvent avec le soutien financier des États pour des motifs d'ordre économique, militaire et environnemental. Citons, pour l'anecdote, le cas de la Prusse, au début du XIX^e siècle, qui incita à recourir à la houille domestique (de Silésie ou de la Ruhr), dont la combustion était censée être bénéfique pour la santé d'après certains médecins hygiénistes de l'époque, ce afin d'économiser le bois à destination des manufactures d'armes et des chantiers navals⁽¹⁾. Plus tardivement, l'émergence des réseaux électriques s'est développée au détriment du pétrole lampant et des réseaux de gaz de ville pour l'éclairage, souvent avec le soutien d'édiles voyant en la « fée électricité » l'avènement d'une nouvelle ère de progrès. Cet appui politique à l'électrifica-

tion au début du XX^e siècle ne se démentira pas par la suite (création des syndicats d'énergie, électrification rurale...). Mais déjà la question des sources d'énergie se posait : ne fallait-il pas favoriser l'hydroélectricité nationale, aussi surnommée la « houille blanche », vis-à-vis du charbon, trop souvent importé du Royaume-Uni ou d'Allemagne⁽²⁾ ?

En France, dans les années 1970, le plan Messmer planifiait le développement de centrales nucléaires et plaçait au centre des attentions énergétiques la question du mode de production. De la stratégie de production nationale découlait alors l'ensemble des décisions de politique énergétique ; le développement de l'énergie nucléaire a conditionné la structuration des réseaux de transport d'électricité et a guidé les réflexions et les incitations en matière de consommation.

Les systèmes électriques sont donc construits, développés et recomposés suivant les ambitions politiques et industrielles de chaque pays. La transition a ainsi toujours représenté une source de renouvellement, d'innovation et de nouvelles opportunités économiques, notamment pour les territoires.

En raison des prises de conscience autour des enjeux climatiques, environnementaux et sociaux, de nombreux pays se sont engagés dans une transition énergétique

(1) SIEFFERLE R. P. (1992), *Der unterirdische Wald: Energiekrise und industrielle Revolution*, Munich, C.H. Beck, 282 p.

(2) BORDES J.-L. (2009), « *Les barrages en France du XVIII^e à la fin du XX^e siècle : histoire, évolution technique et transmission du savoir* », Pour mémoire, n°9, hiver, pp. 70-120.

FILIÈRES	SITUATION FIN 2016 (EN MW)	OBJECTIFS SER			PART DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2030
		2023 (EN MW)	2028 (EN MW)	2030 (EN MW)	
BIOGAZ	395	560	630	650	0,9%
BOIS ÉNERGIE	590	790	1040	1100	1,5%
ÉOLIEN EN MER	-	3 000	13 500	18 000	9%
ÉNERGIES MARINES	-	-	1 000	1 000	0,7%
ÉOLIEN TERRESTRE	11 700	25 000	36 000	40 000	16%
GÉOTHERMIE	1,5	8	53	53	<0,001%
HYDROÉLECTRICITÉ	25 500	26 500	27 200	27 200	16%
SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	7 134	21 000	42 000	52 000	9,7%
SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	-	50	100	200	0,07%
PART DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2030					54%
RAPPEL DE L'OBJECTIF 2030 DE LA LOI					40%

Source : SER.

avec un recours accru aux énergies renouvelables, en particulier dans le secteur de l'électricité. Ainsi, les projections de l'Agence internationale de l'énergie⁽³⁾ indiquent qu'à l'horizon 2040, près de 60 % des nouvelles capacités installées dans le monde seront d'origine renouvelable et que les énergies renouvelables deviendront, à l'échelle globale, la plus importante source de production d'électricité dès 2030.

En France, la réflexion est également alimentée par les questions relatives à l'avenir et au remplacement du parc nucléaire actuel, construit dans les années 1970 pour une durée de vie d'environ quarante ans. Dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, la France s'est fixé un objectif de développement des énergies renouvelables de 32 % de la consommation énergétique et de 40 % de la production d'électricité en 2030.

La place centrale des énergies renouvelables dans le futur mix électrique étant inscrite dans la loi, se pose à présent la question des implications et du rythme de leur développement. En d'autres termes, les objectifs structurants étant fixés, il convient à présent de détailler le chemin à emprunter pour y parvenir. En ce sens, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est décisive pour poser les bases du nouveau modèle énergétique français à condition qu'elle fixe les étapes intermédiaires et les ambitions pour l'ensemble des filières afin d'atteindre les objectifs 2030.

Le développement des énergies renouvelables électriques : rythme et potentiel

Dans le cadre de la révision de la PPE, le SER a proposé en décembre 2017 des objectifs de développement par filière à différentes échéances, établis en concertation avec ses adhérents⁽⁴⁾.

Ce travail est réalisé selon une double contrainte : celle du gisement disponible et celle de la faisabilité technique, selon les délais indiqués par les entreprises. Il met en lumière le fait qu'il est parfaitement possible d'atteindre près de 54 % de production d'électricité issue d'énergies renouvelables en 2030 et donc de dépasser l'objectif de 40 % à la même échéance prévu par la loi.

Cependant, les tendances actuelles montrent que des efforts complémentaires sont nécessaires pour permettre d'atteindre les objectifs fixés. Quelles que soient les filières, le constat dressé par le SER est identique : si les objectifs de puissance installée fixés pour 2018 sont en voie d'être atteints, le rythme de développement actuel reste cependant insuffisant pour atteindre les objectifs 2023 (scénario bas) de la PPE⁽⁵⁾, et ce, malgré les évolutions importantes qui ont eu lieu ces dernières années.

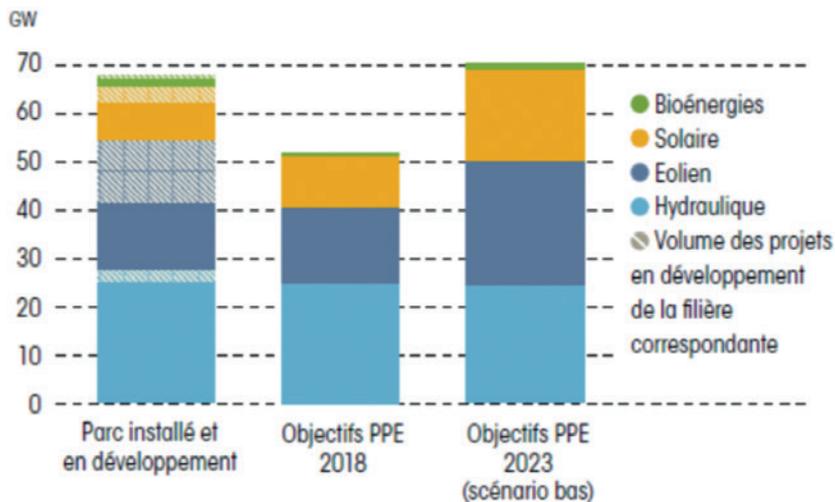
Toutes filières d'énergies renouvelables électriques confondues, la France a réalisé en 2017 les deux tiers de l'objectif fixé pour 2020. Afin d'atteindre cet objectif et de se mettre sur la bonne trajectoire pour atteindre l'objectif de 2030 soit 40 % de production d'électricité renouvelable, il convient de planifier dans la prochaine PPE davantage de capacités de production. Ces objectifs doivent être accompagnés d'une planification cohérente du développement des réseaux électriques, notamment au sein des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)⁽⁶⁾.

(3) AIE (2017), "World Energy Outlook, scénario 'New Policies'".

(4) Syndicat des énergies renouvelables (2018), « Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les scénarios du SER pour construire le nouveau modèle énergétique français ». Ce scénario a depuis été complété pour préciser la trajectoire pour l'hydrolien, avec un premier objectif de 100 MW installés d'ici à 2028.

(5) Décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Puissance installée et projets en développement au 30 juin 2018, objectifs PPE 2018 et 2023



OBJECTIFS NATIONAUX 2018 ATTEINTS À 96%

Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2018 (RTE-SER-Enedis-ADEeF).

Quels impacts sur le système électrique ?

Il a été montré que le développement des énergies renouvelables électriques est planifié et encadré, ce qui doit permettre aux gestionnaires de réseaux, en charge du pilotage et de la sécurité du système électrique, d'anticiper l'intégration de nouvelles capacités de production renouvelables⁽⁷⁾.

L'intégration au réseau de productions issues d'éoliennes et de panneaux solaires nécessite une évolution du système électrique pour tendre vers plus de flexibilité. S'il est aisé d'anticiper la production éolienne et solaire, l'enjeu est plutôt de la lisser. Pour ce faire, un des outils les plus prometteurs est le foisonnement.

La France compte trois grands régimes de vents : méditerranéen, atlantique et continental. Ces régimes étant indépendants les uns des autres, il est rare qu'ils soient à l'arrêt simultanément. Suivant la même logique, une répartition équilibrée des unités de production solaires sur le territoire est une bonne option. Puisque, comme le montre RTE à l'échelle nationale, il n'y a pas de corrélation entre les différents régimes de vents, et les différentes productions photovoltaïques au cours de la journée « sont lissées par effet de foisonnement⁽⁸⁾ ».

On observe donc une complémentarité forte entre le solaire et l'éolien, mais également entre les territoires. Cette logique peut être poussée au-delà de nos frontières. C'est le travail entrepris par EDF R&D⁽⁹⁾ en étudiant trente années de données météorologiques à travers l'Europe qui témoignent d'un foisonnement croissant avec la zone géographique observée. Un travail similaire a été mené par l'Institut Fraunhofer pour Agora Energiewende⁽¹⁰⁾, pour qui le foisonnement des productions renouvelables est l'un des principaux outils de flexibilité au niveau européen pour accompagner, d'ici à 2030, le développement des énergies renouvelables.

L'illustration graphique de la page suivante représente la production éolienne à différentes échelles géographiques de plus en plus étendues (PLEF : *Pentalateral Energy Forum*). On observe aisément qu'à chaque agrandissement du champ d'observation, les variations de production sont atténuées, facilitant ainsi leur intégration aux réseaux interconnectés.

Outre l'effet de foisonnement permis par les réseaux électriques, d'autres outils de flexibilité existent : pilotage de la demande, stockage et ajustement de la production via des actifs flexibles. Sur ce dernier point, la France dispose d'un atout majeur : l'hydroélectricité. Le parc hydroélectrique français (25,5 GW aujourd'hui) est en effet capable de répondre à l'ensemble des types de besoins de flexibilité futurs du système électrique, et notamment la flexibilité de court terme qui ira croissant. Dans le scénario Ampère développé par RTE, qui vise 50 % d'EnR en 2035, les besoins en flexibilité journalière augmentent en effet

(6) Les S3REnR définissent et font la distinction entre les travaux de renforcement d'ouvrage qui sont à la charge des gestionnaires de réseau, et les travaux de création d'ouvrages qui sont à la charge des producteurs.

(7) Lorsque l'on parle d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau, il leur est souvent reproché un fonctionnement intermittent. Il semble utile de préciser que le terme d'intermittence est mal choisi. Il évoque un fonctionnement aléatoire, de type « tout ou rien », qui peut caractériser chaque source de production suite à un arrêt pour maintenance ou pour panne, par exemple. Pour être juste, il convient de parler, comme le fait RTE par exemple, de sources de production variables, car il s'agit plutôt d'une variation continue, et largement prévisible, entre puissance nulle et pleine puissance.

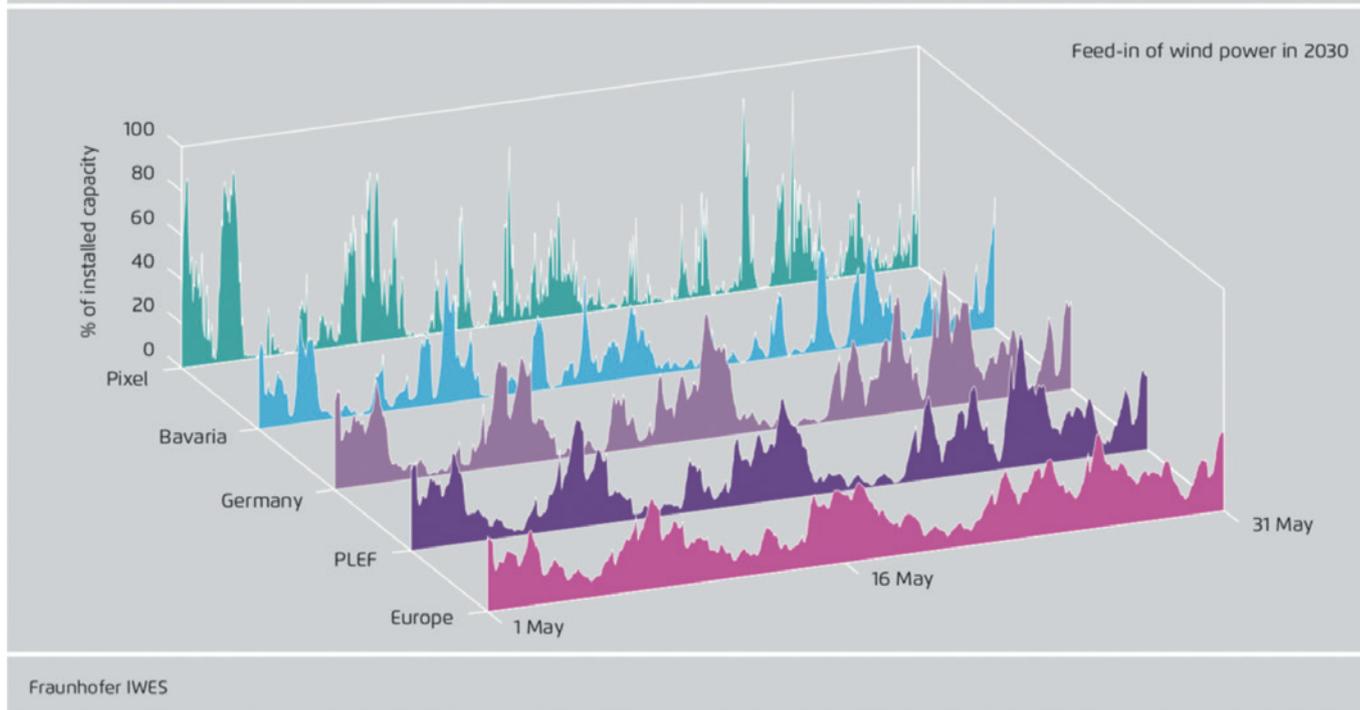
(8) RTE-SER-ERDF-ADEeF (2015), « Panorama de l'électricité renouvelable 2014 ».

(9) EDF R&D (2015), « Technical and economic analysis of the European electricity system with 64% RES ».

(10) Fraunhofer IWES (2015), « The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region », pour le compte d'Agora Energiewende.

Time series of onshore wind power generation in a simulation for May 2030 at different levels of aggregation (as a percentage of the installed capacity). One pixel is equivalent to an area of 2.8 x 2.8 km.

Figure 7



Source : Fraunhofer IWES.

de 100 %, et de 110 % pour la flexibilité hebdomadaire sur le même horizon de temps. Dans ce contexte, la capacité de modulation de l'hydroélectricité s'accompagne d'une capacité de stockage qui permettra de répondre à ces différents types de besoins, notamment au travers de l'optimisation encore accrue des éclusées.

À l'horizon 2050, les travaux de l'ADEME ⁽¹¹⁾ montrent que plusieurs mix électriques sont techniquement possibles pour satisfaire la demande chaque heure de l'année avec 80 ou 100 % de renouvelables. Ces scénarios montrent que les besoins de stockage restent d'ailleurs relativement modestes (15 GW) jusqu'à un taux de pénétration de 80 % d'électricité renouvelable, avec des besoins de stockage intersaisonniers faibles.

À quel prix ?

L'équilibre du réseau électrique suite à l'augmentation de la part des énergies renouvelables injectées ne soulève pas de difficulté particulière, même si quelques adaptations sont nécessaires.

Se pose ensuite la question des implications économiques de la transition énergétique. Il est nécessaire de souligner les efforts importants réalisés par les professionnels du secteur afin de diminuer les coûts des installations de production d'énergies renouvelables. Depuis 2010, on estime que le prix des installations solaires photovoltaïques a diminué de plus de 70 % et celui de l'éolien de près de 20 % ⁽¹²⁾.

Ainsi, les résultats des appels d'offres en France se rapprochent des prix observés sur les marchés de gros. Ci-

tons à titre d'exemple le résultat de la quatrième période d'appels d'offres solaires pour laquelle le prix moyen des projets retenus était de 52,1 €/MWh pour des installations au sol de plus de 5 MW, la première période de l'appel d'offres éolien avait, quant à elle, permis de retenir des projets avec un prix moyen de 65,4 €/MWh. S'agissant de l'éolien en mer, le prochain appel d'offres relatif à l'implantation d'un parc au large de Dunkerque devrait être l'occasion de constater des prix proches de ceux observés en Europe du Nord. Ces résultats sont le fruit des politiques publiques de développement de ces filières qui ont permis d'accompagner efficacement ces technologies sur leur courbe de décroissance des coûts.

Cette efficacité des politiques publiques doit nous inciter à poursuivre les efforts sur des technologies qui sont à des stades de développement moins avancés, comme l'éolien flottant, et disposent d'un important potentiel de baisse de leurs coûts.

Cependant, réduire la question économique des énergies renouvelables à celle du coût ne serait pas pertinent au regard des enjeux auxquels la transition énergétique répond. Il convient de s'interroger également sur ses implications macroéconomiques. À ce sujet, une étude réalisée par l'ADEME en 2017 ⁽¹³⁾ montre qu'un mix électrique composé à 47 % d'EnR en 2030 permettrait de gagner 1,9 point de PIB par rapport au scénario de référence

(11) ADEME (2015), « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations ».

(12) IRENA (2017), Renewable Power Generation Costs in 2017.

et 3,1 points à horizon 2050. L'étude attribue ce gain de croissance à l'amélioration de l'emploi et à celle de la balance commerciale.

Car les énergies renouvelables créent de l'emploi local et permettent de faire émerger des filières industrielles compétitives à l'étranger. Le secteur compte aujourd'hui plus de 100 000 actifs et cette croissance devrait se poursuivre. L'ADEME estime qu'en 2030, ce seront 329 000 personnes supplémentaires qui travailleront dans le secteur et 825 000 postes qui seront créés à horizon 2050, tendance confirmée par la Commission européenne⁽¹⁴⁾.

Perspectives

Le développement des énergies renouvelables électriques s'inscrit dans une vision stratégique bâtie sur un cadre réglementaire précis pour 2030, permettant de planifier l'intégration des unités de production dans les territoires et dans les réseaux. Ce développement ne soulève pas de problème sans réponse, notamment en matière d'intégration des énergies renouvelables au réseau qui peut se reposer sur une palette de solutions déjà existantes. Par ailleurs, l'étude économique de la transition énergétique montre, d'une part, une baisse importante des coûts de production et, d'autre part, un impact macroéconomique très positif du développement des filières renouvelables sur le territoire.

Le récent débat sur la PPE (G400⁽¹⁵⁾), le développement des offres d'autoconsommation pour les particuliers ou l'appétence croissante des entreprises pour les *corporate PPAs* sont autant d'indicateurs qui montrent que les citoyens, comme les entreprises, sont prêts à entrer dans une nouvelle phase de la transition énergétique de notre pays.

Les nombreux progrès présentés dans cet article l'ont été grâce à des cadres réglementaires offrant suffisamment de visibilité aux acteurs pour développer des filières compétitives. Il est à présent indispensable de prolonger l'effort engagé et de maximiser le potentiel des énergies renouvelables en travaillant au développement de toutes les filières, sur l'ensemble du territoire. Il conviendra également de porter une attention particulière aux secteurs de la chaleur et des transports, domaines à forts enjeux climatiques et économiques, dans lesquels les énergies renouvelables ont un rôle majeur à jouer, mais qui sont trop souvent oubliées, comme l'a rappelé très récemment l'Agence internationale de l'énergie⁽¹⁶⁾.

Bibliographie

SIEFERLE R. P. (1992), *Der unterirdische Wald: Energiekrise und industrielle Revolution*, Munich, C. H. Beck, 282 p.

BORDES J.-L. (2009), « Les barrages en France du XVIII^e à la fin du XX^e siècle : histoire, évolution technique et transmission du savoir », *Pour mémoire*, n°9, hiver, pp. 70-120.

AIE (2017), "World Energy Outlook, scénario 'New Policies'".

Syndicat des énergies renouvelables (2018), « Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les scénarios du SER pour construire le nouveau modèle énergétique français ».

RTE-SER-ERDF-ADEEF (2015), « Panorama de l'électricité renouvelable 2014 ».

EDF R&D (2015), "Technical and economic analysis of the European electricity system with 64% RES".

Fraunhofer IWES (2015), "The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region", pour le compte d'Agora Energiewende.

ADEME (2015), « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations ».

IRENA (2017), *Renewable Power Generation Costs in 2017*.

ADEME (2017), « Contribution à l'élaboration des visions énergétiques 2035-2050 ».

DUSCHA V *et al.* (2014), "Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union", final report, project funded by the European Commission, DG Energy.

AIE (2018), *Renewables 2018*.

(13) ADEME (2017), « Contribution à l'élaboration des visions énergétiques 2035-2050 ».

(14) DUSCHA V *et al.* (2014), "Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union", final report, project funded by the European Commission, DG Energy.

(15) <https://ppe.debatpublic.fr/>

(16) AIE (2018), *Renewables 2018*.

Le rôle du nucléaire dans la transition électrique

Par Valérie FAUDON

Société française d'énergie nucléaire

La France s'appuie aujourd'hui sur un socle nucléaire pour garantir sa sécurité d'approvisionnement en électricité bas-carbone, au prix le plus bas d'Europe de l'Ouest. Elle s'est engagée à diversifier son mix électrique dans les années qui viennent, au fur et à mesure de la montée en performances techniques et économiques des énergies renouvelables, des moyens de stockage de l'électricité et des réseaux intelligents. À l'horizon 2050, elle aura toujours besoin d'un socle nucléaire, elle doit donc préparer dès maintenant le programme industriel devant lui permettre de renouveler une partie de son parc. À l'échelle mondiale, le nucléaire sera une solution indispensable pour atteindre les objectifs de décarbonation du système électrique. À l'échelle européenne, le parc nucléaire français contribue déjà à décarboner nos voisins : grâce à notre solde exportateur net, mais aussi parce que ce parc permet, du fait de sa flexibilité, aux énergies renouvelables variables de se développer. La France est également le pays d'Europe qui reste le plus apte à construire des réacteurs nucléaires, à l'heure où l'essentiel des nouvelles constructions est concentré en Asie. C'est seulement grâce à la France qu'il sera encore possible, si une prise de conscience le permet, de relancer au cours des toutes prochaines décennies des programmes européens en matière d'énergie nucléaire.

L'expression « transition électrique » recouvre aujourd'hui deux concepts très différents, selon que l'on en parle à l'échelle mondiale ou à l'échelle française.

À l'échelle mondiale, le secteur électrique est responsable aujourd'hui d'environ 40 % des émissions de gaz à effet de serre et est, de fait, au cœur des enjeux climatiques. Les centrales à charbon et à gaz représentent toujours 63 %⁽¹⁾ de la production totale d'électricité dans le monde. Quand on parle de transition électrique, il s'agit donc de répondre d'ici à 2050 à un double enjeu : décarboner entièrement le secteur, tout en répondant à un doublement de la demande sur la même période ; pour rappel, en 2018, un milliard d'êtres humains n'ont toujours pas accès à l'électricité.

À l'échelle de la France, le concept de transition électrique se traduit différemment : l'Hexagone est un des très rares pays du monde à avoir, grâce à son parc nucléaire et à sa production renouvelable (hydroélectrique, principalement), déjà décarboné à plus de 90 % son mix électrique. Il peut d'ores et déjà s'appuyer également sur cette électricité décarbonée pour décarboner, via l'électrification des usages, les autres secteurs encore très consommateurs de pétrole et de gaz, en l'occurrence les transports et l'habitat. Alors que le nucléaire représentait 71,6 % de la production⁽²⁾

(48,5 % de la capacité installée) en 2017, la question de la transition électrique est donc plutôt celle de la diversification du mix électrique dans les années à venir, au fur et à mesure des progrès techniques et économiques attendus, entre autres, dans les énergies renouvelables, le stockage ou les réseaux électriques intelligents.

La trajectoire de cette transition électrique doit satisfaire de nombreux impératifs : il s'agit de maintenir les performances actuelles du secteur électrique, voire de les améliorer, que ce soit en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, la sécurité d'approvisionnement, le prix de l'électricité et aussi, bien sûr, le développement de filières industrielles créatrices d'emplois qualifiés. D'un côté, on peut dire que la barre est haute : la France est aujourd'hui reconnue⁽³⁾ comme le numéro un mondial pour la qualité, la disponibilité et l'accès à son électricité. La filière nucléaire française est, quant à elle, la troisième filière industrielle au plan national, derrière l'aéronautique et l'automobile, avec ses 2 500 entreprises⁽⁴⁾, ses 220 000 emplois non délocalisables et un taux de qualification deux

(1) AIE 2018.

(2) RTE.

(3) KPMG (2016), *Choiseul Energy Index*.

(4) CSFN.

fois supérieur à la moyenne de l'industrie. De l'autre, on peut dire que les risques sont importants à la fois sur le plan climatique et sur le plan économique : le choix d'une mauvaise trajectoire pourrait entraîner la nécessité de construire rapidement des centrales à gaz et accroître ainsi fortement nos importations de gaz fossile, lequel est fortement émetteur de gaz à effet de serre.

Quel sera le rôle du nucléaire dans le mix électrique de demain ? Dans cet article, nous nous intéressons plus spécifiquement à deux dimensions : d'abord, la question du coût, et plus précisément celle de la compétitivité du nucléaire, et, ensuite, une efficacité énergétique du nucléaire essentielle en matière de décarbonation, avec un focus particulier sur la flexibilité du parc nucléaire français.

Le nucléaire est-il toujours compétitif ?

Le parc nucléaire actuel s'avère être le moyen de production le plus compétitif au titre des années à venir

L'électricité est un bien de première nécessité. Le nucléaire permet aux Français de bénéficier des prix de l'électricité les plus bas d'Europe de l'Ouest. En comparaison, un ménage allemand payait fin 2017 son courant plus de 60 % plus cher qu'un ménage français.

Cette performance est obtenue en grande partie grâce au parc nucléaire existant. Avec un coût cash de production à 33 €/MWh⁽⁵⁾ (qui comprend les investissements nécessaires à la poursuite d'une exploitation au-delà de quarante ans), le parc nucléaire français actuel est, pour les années à venir, le moyen le plus compétitif pour produire de l'électricité. Déjà amorti, il restera naturellement moins coûteux que n'importe quel autre nouveau moyen de production, et ce quel qu'il soit.

Ainsi, les différents scénarios étudiés par la SFEN⁽⁶⁾ (modèle PRIMES) montrent que plus la diversification du mix électrique est lissée dans le temps, et moins le coût de la transition sera important en termes d'investissement dans de nouvelles installations de production ou dans l'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ainsi, dans le scénario prévoyant une part du nucléaire égale à 50 % du mix électrique en 2045, au lieu de 2030, le prix de l'électricité serait inférieur de 10 %, cela étant directement lié au coût de production très compétitif du parc nucléaire existant.

On aura besoin de renouveler une partie du parc en faisant appel à des moyens nucléaires de nouvelle génération

À plus long terme, entre 2030 et 2050, la France devra renouveler une partie de son parc nucléaire en faisant appel à de nouveaux moyens de production bas-carbone. Le futur mettra en jeu des énergies renouvelables à bas coût, mais variables. La structure du mix dépendra de leurs caractéristiques en matière de variabilité, de celles de la demande d'électricité et des capacités de gestion (stockage, effacement).

Tous les grands scénarios de décarbonation à l'échelle mondiale, que ce soit ceux élaborés par l'AIE⁽⁷⁾ ou le GIEC⁽⁸⁾,

prévoient une part des moyens bas-carbone pilotables de l'ordre de 40 à 50 %, à l'horizon 2050. Le nucléaire est, avec l'hydroélectricité, l'un de ces grands moyens. Ainsi les scénarios de décarbonation de l'Union européenne⁽⁹⁾ suggèrent-ils une forte croissance de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique français à l'horizon 2050, mais tout en constatant la persistance d'un besoin d'au moins 40 GW de nucléaire en France et de 70 GW dans le reste de l'Union européenne.

En matière de compétitivité, le nucléaire ne peut être comparé qu'à des alternatives apportant les mêmes services

Les difficultés rencontrées ces dernières années par les premiers chantiers de réacteurs de 3^{ème} génération ont suscité des interrogations sur l'économie des nouvelles constructions d'installations nucléaires à moyen et long terme. Au regard de la baisse des coûts des moyens de production renouvelables, du solaire plus particulièrement, le nouveau nucléaire sera-t-il vraiment compétitif à l'horizon 2030-2050 ?

La question de la compétitivité de chacun des moyens de production ne peut plus être posée de manière isolée. D'abord, elle sera de plus en plus impactée par l'évolution du prix du CO₂. Mais surtout on ne pourra plus parler d'un coût « sortie d'usine ». On devra en effet de plus en plus tenir compte des interdépendances au sein du système électrique : pourcentage de sources non pilotables, limites des moyens de stockage et des autres sources de flexibilité. La compétitivité s'appréciera aussi différemment en fonction de l'évolution de la structure du marché de l'électricité.

Le nucléaire fonctionne 24h/24, 7j/7, et ce quelles que soient les conditions météorologiques. Il est même capable d'apporter, comme on le verra pour la France, une grande flexibilité. En matière de services rendus au système, le nucléaire ne peut être en effet comparé qu'à des moyens de production eux aussi pilotables comme les unités à charbon, au gaz, ou encore, à l'hydroélectricité. Si l'on considère que l'hydroélectricité ne pourra pas se développer beaucoup plus en Europe, et que les technologies de capture et séquestration de carbone (CCS) n'ont pas encore atteint la maturité technologique et économique, le nouveau nucléaire est dès lors le seul moyen à la fois bas-carbone et pilotable qui soit disponible et déployable en Europe.

On peut réduire le coût du nucléaire de nouvelle génération

Si les premiers chantiers EPR ont enregistré des retards et des dépassements des budgets initiaux, le plus gros des difficultés est en voie d'être surmonté : l'EPR de Taishan

(5) SFEN (2017), « Coût de production du parc nucléaire français », septembre.

(6) SFEN (2018), « Le nucléaire français dans le système énergétique européen ».

(7) AIE ETP (2017), scénarios 2DS et B2DS.

(8) Special Report 1,5C summary for policy makers.

(9) EUCO 30 P. Capros E3 Modelling, septembre 2017.

en Chine a démarré le 6 juin dernier. Ces chantiers ont permis de revitaliser une chaîne industrielle française qui avait perdu en compétence suite à sa mise en sommeil de quinze ans ayant suivi l'achèvement de la construction des derniers réacteurs, dans les années 1990. Le pays est de nouveau en capacité de construire, et doit garder aujourd'hui la maîtrise d'éléments stratégiques nécessaires au renouvellement de son parc.

Il s'agit désormais pour le gouvernement d'apprécier au mieux quel programme industriel la France doit mettre en œuvre pour renouveler, aux meilleures conditions économiques, une partie de son parc sur la période 2030-2050 et garantir un coût de production compétitif par rapport aux moyens de production pilotables, c'est-à-dire principalement aux centrales à gaz fossiles. EDF a déclaré viser un objectif de 60 à 70 € par MWh⁽¹⁰⁾.

Bénéficiant de l'expérience de la construction du parc actuel, de nombreuses pistes existent pour diminuer le coût de l'investissement initial – principale composante du coût de production futur –, qui inclut à la fois le coût de construction et une part importante des coûts financiers. La construction de réacteurs par paire sur un même site génère déjà des économies de 15 % grâce aux gains réalisés sur les études et à une meilleure gestion des équipes. Le bénéfice des effets de série est atteint dès la construction de trois paires, soit six unités. Un bon cadencement des chantiers, grâce à une visibilité programmatique, permettrait aux acteurs de l'ensemble de la filière de calibrer leurs investissements dans leurs outils industriels, ainsi que leurs recrutements et leurs investissements en compétences. Les études montrent aussi la forte sensibilité du coût de l'investissement initial aux conditions de financement des projets. Une étude de la Cour des Comptes britannique⁽¹¹⁾ suggère une meilleure répartition des rôles entre les pouvoirs publics et les acteurs industriels. Les dernières annonces britanniques concernant le montage financier du prochain projet de construction d'une centrale nucléaire au pays de Galles, sur le site de Wylfa⁽¹²⁾, vont dans ce sens.

Peut-on se passer, à l'échelle mondiale, du nucléaire pour décarboner le système électrique ?

La France s'est fixé une ambition à la fois nationale et internationale dans la lutte contre le changement climatique. Trois ans après la COP21 et l'Accord mondial sur l'objectif de limiter le réchauffement à 1,5 °C en 2100, le dernier rapport du GIEC alerte sur le fait que cette limite pourrait être atteinte entre 2030 et 2040 : un constat, nous sommes en train de perdre la bataille climatique. La France, à travers le plan Climat, s'était également fixé un objectif de décarbonation à horizon 2050, mais ses émissions ont encore augmenté de 4 % en 2017.

Le nucléaire est un moyen efficace et reconnu de décarbonation

Le GIEC⁽¹³⁾ établit la médiane des émissions du nucléaire au niveau mondial à 12 g/kWh, soit au même niveau que l'éolien. En France, les émissions se situent dans la four-

chette basse (jusqu'à 4-5 g/kWh, selon certaines études), en raison du faible contenu carbone de l'électricité utilisée pour l'étape de l'enrichissement de l'uranium.

La production d'énergie nucléaire fournie par trente pays différents était en légère augmentation en 2017 représentant 10,3 %⁽¹⁴⁾ de la production mondiale d'électricité. Depuis 1970, elle a permis d'éviter plus de 60 Gt de CO₂ dans le monde, soit l'équivalent de cinq années d'émissions de CO₂ du secteur électrique. Ceci en fait la deuxième énergie bas-carbone contributrice, derrière l'hydroélectricité.

À l'exception de la Norvège, les pays européens qui ont rapidement réduit leurs émissions dans le secteur électrique (la Suède, la Suisse et la France), combinent énergie nucléaire et hydroélectricité. Grâce à l'énergie nucléaire, la France est le pays le plus décarboné⁽¹⁵⁾ (en émissions par habitant) des sept plus grands pays industrialisés (G7). Enfin, l'analyse du programme nucléaire suédois mis en œuvre à partir de 1972⁽¹⁶⁾ démontre la capacité du nucléaire à décarboner rapidement le système électrique : les émissions par habitant y ont baissé de 75 % en moins de vingt ans.

Le nucléaire est aujourd'hui disponible industriellement dans tous les grands pays émetteurs de gaz à effet de serre de la planète : la Chine, les États-Unis, l'Inde, l'Europe, le Japon... Il représente une véritable alternative bas-carbone au charbon (production massive, 24h/24), qui est l'énergie la plus émettrice de gaz à effet de serre et la plus polluante, celle-ci représente aujourd'hui encore 40 % de la production d'électricité mondiale.

Précipiter la fermeture de capacités pilotables bas-carbone, comme le nucléaire, pourrait aller à l'encontre des objectifs climatiques

Dans son « Bilan prévisionnel 2017 », RTE a montré que réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025 nécessiterait la fermeture forcée de 23 à 27 réacteurs, ce qui se traduirait par un besoin accru d'infrastructures de production pilotables fossiles : le maintien des centrales au charbon existantes au-delà de 2025 et la construction d'une vingtaine de nouvelles centrales au gaz. Au total, ce scénario entraînerait une augmentation des émissions variant de 38 à 55 millions de tonnes de CO₂ par an, soit l'équivalent de deux tiers des émissions de CO₂ du parc automobile français⁽¹⁷⁾. Ce scénario rappelle les exemples récents américains (Californie, Vermont, New Jersey⁽¹⁸⁾), où l'on a vu qu'avec des fermetures prématurées de centrales

(10) Soit le niveau nécessaire pour être dans la fourchette basse des coûts des centrales à cycle combiné gaz avec un prix du carbone de l'ordre de 20 à 30 €/tCO₂.

(11) Hinkley Point C (2017), National audit office, juin.

(12) <https://www.bbc.com/news/uk-wales-44161097>

(13) 5^{ème} rapport d'évaluation, 2015.

(14) AIEA.

(15) Banque mondiale.

(16) ScienceMag (2016), China-U.S. cooperation to advance nuclear power.

(17) MEDDE (2016), « Les émissions de gaz à effet de serre (GES) des voitures particulières (VP) s'élèvent à 69,5 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2014 - Chiffres clés de l'environnement ».

(18) SFÉN, « Urgence climatique : peut-on se passer du nucléaire ? ».

nucléaires, c'étaient des centrales à gaz de schiste, fortement émettrices de gaz à effet de serre, mais pilotables, qui s'étaient pour l'essentiel substituées à l'énergie nucléaire bas-carbone.

Si l'échéance fixée à 2025 de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique a été repoussée en France, trois incertitudes importantes demeurent sur la sécurité d'approvisionnement pour notre pays dans les années qui viennent. La première incertitude concerne la stratégie de nos voisins, avec lesquels la France est de plus en plus interconnectée. La seconde est le rythme de déploiement des énergies solaires et éoliennes, ainsi que du stockage. Enfin, on ne peut exclure, malgré les progrès réalisés en termes d'efficacité énergétique, une légère augmentation de la consommation d'électricité. L'électricité bas-carbone est en effet un atout reconnu, et ce dans tous les scénarios de décarbonation : elle offre d'ores et déjà des solutions pour de nombreux usages quotidiens, dans lesquels la consommation d'énergies fossiles est encore forte, comme celui des transports ou de l'habitat. Les nombreuses qualités de ces solutions sont susceptibles d'accélérer leur adoption par les Français.

Le nucléaire français contribue fortement à la décarbonation du système électrique européen, en particulier par sa flexibilité

La production nucléaire s'insère dans le système électrique européen et participe à chaque instant à son fonctionnement. Son fonctionnement « en base » constitue un apport majeur en électricité bas-carbone, non seulement en France, mais également dans l'ensemble de l'Europe. Le solde exportateur net français a été ces dernières années de l'ordre de 10 % de la production, avec des pointes d'exportation à 74,2 TWh en 2017. Parce que son électricité présente une teneur en carbone très faible (76 g/CO₂/MWh) par rapport à la moyenne européenne (350 g/CO₂/MWh), la France contribue à décarboner le mix électrique de ses voisins européens. De ce point de vue, la France apporte une contribution analogue à celle de la Suède, qui a été en 2015 – année record de production de son parc composé d'hydraulique, de nucléaire et d'éolien – capable d'exporter jusqu'à près de la moitié⁽¹⁹⁾ de sa production électrique bas-carbone à destination de ses voisins, dont des pays très « charbonnés », comme la Pologne, l'Allemagne et la Lituanie.

Mais le nucléaire français permet également, par sa flexibilité (possibilité de mobiliser plus ou moins 80 % de puissance en trente minutes), de contribuer à la gestion de la variabilité de l'offre d'électricité européenne, qui croît

avec l'augmentation de la part du parc de renouvelables. Il se révèle ainsi essentiel pour permettre la montée en puissance des énergies renouvelables non seulement en France, mais aussi dans les autres pays, et évite pour une bonne part le recours à des unités à gaz ou à charbon par des pays qui développent des parcs EnR.

Une récente étude réalisée conjointement par l'IDDRI et l'Agora-Energiewende⁽²⁰⁾ montre, au-delà de l'analyse des exportations nettes, qu'une baisse des capacités nucléaires françaises conduirait à une « hausse des émissions de CO₂ dans les pays voisins de la France, notamment l'Allemagne, et par effet domino dans l'ensemble des pays du système interconnecté ».

La flexibilité du nucléaire, qui permet de faire du suivi de charge en alternative au stockage, est aujourd'hui identifiée comme une fonctionnalité majeure pour le développement de nouveaux réacteurs nucléaires, en particulier les SMR (*Small Medium Reactors*).

Conclusion

Trois ans après la COP21, les émissions de gaz à effet de serre, au lieu de diminuer, n'ont cessé d'augmenter dans le monde, y compris en France. Notre pays, qui a déjà décarboné son électricité, doit investir pour réduire sa consommation d'énergie fossile et piloter de manière prudente son mix électrique, pour ne pas être contraint de développer à court et moyen terme des centrales à gaz fossile. Il doit d'ores et déjà préparer le programme industriel qui lui permettra d'assurer la pérennité de son socle nucléaire à l'horizon 2050, avec le renouvellement d'une partie de son parc. Alors que la Chine représente un tiers des constructions mondiales, et que le barycentre se déplace vers l'Asie, la France est le dernier pays européen apte à concevoir et à construire des réacteurs nucléaires, si toutefois elle entretient ses compétences par le lancement d'un programme national. C'est donc seulement grâce à la France qu'il sera encore possible, si l'Europe prend conscience de l'importance stratégique de la technologie nucléaire pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, de relancer au cours des prochaines décennies des programmes européens en matière d'énergie nucléaire.

(19) <https://news.vattenfall.com/en/article/large-electricity-production-and-record-exports-sweden>

(20) « L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030 », mars 2018.

Transition énergétique : coordonner baisse du nucléaire et montée des ENR pour éviter d'affaiblir plus encore la compétitivité industrielle

Par Stéphane DELPEYROUX

Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

Alors que les débats sur la programmation pluriannuelle de l'électricité (PPE) sont en cours et que le Réseau de transport d'électricité (RTE) a présenté des scénarios d'évolution du mix électrique, le gouvernement a annoncé le report de l'atteinte de l'objectif de 50 % d'électricité d'origine nucléaire en 2025. L'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) s'en félicite et souhaite que la compétitivité énergétique de la France soit un objectif assumé ; loin d'être incompatible avec la montée en puissance des ENR, l'objectif de compétitivité industrielle nécessite de maîtriser le rythme de l'évolution du mix électrique et de conserver l'atout essentiel que constitue la production du parc électronucléaire français.

Avant-propos : l'électricité est un facteur essentiel de compétitivité industrielle

Les cinquante membres de l'UNIDEN représentent environ 70 % de la consommation énergétique industrielle en France. Pour la plupart d'entre eux, qu'ils soient présents dans l'agroalimentaire, l'automobile, la chimie, les ciments et chaux, l'électronique, les métaux, le papier ou le verre, la maîtrise des coûts énergétiques est un facteur essentiel de compétitivité sur la scène mondiale. Ces industries répondent aux caractéristiques suivantes :

- **une extrême sensibilité au coût de l'électricité, dans toutes ses composantes (électron, prix du transport, fiscalité) :** une caractéristique déterminante dans les décisions d'investissement et de maintien de leurs activités ; quand l'énergie représente 20, 30 voire 70 % (pour le chlore) du coût de revient, elle constitue une véritable matière première stratégique ;
- **elles sont soumises à une concurrence mondiale :** les variations de coûts énergétiques ne sont généralement pas répercutables sur les prix de leurs produits, alors que les usines situées en France sont en concurrence directe avec des usines localisées en Europe ou ailleurs dans le monde ;
- **un impératif d'efficacité énergétique intégré depuis longtemps :** la consommation d'énergie par unité produite dans le secteur de la chimie en France a baissé de 21 % entre 2001 et 2012 ⁽¹⁾, celle de la sidérurgie

de 10,6 % ; le secteur du verre réduit en moyenne ses consommations de 1 % par an ; dans le secteur de l'aluminium primaire, les usines françaises font partie des plus efficaces au monde ;

- **au sort de leurs usines sont liés de nombreux emplois :** à titre d'exemple, les industries électro-intensives représentent, en France, 50 000 emplois directs et 100 à 120 000 emplois indirects ; au-delà, comme elles sont situées en amont de filières fortement intégrées, ces usines (acier, aluminium, autre métallurgie, chlore...) sont vitales pour le maintien de nombreux emplois à l'aval, des emplois industriels et de services aux industries.

Ces dix dernières années, les industriels membres de l'UNIDEN, qui ont des usines dans le monde entier, ont observé une dégradation de la compétitivité de l'approvisionnement énergétique de leurs sites français, du fait notamment de l'évolution des politiques énergétiques et industrielles des pays concurrents (gaz de schiste nord-américain qui permettent de produire une électricité à un prix deux fois moindre, baisse des prix du pétrole, mise en place d'accès à de l'énergie patrimoniale via des contrats de long terme dans certains pays et de dispositifs de soutien aux électro-intensifs au sein de l'Union européenne, etc.).

(1) « L'intensité énergétique de l'industrie a baissé entre 2001 et 2012 », *Chiffres et statistiques, Commissariat général au Développement durable, juillet 2014.*

Ces évolutions interviennent alors que, contrairement à la plupart de ses concurrents mondiaux, l'industrie européenne, et donc française, est déjà fortement engagée dans la réduction de ses émissions de CO₂ via le Système européen d'échange de quotas d'émissions de CO₂, en cours de réforme.

Certes, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a permis la mise en place de mesures compensatoires pour l'industrie électro-intensive, lui permettant ainsi d'atténuer à court terme cette évolution défavorable du différentiel de compétitivité.

Mais l'évolution du mix énergétique français, et plus encore son rythme et son organisation, continueront à avoir un impact sur la compétitivité énergétique de la France, et donc sur la situation des industries consommatrices d'électricité. C'est à ce titre que l'UNIDEN souhaite apporter sa contribution aux réflexions en cours sur la PPE.

Le nucléaire, un facteur de prévisibilité essentiel à l'investissement industriel

Les grands groupes industriels nationaux et internationaux implantés en France, qui pour nombre d'entre eux sont membres de l'UNIDEN, sont des financeurs d'investissements structurants pour le tissu industriel, sont des créateurs d'activité, de richesse et d'emplois bien au-delà de leurs seules activités.

Les critères économiques sur lesquels un groupe industriel électro-intensif se fonde pour décider d'implanter une unité de production, d'investir dans la modernisation d'installations existantes, voire de suspendre ou, au contraire, de reprendre la production, sont les suivants :

- la compétitivité des coûts de production ;
- la non-sensibilité au risque carbone à moyen-long terme ;
- la disponibilité d'une production électrique de base de forte puissance ;
- et la prévisibilité de ces facteurs sur au moins quinze ans, pour permettre l'amortissement d'investissements lourds nécessaires au maintien des usines au meilleur niveau de performance mondial, voire au développement de nouvelles capacités.

La production d'électricité nucléaire française répond à chacune de ces exigences. C'est pourquoi les industries électro-intensives, dont la consommation électrique est à la fois prévisible à moyen et long terme et souvent « plate », c'est-à-dire sans à-coups, considèrent le parc nucléaire comme un atout majeur du mix énergétique français, comme l'est, pour leurs concurrents, la production hydroélectrique à très grande échelle au Canada ou dans certains pays du Nord de l'Europe.

En France, les énergies alternatives au nucléaire ne peuvent présenter, à l'heure actuelle, les mêmes qualités :

- les moyens de production de base alternatifs au nucléaire sont le charbon, le gaz et, dans une moindre mesure, l'hydraulique au fil de l'eau ; le charbon et le gaz sont importés et très carbonés, le potentiel de dévelop-

pement de l'hydraulique au fil de l'eau est, quant à lui, très faible ;

- aujourd'hui et pour un certain nombre d'années encore, le recul de la part du nucléaire du fait de la fermeture de centrales devrait être compensé essentiellement, comme l'a reconnu le gouvernement, par une production thermique à partir d'énergies fossiles, en bonne partie importée, qui prendrait une part accrue dans le mix énergétique français ; or, les prix de ces énergies, gaz et fioul, dépendent des fluctuations des places de marché mondiales : la dépendance extérieure de la France nuirait à la prévisibilité à long terme des prix et à la sécurité d'approvisionnement, sans compter le risque carbone qui serait inévitable ;
- la montée en puissance des énergies renouvelables, principalement l'éolien et le solaire, couplée au développement massif de moyens complémentaires de stockage comme les batteries, pourrait pallier partiellement leur nature intermittente. À l'horizon de dix ou quinze ans, toutefois, la production en base qui pourrait être ainsi générée ne sera pas à la hauteur des besoins de l'industrie ; il est donc indispensable qu'une production de base nucléaire suffisante reste disponible.

Les dividendes du choix nucléaire sont encore devant nous

Il a initialement été prévu d'amortir les centrales nucléaires françaises, construites en grande partie au cours des années 1980, sur vingt-cinq ans. Or, le programme de « grand carénage » élaboré par EDF pourrait permettre de prolonger leur durée de vie jusqu'à cinquante, voire soixante ans, en préservant le périmètre actuel du parc et dans le respect des exigences de sûreté révisées après Fukushima. La visibilité apportée par cette opportunité de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire correspond précisément au besoin de visibilité de l'industrie sur les quinze prochaines années, un besoin qui ne peut pas être satisfait à cet horizon par des moyens de production de base alternatifs.

Dans son rapport annuel de 2016, la Cour des Comptes estimait que l'objectif de 50 % de production nucléaire en 2025, fixé par la loi de transition énergétique, impliquerait la fermeture de l'équivalent de dix-sept à vingt réacteurs, soit un tiers du parc actuellement en exploitation, à hypothèses constantes de consommation et d'exportation d'électricité et en supposant que le développement des énergies renouvelables suive le rythme et soit financé. La Cour recommandait une évaluation sérieuse des conséquences industrielles et financières de l'application de la loi sur le programme de grand carénage prévu par EDF dont elle soulignait par la même occasion la cohérence économique : prolonger la durée d'exploitation d'un investissement rentable et largement amorti.

La Cour estimait par ailleurs que l'ensemble du programme nécessiterait 110 000 recrutements entre 2016 et 2020 dans des emplois directs et indirects, dont 70 000 allant du bac professionnel au niveau bac + 3, et ce alors que la France déplore une hémorragie d'emplois industriels depuis plusieurs décennies.



Photo © Laurent Cerino/REA

Opération de maintenance sur une turbine de production d'énergie électrique, centrale EDF du Bugey, 29 août 2011.

« Le programme de “grand carénage” élaboré par EDF pourrait permettre de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires jusqu'à cinquante, voire soixante ans, en préservant le périmètre actuel du parc et dans le respect des exigences de sûreté révisées après Fukushima. »

Anticiper la fermeture de centrales nucléaires avant d'avoir développé le parc renouvelable serait une erreur stratégique

La fermeture anticipée de réacteurs, sans prolongation des centrales qui peuvent l'être, serait une décision anti-économique, pour plusieurs raisons :

- renoncer à toucher les dividendes d'un choix stratégique national en décidant la non-prolongation d'un parc amorti est une erreur tant au plan économique qu'à celui de l'emploi, en particulier au moment où la nécessité de stopper la destruction d'emplois industriels en France apparaît comme une évidence ;
- la prolongation de la durée de vie des centrales est un choix économique rationnel, y compris en tenant compte des investissements de sûreté rendus nécessaires après avoir tiré les leçons de Fukushima ;
- la production électronucléaire constitue un atout essentiel d'exportation qui est appelé à se renforcer, notamment en réponse à la volatilité de la production d'origine éolienne qui est en forte croissance en France et en Europe et au risque carbone renforcé en Allemagne, profitant tout particulièrement du fait que les systèmes électriques de la plaque continentale européenne sont de mieux en mieux interconnectés ;
- la nécessité d'indemniser EDF pour compenser son manque à gagner au titre des années correspondant à la non-prolongation de l'exploitation de ses centrales, comme l'a montré le dossier de la fermeture de la centrale de Fessenheim, pèsera sur la collectivité, d'une manière ou d'une autre.

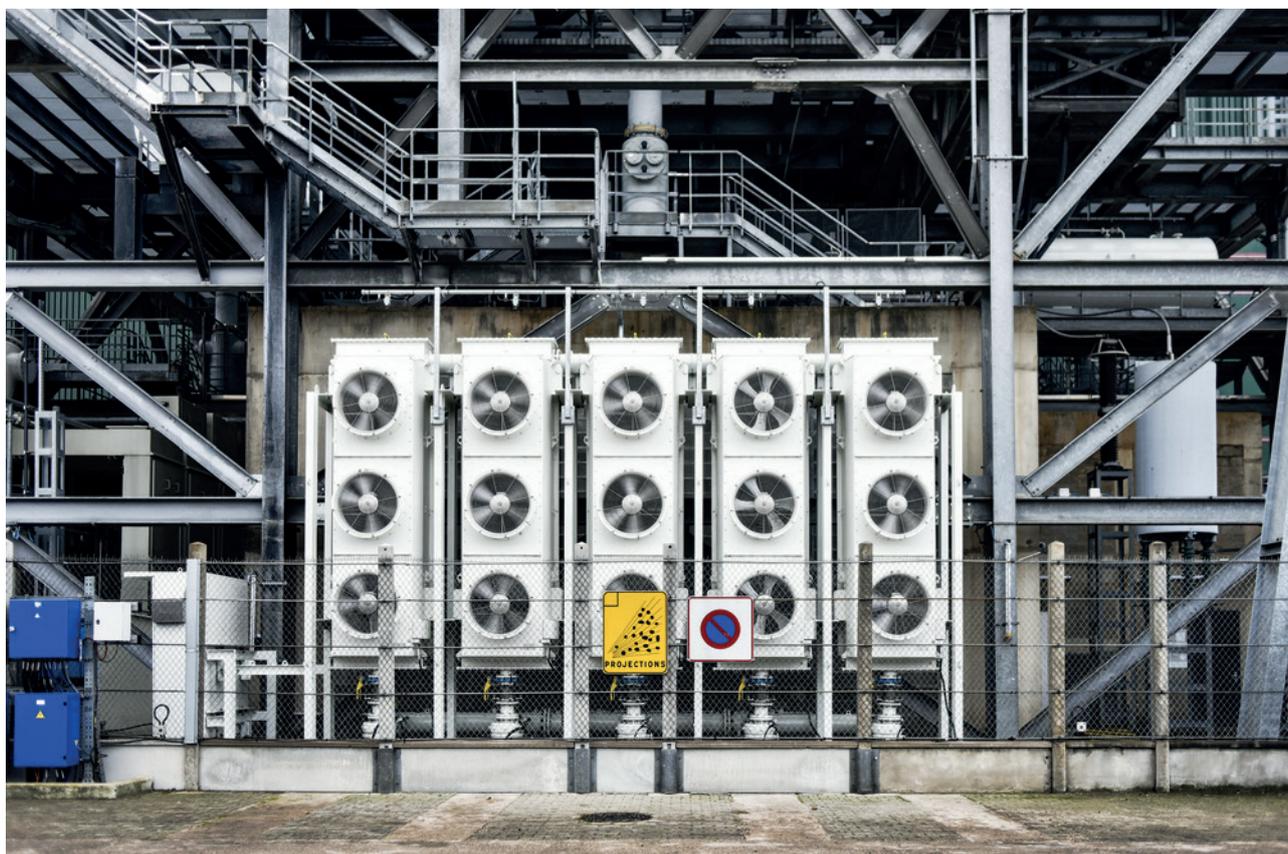
La production d'électricité d'origine nucléaire a permis à la France de maîtriser l'évolution des prix de l'électricité pendant plusieurs décennies. Même si cette particularité française tend à s'atténuer du fait de l'intégration d'un marché européen de plus en plus interconnecté, renoncer prématurément à cet instrument de maîtrise de notre avenir industriel serait un non-sens économique.

Les coûts d'indemnisation évités en cas de non-fermeture anticipée des centrales d'EDF pourraient être mobilisés de façon plus productive pour financer la transition énergétique, le développement du parc renouvelable et les nécessaires évolutions du réseau face à un tel développement.

Le recul de la part du nucléaire concerne au premier chef les industries consommatrices

Passer de 75 à 50 % d'électricité d'origine nucléaire par la fermeture anticipée de centrales, quel que soit le ca-

Photo © Xavier Popy/REA



Le transformateur principal de la centrale nucléaire de Cattenom.

« La visibilité apportée par cette opportunité de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire correspond précisément au besoin de visibilité de l'industrie sur les quinze prochaines années, un besoin qui ne peut pas être satisfait à cet horizon par des moyens de production de base alternatifs. »

lendrier, c'est supprimer 100 TWh d'électricité nucléaire, soit l'équivalent de la consommation industrielle d'électricité ; or, tant qu'un moyen alternatif décarboné ne sera pas en mesure de produire un tel volume en base, le profil de consommation industriel a besoin du profil de production nucléaire (voir *supra*) : l'outil industriel français et les emplois associés, directs et indirects, sont en jeu.

À horizon de quinze ans, compenser cette perte de 100 TWh en base en recourant à des ressources renouvelables ne peut s'envisager que très partiellement, d'autant plus que la transition énergétique doit permettre de s'adapter aux multiples incertitudes sur l'évolution de notre contexte économique :

- incertitude sur l'évolution de la consommation d'électricité, laquelle dépendra en particulier du rythme de croissance des véhicules électriques et du développement économique global ;
- incertitude sur le rythme de développement du parc renouvelable, lequel est dépendant de facteurs tels que le progrès technique, l'évolution des coûts et les capacités de financement disponibles.

Le recours à des moyens de production carbonés dans un contexte de forte hausse annoncée du carbone représenterait non seulement une dégradation du bilan carbone

européen en annulant tout ou partie de l'impact des renouvelables français (comme en Allemagne, ces dernières années), mais aussi un surcoût considérable qui se traduirait nécessairement par :

- une augmentation du coût de la capacité spécifiquement française ;
- une forte augmentation du prix du marché de gros de l'électricité et, par voie de conséquence, du différentiel concurrentiel entre les industriels français et leurs concurrents mondiaux.

C'est cette analyse que le gouvernement a partagée en annonçant le report de l'atteinte de l'objectif d'une réduction à 50 % de l'électricité d'origine nucléaire en 2025.

Conclusion : priorité doit être donnée à un pilotage souple et pragmatique de la transition énergétique ; il est de l'intérêt de tous les consommateurs de développer les capacités de production d'origine renouvelable tout en prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires

Dans le contexte décrit plus haut, parmi les scénarios qui seront évoqués dans les mois à venir, dont les premiers

Les recommandations de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

1) Le prix de l'électricité est un facteur de compétitivité et de localisation des activités des industries fortement consommatrices d'électricité, en concurrence sur le marché mondial.

2) Le parc nucléaire existant garantit des coûts de production compétitifs sur les quinze prochaines années, une électricité décarbonée, la disponibilité d'une production électrique de base de forte puissance en adéquation avec les profils et les volumes de consommation de nos usines, le tout dans un cadre d'évolution prévisible. À ce jour, les sources d'électricité alternatives n'apportent pas le même ensemble de garanties.

3) Les dividendes du choix nucléaire sont encore devant nous : la durée de fonctionnement des centrales nucléaires permet d'amortir les investissements sur un plus grand nombre d'années, donc de maîtriser les coûts de production.

4) EDF a prévu un programme de « grand carénage » permettant la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire dans le respect des exigences de sûreté telles que révisées après Fukushima. Ce programme garantirait la puissance de base et la visibilité nécessaires dans un contexte de développement résolu des ENR.

5) La montée en puissance des ENR permettrait de faire descendre la production d'origine nucléaire à 50 %, sans fermeture prématurée de centrales : dans un marché électrique de plus en plus européen, la France pourrait ainsi développer ses exportations, concourant par là même à une décarbonation du mix électrique européen, plutôt que de devoir importer une électricité plus carbonée que celle produite en France.

6) La fermeture anticipée (sans prolongation) de centrales nucléaires engendrerait, outre d'importants coûts liés à l'indemnisation d'EDF, un manque de souplesse face aux évolutions macroéconomiques, un recours accru à des productions carbonées, une incertitude sur la sécurité d'approvisionnement et des tensions sur les prix. Cela se traduirait par une baisse de la compétitivité énergétique de la France qui rendrait difficile le maintien d'activités électro-intensives dans notre pays.

C'est pour toutes ces raisons que l'UNIDEN recommande :

- d'éviter toute décision prématurée et irréversible sur l'évolution du parc nucléaire existant ;
- d'accompagner la montée en puissance des ENR en adaptant la poursuite de la production nucléaire à leur développement, sans dogmatisme sur le rythme de fermeture des centrales nucléaires. La prolongation de la durée de vie de chaque centrale doit résulter d'un choix économique rationnel, fait sous le contrôle de l'ASN ;
- en résumé, un pilotage pragmatique de la transition énergétique visant la compétitivité économique et écologique.

ont été publiés par RTE début novembre, l'UNIDEN souhaite que soient écartés les scénarios « dogmatiques », tels que la baisse du nucléaire à 50 % dès 2025 ou le renoncement dès aujourd'hui à toute prolongation du recours au nucléaire au-delà de quarante ans.

Inversement, l'UNIDEN souhaite privilégier des scénarios « pragmatiques » assumant clairement des objectifs climatiques ambitieux, tout en préservant la compétitivité énergétique de la France : seule une approche souple de la transition énergétique, adaptant la baisse du nucléaire à l'évolution des paramètres économiques et au développement des ENR, peut permettre de concilier ces deux impératifs.

La prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire permettrait d'assurer cet équilibre :

- d'un point de vue financier, d'une part, parce que le prolongement de la durée de vie des centrales, qui est finançable, permettrait au nucléaire de rester compétitif à l'horizon 2030 ; d'autre part, parce que le coût ainsi évité

de l'indemnisation d'EDF, qui se chiffre en milliards d'euros, pourrait être utilement affecté au développement des ENR ;

- d'un point de vue économique et compétitif, parce qu'il permettra de mieux maîtriser l'évolution du coût de la capacité et, plus largement, celle des prix de l'électricité ;
- d'un point de vue écologique, parce qu'il évitera le recours à des importations d'électricité en provenance de pays voisins, sur la base de mix nettement plus carbonés que le mix électrique français.

Il ne peut y avoir de politique industrielle sans une politique énergétique visant à l'indépendance, à la sécurité d'approvisionnement et à la maîtrise des prix de l'énergie. La France a fait le choix du nucléaire, elle en bénéficie depuis longtemps et pourra continuer à en bénéficier sans que cela entre en contradiction avec les objectifs de développement des ENR, d'une part, et de réduction à terme de la part du nucléaire dans la production française, d'autre part.

Transition électrique : la fin d'un consensus allemand ?

Par François VALÉRIAN

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

La transition énergétique allemande, ou *Energiewende*, s'est particulièrement manifestée dans le soutien massif à la production d'électricité d'origine renouvelable. Au-delà des choix techniques et économiques, c'est un domaine qui a recueilli un large consensus pendant plusieurs années en Allemagne, et où ce pays a cherché à exercer un magistère moral. Les récentes évolutions de la politique allemande font néanmoins penser que ce consensus s'effrite.

Peu de mots allemands sont d'un usage commun en français. Il en est un pourtant qui est devenu familier à ceux qui s'intéressent un peu aux sujets énergétiques ou environnementaux, c'est l'*Energiewende*, mot allemand pour transition énergétique, mot plus fort en même temps que la transition, puisque la *Wende* désigne un tournant important, ou une transition rapide et brutale : les Allemands de l'Est se réfèrent aux quelques années de bouleversement après l'unité allemande comme à la *Wende*.

L'utilisation du terme d'*Energiewende* dans la politique allemande date du début des années 2000 et de la coalition gouvernementale dite « rouge-verte » entre les sociaux-démocrates du chancelier Gerhard Schröder et les Verts. Cette coalition, arrivée au pouvoir en 1998, a lancé un programme important d'énergies renouvelables et de sortie du nucléaire, largement poursuivi depuis 2005 par la chancelière Angela Merkel et ses coalitions gouvernementales successives, et dont la Figure 1 ci-dessous montre l'effet sur le mix électrique allemand de 2007 à 2016.

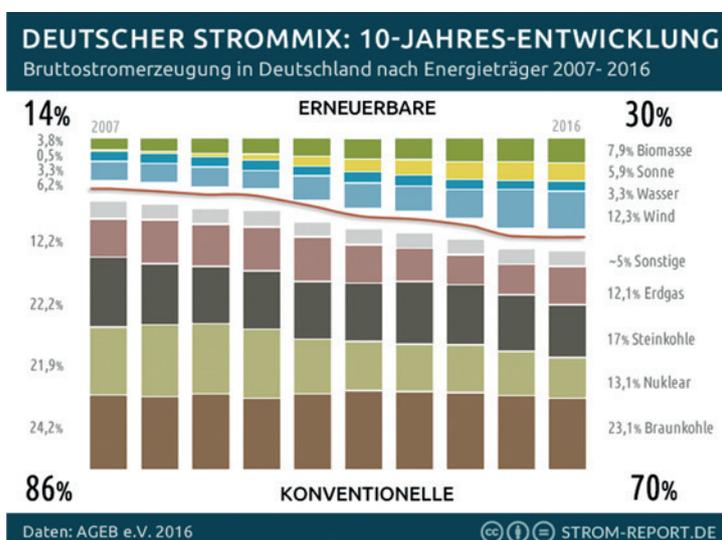


Figure 1 : Évolution du mix électrique allemand de 2007 à 2016.

En dix ans, de 2007 à 2016, la part des renouvelables dans le mix électrique allemand est passée de 14 à 30 %. Cette augmentation s'étant faite au détriment du nucléaire, dont la part a baissé de 22 à 13 %, et du charbon, de plus en plus importé avec la fermeture des mines déficitaires, mais qui reste de loin la principale source d'électricité en Allemagne avec 40 % en 2016 contre 46 % en 2007.

Les investissements considérables qui ont permis l'expansion des énergies renouvelables sont financés, comme en France, par les consommateurs d'électricité, mais, à la différence de la France, par les seuls consommateurs non exposés à la concurrence internationale, 2 092 entreprises ayant été exemptées en 2017 de cette contribution. Les Figures 2 ci-dessous et 3 de la page suivante montrent la croissance de la contribution aux énergies renouvelables (EEG-Umlage) en montants absolus et en cents par kWh.

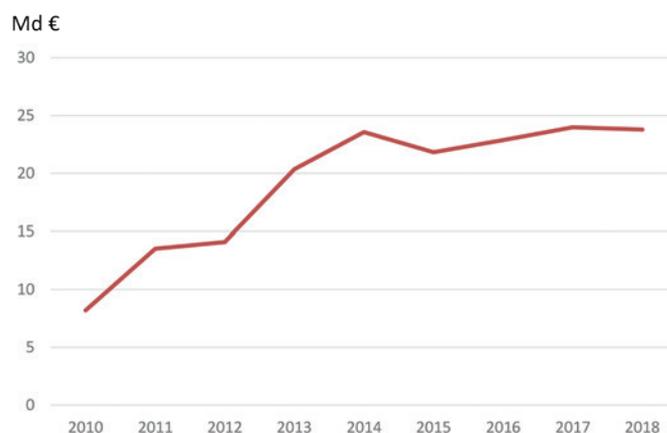


Figure 2 : Soutien apporté aux énergies renouvelables par les consommateurs allemands non exposés à la concurrence internationale, de 2010 à 2018, en Md€.

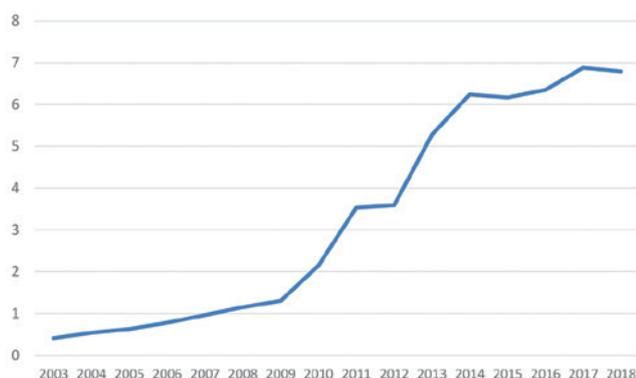


Figure 3 : Soutien apporté aux énergies renouvelables par les consommateurs allemands non exposés à la concurrence internationale, de 2010 à 2018, en cents par kWh.

Jusqu'à ces dernières années, la transition électrique, et la transition énergétique en général, faisaient l'objet en Allemagne d'un certain consensus politique. La politique allemande dans le domaine a été dans l'ensemble assez constante, avec un seul à-coup notable en 2009-2011. La coalition rouge-verte du chancelier Schröder fait émerger en 2000 un accord sur la sortie du nucléaire (*Atomkonsens*) retranscrit en 2002 dans la loi sur l'atome, qui prévoit une sortie de l'atome vers 2021. La Grande Coalition (*GroKo*, dans son abréviation allemande) entre démocrates-chrétiens, chrétiens-sociaux et sociaux-démocrates, qui forme le gouvernement en 2005 sous la direction d'Angela Merkel, dont c'est le premier mandat de chancelière, ne remet pas en cause ce qu'un des partenaires de la coalition avait mis en place. Les élections de 2009 auraient pu changer le cap, car elles donnent la majorité à une coalition dite « noire-jaune » entre les chrétiens-démocrates, leurs partenaires chrétiens-sociaux bavarois, et les libéraux. Or, ces derniers jugent excessifs les coûts de l'*Energiewende* et trouvent une oreille favorable notamment chez les chrétiens-sociaux, car plusieurs centrales nucléaires à fermer sont en Bavière. La durée de fonctionnement des centrales nucléaires est alors prolongée de 8 à 14 ans, mais dès l'accident de Fukushima en 2011, la coalition gouvernementale, sous l'impulsion de la chancelière, décide de revenir à la politique précédente, en l'amplifiant même par l'arrêt immédiat de huit centrales, et en fixant la sortie définitive à 2022.

L'objectif de 2022 pour la sortie du nucléaire a été confirmé au début de 2018 par le nouveau contrat de la Grande Coalition au pouvoir depuis 2013. Par contre, l'objectif d'une diminution des émissions carbonées de 40 % entre 1990 et 2020 a été officiellement reconnu comme inatteignable. Plus généralement, une comparaison entre le contrat de coalition de 2013 et celui de 2018, pourtant signés par les trois mêmes partis, montre une prudence bien plus grande sur les sujets de transition énergétique, et notamment de transition électrique. Alors que dans le pacte de 2013, le succès de l'*Energiewende* formait le sujet de toute une sous-partie de treize pages ; en 2018, le terme n'apparaît plus dans le sommaire, même s'il demeure dans le texte, mais souvent en lien avec la préservation d'une compétitivité économique, et les questions énergétiques n'apparaissent que sur deux pages et demie

dans une partie du chapitre sur l'économie, et par moments dans les six pages consacrées à *Environnement et climat*. En 2013, le déploiement massif des énergies renouvelables était affirmé comme une priorité, avec des objectifs de 40-45 % de part dans le mix en 2025, et 55-60 % en 2035. En 2018, il n'est plus question de l'objectif de 2025, même si un objectif ambitieux de 65 % est fixé pour 2030.

Observerait-on sur la transition électrique allemande un phénomène aussi observable ailleurs ? Sa description tiendrait en quelques mots : les années 2020, celles des grands objectifs climatiques, se rapprochent inexorablement. Il faudrait concevoir une économie de la rhétorique, dans laquelle, par un effet d'actualisation, les promesses coûteraient de plus en plus cher au fur et à mesure que leurs échéances se rapprochent. C'est sans doute le cas ici.

Il faut cependant aussi s'interroger sur les raisons politiques qui expliquent la fragilité nouvelle du consensus allemand sur la transition électrique, et qui rendent plusieurs couches de la population allemande de plus en plus sensibles aux deux principaux inconvénients de cette transition : le coût élevé de l'électricité et la fermeture de centrales ou de mines.

Le consensus français sur le nucléaire dans les années 1960 et au début des années 1970 était fondé sur une ambition d'indépendance, de puissance et d'efficacité économique. Le consensus de l'*Energiewende*, au début de notre siècle, a été fondé en Allemagne, selon moi, sur la recherche d'une position morale. Cela n'a pas été, bien évidemment, le seul moteur de cette politique, et une industrie allemande s'est développée, dans l'éolien et le photovoltaïque, pour tirer parti de la transition. Il n'est cependant pas démontré que l'économie allemande ait retiré un profit net des prélèvements sur le pouvoir d'achat pour financer des éoliennes, même construites en Allemagne. Il faut donc rechercher plus en profondeur les raisons de ce consensus.

La recherche d'une position que l'on peut présenter comme morale, ou dont on est convaincu qu'elle est morale, est un déterminant important de la vie politique et sociale allemande. On définira ici une position morale par une position inspirée par le souci du bien universel. Cet élément est ancien au moins en Allemagne du Nord, peut-être kantien, et il a été considérablement renforcé depuis les années 1970 par le sentiment puissant des crimes nazis à expier. Il n'y a jamais eu en France de défense morale du nucléaire, plutôt une défense économique. Il y a toujours eu en Allemagne l'idée que les énergies renouvelables permettraient d'améliorer le sort de l'humanité et de se débarrasser du nucléaire, pour lequel l'engouement a été en Allemagne de plus courte durée qu'en France. Le nucléaire est pour beaucoup d'Allemands un ennemi de la morale, et si la France n'a sacrifié qu'une centrale à la contestation nucléaire des années 1970, l'Allemagne de l'Ouest, confrontée aux missiles SS-20 soviétiques et qui accueille sur son sol les missiles Pershing américains, n'autorise plus de nouvelle centrale nucléaire après 1982.

Kraftwerke und Windleistung in Deutschland

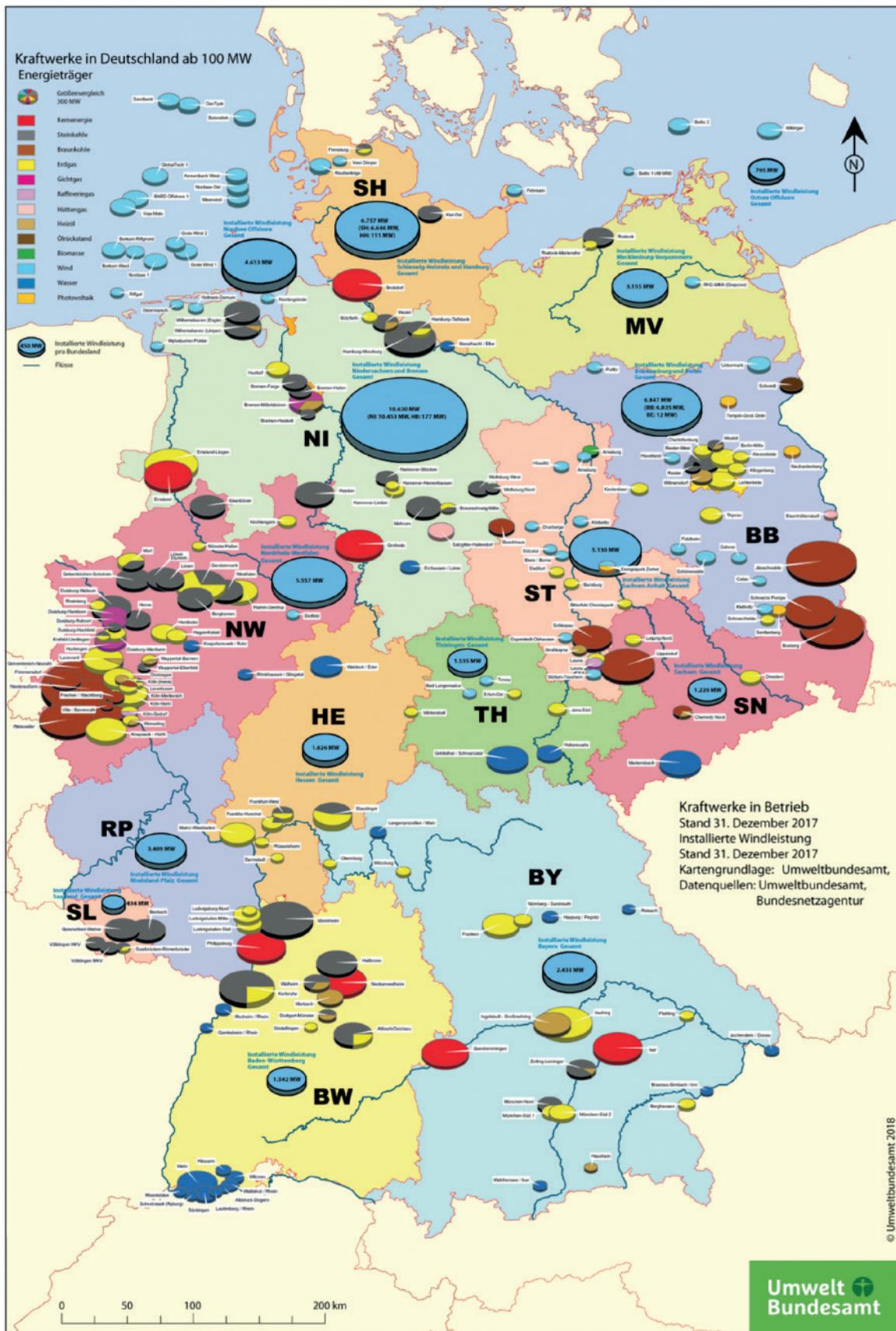


Figure 4 : Localisation des centrales électriques de puissance supérieure à 100 MW par combustibles, et des champs d'éoliennes, en Allemagne au 31 décembre 2017 (nucléaire en rouge, charbon et lignite en noir et brun, champs d'éoliennes en bleu clair, gaz en jaune).

L'Allemagne sortira du nucléaire d'autant plus aisément que la plupart des centrales se trouvent dans les deux Länder les plus riches, où le chômage est très bas, la Bavière et le Bade-Wurtemberg. La Figure 4 de la page précédente montre la localisation de ces centrales, ainsi que des autres, et notamment de celles au charbon.

Plusieurs événements politiques intervenus sur les dernières années, et particulièrement en 2017, rendent plus difficile l'exercice du magistère moral de l'*Energiewende*. En 2017, les libéraux sont revenus au Bundestag qu'ils avaient dû quitter en 2013, faute d'avoir alors atteint le seuil des 5 %. Leur chef a rompu avec éclat à l'automne 2017, surtout sur des questions d'environnement, les négociations pour une coalition noire-jaune-verte (dite « Jamaïque ») avec les démocrates-chrétiens, les chrétiens-sociaux et les Verts, et son parti critique fortement la charge de la transition électrique sur les consommateurs. Les libéraux appellent à un marché libre et non subventionné de l'énergie, reprenant d'une certaine manière leur tentative de 2009-2011 à laquelle la catastrophe de Fukushima avait mis fin. Leur préoccupation quant à la transition électrique est forte, celle sur la transition énergétique dans l'automobile est sans doute encore plus forte. Si l'on veut être sûr de croiser au moins un électeur libéral en Allemagne, ou plus précisément d'être dépassé par lui, il suffit d'entrer en Allemagne près d'Aix-la-Chapelle par l'autoroute qui vient de Belgique, et de le faire sur la voie de droite de cette autoroute à deux voies : au passage de frontière, quand cesse la limitation de vitesse, les voitures noires bondissent et vrombissent d'aise sur la voie de gauche, et en un instant l'on mesure à quel point la voiture puissante est une passion allemande, parfois en tension avec la morale de l'*Energiewende*. L'électorat de ce parti d'opposition à la Grande Coalition est plus restreint que celui des démocrates-chrétiens et comprend des professions libérales, des cadres et des chefs d'entreprise. Le parti libéral est néanmoins une menace, et donc une force de pression, sur Angela Merkel, car les électeurs circulent beaucoup, dans un sens ou dans l'autre, entre la démocratie chrétienne et ce parti, qui s'ajoute ainsi à l'AfD (Alternative pour l'Allemagne) dans le vaste champ laissé libre par la chancelière sur sa droite.

L'événement politique majeur de 2017 est en effet l'entrée de l'AfD, avec 12,6 % des voix, au Bundestag, où elle est le premier parti d'opposition à la Grande Coalition. On connaît l'histoire de ce parti, fondé en 2013 par des économistes hostiles à l'euro et à la solidarité avec la Grèce, assez marginal jusqu'à l'été 2015 et la décision d'accueillir les migrants, et qui est passé très vite, au prix d'un changement de direction, de la dette grecque à la crise migratoire, ce qui lui a permis de presque tripler en quatre ans son nombre d'électeurs. On peut vérifier sur la Figure 5 ci-contre, et en comparaison avec la Figure 4 de la page précédente, que l'AfD a obtenu de bons scores, voire ses meilleurs scores, dans des zones de production d'électricité au charbon.

Quel est le rapport entre l'*Energiewende* et la politique migratoire ? Ce sont les deux thèmes sur lesquels la chancelière, fille d'un pasteur qui avait choisi de passer à l'Est, incarne le plus la recherche d'une position morale.

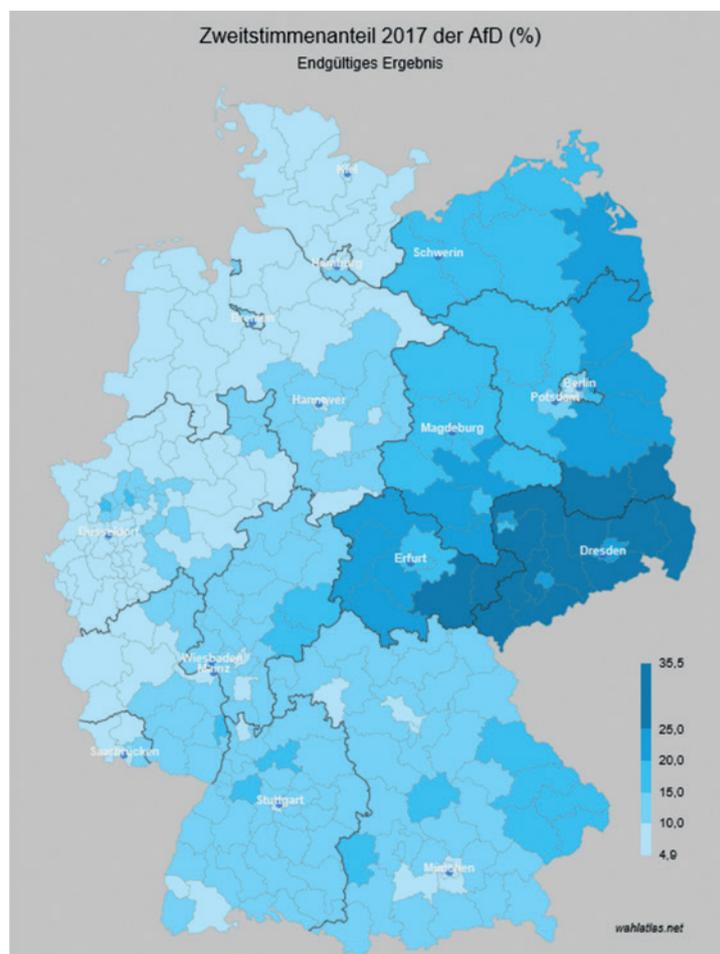


Figure 5 : Pourcentages de voix obtenus par l'AfD par circonscription aux élections législatives fédérales de septembre 2017.

Or, l'AfD n'est pas seulement un parti antimigrants. C'est un parti qui va aussi à l'encontre des discours dominants en Allemagne depuis plusieurs décennies, et notamment de l'idée très répandue selon laquelle le comportement allemand doit être d'autant plus exemplaire que les crimes du passé sont immenses. Pour un certain nombre d'Allemands, les énergies renouvelables comme l'hospitalité accordée aux migrants participent d'une recherche de rédemption. Or, pour les électeurs de l'AfD, cette recherche de rédemption est insupportable. L'AfD ne se contente pas de refuser les migrants, elle refuse de considérer le passé allemand comme on l'enseigne à l'école, et critique radicalement les consensus qui se sont établis sur les dernières décennies dans l'élite politique allemande, dont celui sur l'*Energiewende*. L'AfD applaudit au diesel, croit aux bienfaits du dioxyde de carbone sur la vie des plantes et ne sait pas pourquoi la Terre se réchauffe, réclame la fin de la contribution pour les énergies renouvelables, une sortie plus lente et moins coûteuse du nucléaire, l'arrêt de la construction des éoliennes qui gâchent les paysages allemands et la construction du gazoduc russe, ce dernier point n'étant pas seulement lié à la sympathie pour le pouvoir russe actuel, mais aussi à la nostalgie parfois explicite d'une Allemagne amie de la Russie dans l'Europe de la Sainte Alliance⁽¹⁾.

(1) Voir sur tous ces points le site <https://www.afd.de/> de l'AfD et son programme, <https://www.afd.de/grundsatzprogramm/>

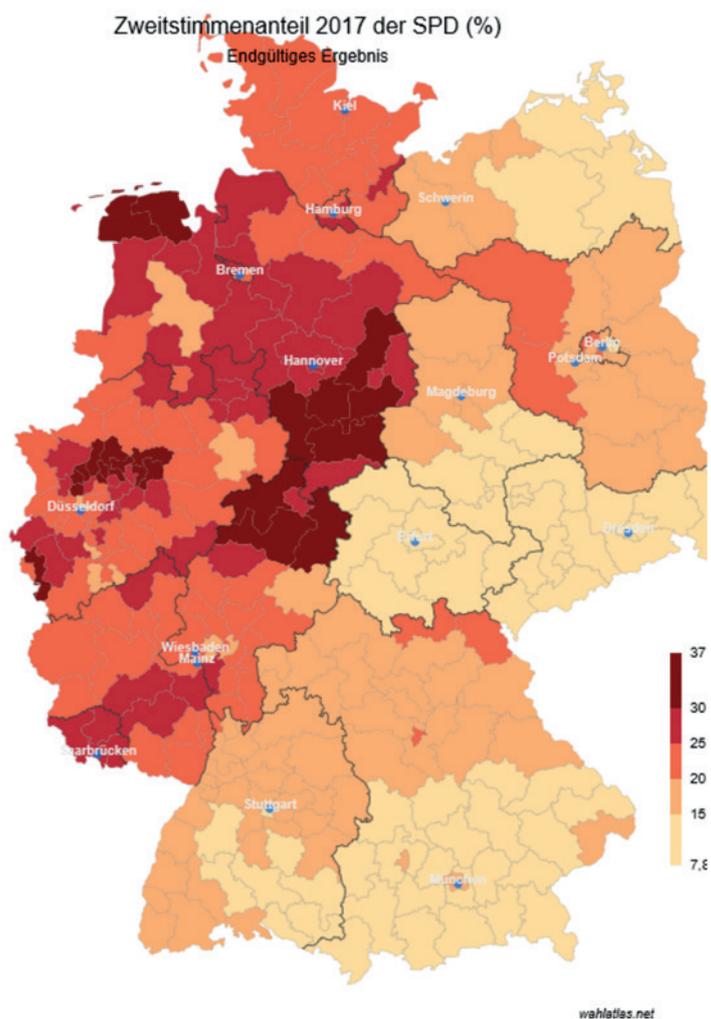


Figure 6 : Pourcentages de voix obtenus par la SPD par circonscription aux élections législatives fédérales de septembre 2017.

La remontée des libéraux et l'ascension de l'AfD ont réduit le socle électoral de la Grande Coalition, dont les trois partis ont recueilli en 2017 53 % des voix, contre 67 % en 2013. Ces partis semblent désormais davantage sur la

défensive, comme en témoigne la prudence avec laquelle ils ont décidé de former une commission pour étudier les conséquences économiques d'un arrêt de l'électricité au charbon dont l'échéance n'est pas fixée. La ministre de l'Environnement est une élue social-démocrate d'un bassin charbonnier de Rhénanie du Nord-Westphalie, région où est née au XIX^e siècle la social-démocratie allemande, où elle recueille toujours un soutien important (voir la Figure 6 ci-contre), mais où elle est désormais attaquée par l'AfD. De manière générale, la SPD est en difficulté, elle a réalisé en 2017 son pire score de l'après-guerre, le scrutin proportionnel et l'ascension ou la bonne performance de partis comme l'AfD et la Linke, *a priori* inenvisageables pour une coalition fédérale, la contraignent à une coalition gouvernementale centriste avec les démocrates-chrétiens, alors que la concurrence de la Linke, de l'AfD ou des Verts, sur des positions plus radicales, est très forte. L'*Energiewende*, lancée par le gouvernement Schröder il y a quinze ans, n'est plus un thème fort des sociaux-démocrates. Le mouvement n'est plus soutenu que par la démocratie chrétienne et les Verts, mais les Verts sont dans l'opposition...

Un article publié par le *Spiegel* en janvier 2017⁽²⁾ s'inquiétait des conditions de vie des populations près des mines colombiennes qui exportent leur charbon vers les centrales allemandes. Étrangement, l'article était intitulé « Le côté sombre de la transition énergétique ». En effet, il ne concluait pas à la nécessité de ne plus utiliser du charbon, mais à l'avantage social que présentaient les mines allemandes fermées largement en raison de la transition énergétique. La boussole morale de l'*Energiewende* est perturbée, le consensus s'effrite.

(2) <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/deutschland-und-die-energiewende-wie-laender-wie-kolumbien-dafuer-zahlen-a-1127332.html>

La transition électrique, entre marchés et objectifs politiques

Par Jacques PERCEBOIS

Professeur émérite à l'Université de Montpellier (UMR CNRS Art-Dev), coresponsable du pôle « Transitions énergétiques » à la Chaire « Économie du climat » (Université Paris Dauphine)

La libéralisation du secteur de l'électricité s'est, en Europe, accompagnée du recours à des dispositifs réglementaires visant à promouvoir la pénétration des énergies renouvelables, comme le solaire ou l'éolien. L'existence de monopoles naturels que sont les réseaux et le maintien de missions d'intérêt général obligent les pouvoirs publics à accepter de nombreuses exceptions au principe de la libre concurrence, et cela a pu parfois conduire à des effets pervers. Le marché seul ne peut pas orienter les choix énergétiques de long terme, mais il constitue un bon aiguillon à l'innovation et à l'efficacité.

Introduction

L'électricité n'est pas une marchandise comme les autres, non seulement pour des raisons techniques liées à sa fourniture, mais aussi parce que c'est un service public dont la défaillance est socialement coûteuse. Un *black-out* sur le réseau engendre des pertes économiques et financières considérables. L'électricité est commercialisée à travers un réseau, et les lois physiques de Kirchhoff imposent, que pertes en ligne prises en compte, la quantité soutirée du réseau soit, en temps réel, égale à la quantité injectée sur ce réseau. C'est un produit stratégique qui oblige les pouvoirs publics à intervenir pour garantir la sécurité d'approvisionnement à tous les stades de la chaîne électrique : la production, le transport, la distribution comme la fourniture.

Historiquement, ce sont souvent des monopoles publics ou des entreprises privées concessionnaires de service public qui, en Europe comme ailleurs, assuraient cette activité. Mais le processus de libéralisation des activités de réseaux, impulsé depuis 1996 (date de la première directive « Électricité ») par la Commission européenne, oblige depuis lors les États à ouvrir à la concurrence ce qui peut l'être, à savoir la production et la fourniture de l'électricité. Le transport et la distribution, qui constituent des « monopoles naturels », demeurent gérés par des monopoles nationaux ou locaux, privés ou publics, mais ils sont soumis aux règles dites de l'« accès des tiers aux réseaux » (ATR), qui permettent à chaque fournisseur d'utiliser ces « infrastructures essentielles » moyennant le paiement de péages fixés par une commission de régulation indépendante (en France, la CRE), sur la base de critères objectifs, transparents et surtout non discriminatoires. Il existe un marché de gros facultatif sur lequel, en amont de la chaîne, producteurs et fournisseurs échangent de l'électricité et,

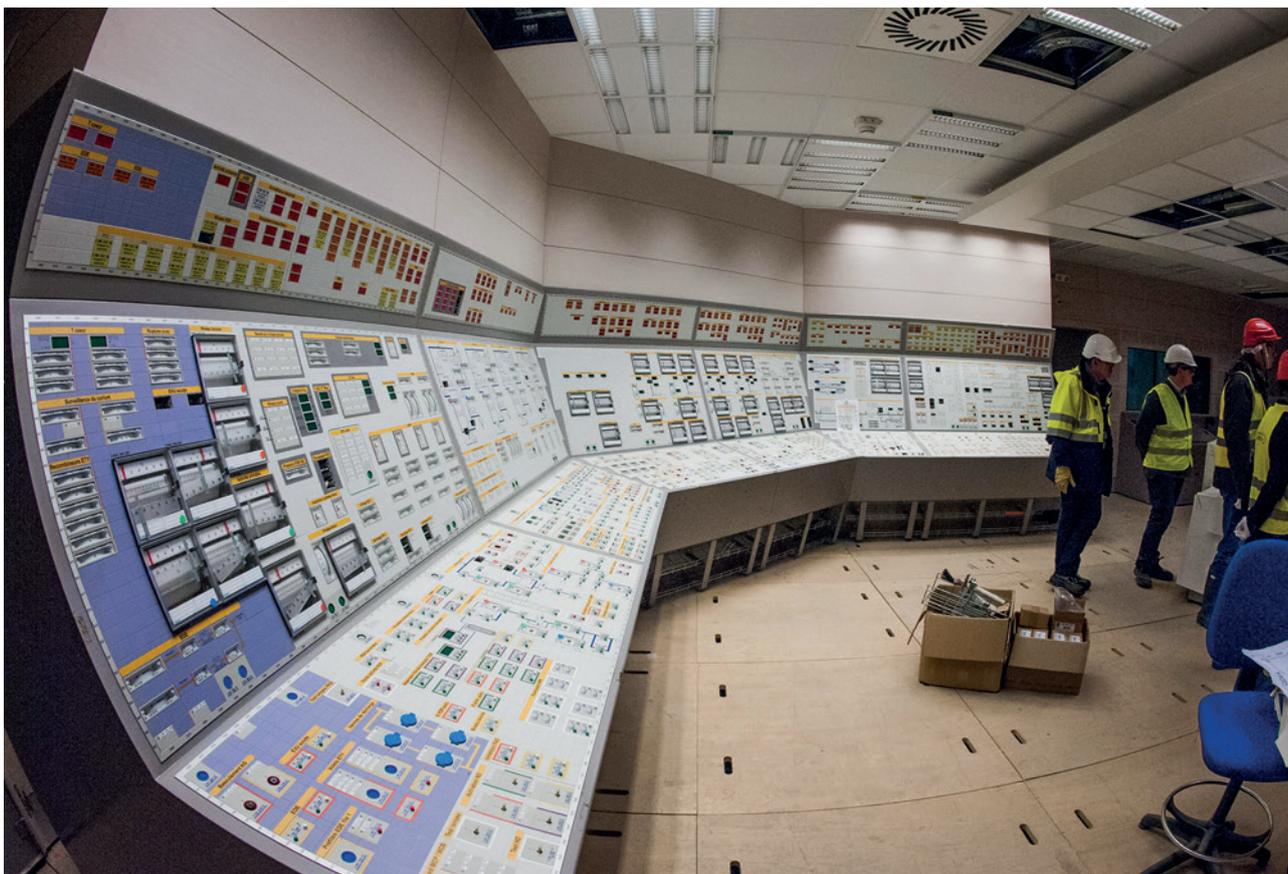
en aval de la chaîne, clients et fournisseurs peuvent passer des contrats dits « en offre de marché » (OM). Cela n'exclut pas, en France mais aussi dans quelques autres pays, le maintien de tarifs réglementés de vente (TRV) fixés par les pouvoirs publics et réservés aujourd'hui aux seuls ménages qui le souhaitent.

La « vague du marché » des années 1990 a, en Europe, peu à peu cédé le pas à la « vague verte » depuis le début des années 2010, et la lutte contre le réchauffement climatique devient aujourd'hui la priorité des pouvoirs publics, en France comme dans le reste de l'Union européenne (HANSEN et PERCEBOIS, 2017). Cette préoccupation a du coup quelque peu perturbé les mécanismes du marché, puisqu'elle requiert une intervention croissante des pouvoirs publics qui imposent des contraintes environnementales de plus en plus exigeantes. La « transition électrique » vers une croissance verte laisse un rôle au marché, en particulier comme indicateur de performance des choix retenus, mais ce sont les choix publics qui déterminent encore largement l'architecture à long terme de cette industrie.

Des choix publics déterminants

La tendance est d'aller vers une électricité de plus en plus « décarbonée, décentralisée et digitalisée ». Mais il faut tenir compte des inerties à tous les niveaux du système électrique, qui expliquent que les évolutions soient lentes. La structure actuelle et prévisible du mix électrique français est largement le produit des choix faits par l'État en faveur du nucléaire au moment des chocs pétroliers, pour des raisons d'indépendance énergétique et pas du tout pour des motifs environnementaux. La loi de 2015 et les débats récents sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ont prévu que la part du nucléaire dans

Photo © Philippe Chérel/PHOTOPQR/QUEST FRANCE/MAXPPP



La salle de contrôle de la centrale nucléaire EPR de Flamanville (dans la Manche).

« De nouveaux réacteurs dits de 3^{ème} génération (l'EPR de Flamanville, par exemple) devraient remplacer certains réacteurs de 2^{ème} génération, mais à terme le "nouveau nucléaire" pourrait s'appuyer aussi bien sur les surgénérateurs de la Génération IV (projet Astrid) que sur des petits réacteurs à sûreté passive (les SMR, pour *Small Modular Reactors*). »

la production d'électricité, qui oscille actuellement entre 72 et 75 %, devait être réduite à 50 % à l'horizon 2035. Mais certains contestent ce choix, considérant qu'il est discutable d'arrêter de façon prématurée des réacteurs qui peuvent encore fonctionner (CAS, 2012). De nouveaux réacteurs dits de 3^{ème} génération (l'EPR de Flamanville, par exemple) devraient remplacer certains réacteurs de 2^{ème} génération, mais à terme le « nouveau nucléaire » pourrait s'appuyer aussi bien sur les surgénérateurs de la Génération IV (projet Astrid) que sur des petits réacteurs à sûreté passive (les SMR, pour *Small Modular Reactors*).

Un État régalien, régulateur et actionnaire

L'État intervient encore fortement dans le secteur de l'électricité. Il le fait sous trois « casquettes » différentes : en tant qu'actionnaire, il détient 83 % du capital d'EDF. En tant que régulateur, il fixe les tarifs d'accès aux réseaux par l'intermédiaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE). En tant qu'autorité régaliennne, il oriente la structure des investissements de production au travers du vote des lois au Parlement, fixe la réglementation des installations énergétiques et le niveau des taxes assises sur les consommations d'énergie, l'électricité comme le gaz ou les produits pétroliers.

La part des énergies renouvelables qui est aujourd'hui de 18 % du mix électrique français (dont 12 % d'hydraulique) devrait atteindre au moins les 40 % à l'horizon 2030, ce qui est un objectif ambitieux. C'est le solaire, l'éolien et la biomasse qui devraient progresser le plus. La part des énergies fossiles (gaz naturel, charbon et (plus faiblement) fioul), qui représente 7 à 8 % de la production d'électricité, devrait se stabiliser autour de 6-7 % ; mais les centrales à charbon étant appelées à être fermées, ce sont les centrales à gaz à cycles combinés qui prendront le relais pour faire face à l'intermittence de l'éolien comme du solaire aux heures de pointe. Les progrès attendus au niveau du stockage de l'électricité, grâce à des batteries plus performantes et à du *power-to-gas* bénéficiant de meilleurs rendements, devraient faciliter la pénétration des renouvelables. Les collectivités locales, communes et régions, manifestent elles aussi leur volonté d'infléchir le mix électrique en favorisant, par des mesures incitatives, la pénétration des renouvelables disponibles localement ; mais leur capacité d'action est contrainte par les choix nationaux. Certaines régions considèrent que les choix énergétiques sont globalement de leur compétence, et pas seulement au niveau de l'efficacité énergétique des

bâtiments ou de la politique des transports régionaux et urbains. Elles entendent pouvoir favoriser le développement de telle ou telle source d'énergie, voire acquérir à terme leur « indépendance énergétique ». C'est le cas de la région Occitanie qui souhaite devenir la première région française « à énergie positive ». Mais une politique nationale ne se réduit pas à la somme de politiques locales, et toute l'histoire de l'électricité montre que les interconnexions sont profitables à tous, surtout si l'on veut profiter du « foisonnement » des usages. Il faut une vision cohérente des choix et celle-ci ne se conçoit qu'à l'échelle nationale.

L'État souhaite que la consommation d'énergie finale (toutes énergies confondues) diminue de 50 % à l'horizon 2050, ce qui est un objectif très ambitieux et probablement irréaliste au regard des nouveaux besoins électriques liés aux objets connectés et à la mobilité électrique. Il faudra pour cela accroître très fortement l'efficacité énergétique dans le secteur du bâtiment et dans celui des transports. C'est aussi le moyen de réduire sensiblement les émissions de gaz à effet de serre, celles de CO₂ en particulier. Mais il faut que ces ambitions soient ratifiées par les utilisateurs et rien ne garantit que le changement des comportements suivra. L'incertitude sur l'évolution de la demande d'électricité oblige à la prudence, car, en fonction des scénarii, cette demande est appelée à croître ou à décroître fortement. On peut d'ailleurs envisager un scénario faisant coexister réduction de la consommation d'énergie finale et augmentation de la consommation d'électricité. Il faut probablement s'attendre à une électrification croissante des usages, dans l'habitat comme dans les transports.

Pour orienter les choix, l'État dispose de plusieurs instruments qu'il utilise simultanément : la réglementation (normes d'isolation ou normes d'émissions de polluants, par exemple), des aides à la recherche-développement, mais surtout la fiscalité. C'est le cas pour, d'un côté, pénaliser les énergies fossiles qui émettent du carbone et, de l'autre, faciliter la pénétration des renouvelables. Le mécanisme des prix d'achat garantis (*feed-in tariffs*) (PERCEBOIS, 2016) a permis aux énergies renouvelables, dont la compétitivité n'était pas encore assurée, de se développer, puisqu'elles sont considérées comme prioritaires et bénéficient à ce titre d'un prix d'achat rémunérateur sur une longue période (10 à 15 ans) ; le différentiel entre ce prix garanti et le prix de l'électricité observé sur le marché de gros est financé par une taxe supportée par les consommateurs, la CSPE (contribution au service public de l'électricité). Mais la hausse continue de son montant conduit à ce que le poids des taxes représente aujourd'hui 34 % du prix TTC du kWh payé par un ménage (Cour des Comptes, 2018), le reste étant lié aux coûts de production (36 %) et au coût d'acheminement sur les réseaux (30 %). L'expérience a montré que la promotion « à guichet ouvert » des renouvelables a, en l'absence d'une régulation des volumes injectés, contribué à provoquer un peu partout en Europe des effets pervers, en particulier une baisse excessive des prix de gros (qui sont parfois négatifs), lesquels ont engendré des « coûts échoués » pour les

opérateurs de centrales conventionnelles (PERCEBOIS et POMMERET, 2018). Le consommateur final n'en bénéficie pas nécessairement, puisque cette baisse des prix de gros est compensée par une augmentation des taxes.

Une fiscalité au service des renouvelables

Les pouvoirs publics vont donc chercher, d'une part, à stabiliser le niveau de la CSPE et, d'autre part, à appliquer à la lettre le principe du pollueur-payeur. Les charges liées à l'obligation d'achat des renouvelables sont, depuis 2016, financées par un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS-TE), qui constitue une exception au principe de la non-affectation des recettes publiques. Le gouvernement a depuis plafonné la CSPE à son niveau de 2016, soit 22 euros par MWh, et cette taxe alimente dorénavant le budget général de l'État. La loi de finances de 2017 a prévu que le CAS-TE serait désormais financé par la taxe intérieure sur les houilles, lignites et cokes (TICC), dont le niveau est modeste, et par la taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE), qui est assise, pour l'essentiel, sur la consommation de produits pétroliers et dont le montant est cette fois beaucoup plus élevé (une fraction d'environ 53 % de cette taxe est affectée au soutien des énergies renouvelables). Les autres missions de service public (péréquation spatiale des tarifs et « chèque énergie », dont le coût est modeste) sont financées par le budget général. C'est le même système qui a été reconduit en 2018. Ce sont donc principalement les consommateurs d'essence et de gazole qui financent aujourd'hui le surcoût des renouvelables, ce qui semble plus logique et plus moral. Les pollueurs paient pour la promotion des énergies vertes.

Mais la fiscalité verte a souvent un effet régressif, car elle pèse fortement sur les ménages les plus modestes. C'est pour cette raison que les pouvoirs publics ont remplacé en 2018 le système des tarifs sociaux (TPN, pour tarif de première nécessité) par un système de « chèque énergie » qui permet à tous les consommateurs en situation de précarité énergétique de pouvoir financer, en partie, leurs achats d'électricité, mais aussi de gaz, de bois ou de fioul, pour répondre à leurs besoins de chauffage, voire de financer des investissements d'efficacité énergétique. Rien n'est en revanche prévu pour les dépenses liées à la mobilité.

Le marché comme indicateur de performance

Comme on le voit, l'État est loin de s'être désengagé du secteur de l'électricité, et ce d'autant plus que les choix retenus ont un impact important sur le solde commercial, le niveau de l'emploi et le devenir de l'industrie nationale. La compétitivité de l'industrie française dépend du prix du kWh, tout particulièrement les industries dites électro-intensives qui produisent du verre, de l'aluminium, de la pâte à papier, l'industrie de la chimie... Le prix du kWh est en France, grâce au nucléaire, inférieur à la moyenne européenne, ce qui est un atout pour l'économie française. Le marché a lui aussi un rôle à jouer au niveau de la

production comme à celui de la fourniture de l'électricité.

Un marché *spot* défaillant

La production d'électricité peut être vendue directement par le producteur au fournisseur (marché dit OTC, pour *Over the Counter*), mais une partie est négociée heure par heure sur le marché *spot*, un prix *spot* qui sert en général de référence pour les contrats en offre de marché (CRE, 2016). Mais tous les clients n'ont pas fait le choix de l'offre de marché, beaucoup préfèrent continuer à bénéficier du tarif réglementé (TRV) fixé par les pouvoirs publics. Sur ce marché *spot*, les centrales sont appelées en fonction des coûts marginaux croissants (logique dite du *merit order* (HANSEN et PERCEBOIS, 2015)) et le prix d'équilibre constitue un bon indicateur de la tension entre l'offre et la demande d'électricité. Les prix de l'électricité sont aujourd'hui très bas en Europe ; cela traduit l'existence de surcapacités de production dans un contexte de demande atone. Il a d'ailleurs fallu mettre en place un mécanisme additionnel pour permettre aux producteurs d'électricité de couvrir les coûts fixes de leurs centrales : c'est le marché dit « de capacité ». Le marché *energy only* est celui sur lequel est fixé le prix du kWh, mais ce dernier ne permet pas à lui seul de couvrir les coûts fixes et, de ce fait, il faut en plus rémunérer la puissance fournie pour garantir qu'elle sera disponible pour faire face aux besoins de la pointe (on rémunère le kW). Le bas prix actuel du kWh n'envoie pas un bon signal à l'investisseur, ce qui, à terme, pourrait entraîner un manque d'investissement dans le renouvellement du parc existant, voire son extension. On le sait, des prix de court terme ne peuvent pas, par nature, orienter des choix de très long terme. La durée de vie d'un réacteur nucléaire oscille entre quarante et soixante ans, et ce n'est pas en regardant les prix de l'électricité sur quelques semaines voire quelques mois que l'on peut définir les contours d'une politique de l'énergie.

Il existe aussi, depuis 2005, un marché européen du carbone, sur lequel les producteurs d'électricité acquièrent les quotas de CO₂ dont ils ont besoin. Mais le prix de la tonne de CO₂ est encore bien trop bas aujourd'hui pour inciter les électriciens à fermer toutes les centrales polluantes, les centrales à charbon en priorité. D'où l'idée défendue par la France de mettre en place un « prix plancher » de la tonne de CO₂, comme cela existe déjà au Royaume-Uni. Mais l'accord est loin d'être obtenu en Europe, même si l'idée fait son chemin. Certes le prix de la tonne de CO₂, qui est resté plusieurs années proche de 7 euros, a tendance à croître depuis quelques mois (il a atteint 23 euros en septembre 2018), entraînant d'ailleurs avec lui la hausse du prix de l'électricité. Mais il demeure insuffisant pour pénaliser le recours aux énergies fossiles. Une hausse sensible du prix du pétrole, entraînant celle du prix du gaz et du charbon, tend à accompagner cette hausse du prix du carbone.

Une concurrence sous contrôle

L'ouverture à la concurrence a souvent été, du moins au départ, difficile à gérer pour les « entrants » qui ont eu du mal à gagner des parts de marché, soit parce que le consommateur ne voyait pas l'intérêt de quitter l'opé-

rateur historique EDF, soit parce que cet opérateur historique bénéficiait d'un avantage en termes de coût de production. La mise en place en 2011 du mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) a permis aux concurrents d'EDF, qui produisaient une électricité thermique coûteuse au moyen de centrales au gaz ou au charbon, d'acquiescer 25 % de l'électricité nucléaire d'EDF à prix coûtant, afin de pouvoir concurrencer l'opérateur historique au niveau du consommateur final. Il a donc fallu réguler l'amont de la chaîne pour pouvoir accentuer la compétition en aval et permettre un partage de la « rente nucléaire » entre tous les fournisseurs. En période de hausse des prix sur le marché de gros, comme c'est aujourd'hui le cas en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz et de celui de la tonne de CO₂, les « entrants » ont tendance à demander à bénéficier de plus d'ARENH... En période de prix bas du pétrole et du gaz, ils délaissent l'ARENH, comme ce fut le cas en 2016, préférant se « sourcer » sur le marché *spot* qui est moins coûteux.

Certes, c'est au niveau des services associés à la vente d'électricité que se joue et continuera de se jouer la concurrence entre les fournisseurs. L'électricité est un vecteur qui permet, à travers les réseaux intelligents, de proposer des services nouveaux (gestion de la courbe de charge du consommateur, incitation à l'autoconsommation de la production photovoltaïque, télésurveillance des locaux, etc.). Mais l'opérateur historique EDF comme les « entrants » (Direct Énergie, Total, Eni) devront compter de plus en plus avec la concurrence des « GAFA » (Google, Apple, Facebook, Amazon) qui, à travers leurs services informatiques, sont en mesure de proposer des « offres liées » (énergie-informatique) des plus alléchantes. La concurrence devrait, dans ce domaine, inciter à encore plus d'innovation technologique.

L'État veut aujourd'hui limiter le recours aux prix garantis en faveur des renouvelables et développer les appels d'offres à travers un système de *feed-in premium* (FIP) : les promoteurs vendront leur électricité au prix *spot*, mais pourront obtenir en complément une prime qui sera négociée par enchères. C'est une façon d'inciter à la baisse des coûts. Un système semblable pourrait d'ailleurs être mis en place pour garantir la rentabilité et la pérennité à long terme du nucléaire. C'est le mécanisme dit des CfD, *Contracts for Differences*, adopté au Royaume-Uni pour le projet de centrale nucléaire d'Hinkley Point : le producteur vend son électricité sur le marché de gros, mais si le prix obtenu est insuffisant pour garantir un taux minimum de rentabilité, il perçoit alors une prime ; si, *a contrario*, le prix *spot* conduit à une rentabilité supérieure à l'objectif négocié à long terme, c'est le producteur qui rembourse la différence. Le marché donne un prix, mais l'État se réserve le droit de corriger ce prix si l'intérêt général l'exige.

Conclusion

L'architecture du mix électrique demeure largement dépendante des choix publics, et ceux-ci sont largement expliqués par l'histoire et la géographie d'un pays. Cela explique pourquoi il est parfois difficile de mettre en œuvre

des projets communs à l'échelle de l'Europe, tant les dotations locales et les préférences nationales peuvent être différentes en fonction des pays. Sortir progressivement des énergies fossiles, pénaliser ces énergies grâce à un prix élevé du carbone, favoriser l'efficacité énergétique et le développement des énergies décarbonées (y compris en s'appuyant sur un socle incontournable de nucléaire) constituent les tendances lourdes des choix opérés par la France. Dans tous les pays, le marché joue son rôle d'aiguillon de la compétition et de l'innovation ; c'est aussi un baromètre utile pour mesurer l'efficacité des choix retenus. Mais le marché est fortement encadré et largement contraint par des mesures correctrices ou interventionnistes adoptées par les pouvoirs publics. La concurrence sur le marché de l'électricité ne correspond pas au modèle d'une concurrence pure et parfaite du fait des nombreuses exceptions qui, au fil du temps, y ont été introduites : TRV, ARENH, péages ATR régulés, FIT, FIP, CfD. Ce sont bien les choix publics qui demeurent déterminants, et c'est d'ailleurs souhaitable, car la production et la distribution d'électricité sont des secteurs d'activité où il faut avoir une vision à long terme de ce que doit être l'intérêt collectif.

Références bibliographiques

CAS (Conseil d'analyse stratégique) (2012), « Énergies 2050 », Rapport au gouvernement (Commission Perce-

bois-Mandil sur les perspectives du nucléaire), février, 532 p.

Cour des Comptes (2018), « Le soutien aux énergies renouvelables », Rapport à la Commission des finances du Sénat, mars, 117 p.

CRE (Commission de régulation de l'énergie) (2017), « Les marchés de gros de l'électricité, du gaz et du CO₂ », *Observatoire*, 4^e trimestre, 85 p.

HANSEN J.-P. & PERCEBOIS J. (2015), « Énergie : économie et politiques », préface de Marcel Boiteux et avant-propos de Jean Tirole, Éditions De Boeck, 830 p.

HANSEN J.-P. & PERCEBOIS J. (2017), « Transitions électriques : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire », préface de Gérard Mestrallet, Éditions Odile Jacob, 276 p.

PERCEBOIS J. (2016), « Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque », *Revue française d'économie*, avril, pp. 141-186.

PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2018), "Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity. An analysis based on a model of the French day-ahead market", *The Energy Journal*, vol. 39, n°3, mai, pp. 245-268.

Le rôle du prix du carbone dans la transition électrique

Par Christian de PERTHUIS

Professeur à l'Université Paris-Dauphine et fondateur de la Chaire « Économie du climat »
et Boris SOLIER

Maître de conférences en économie à l'Université de Montpellier (ART-Dev – UMR 5281) et co-responsable du pôle de recherche « Transitions énergétiques » de la Chaire « Économie du climat »

Du fait des dysfonctionnements du marché européen du carbone et de l'absence de coordination avec les politiques de soutien aux renouvelables, la tarification carbone a jusqu'à présent joué un rôle limité dans la transition électrique consistant principalement à basculer de centrales électriques à charbon vers des centrales à gaz. Dans cet article, nous explorons les réformes nécessaires pour accélérer la transition du système électrique en réduisant les coûts devenus excessifs des soutiens aux renouvelables. Il est prôné dans cet article un élargissement de la tarification du carbone en Europe, convergeant vers un prix minimum du carbone, couplé au démantèlement des dispositifs de soutien des prix des renouvelables et à une redistribution des fonds publics vers trois usages prioritaires actuellement dramatiquement sous-dotés : la recherche publique, l'accompagnement des restructurations industrielles et la lutte contre la précarité énergétique.

Le secteur électrique constitue l'épine dorsale du système européen d'échange de quotas de CO₂ depuis son lancement en 2005. Avec plus de la moitié des quotas de CO₂ restitués chaque année au titre de la conformité, les compagnies électriques sont, de loin, les premiers acteurs de ce marché. Elles ont souvent été les plus actives : les grands électriciens ont pour habitude de se couvrir sur les marchés à terme de l'énergie et de l'électricité.

Jusqu'à présent, le prix du quota de CO₂ a principalement joué un rôle dans la répartition de la production d'électricité entre les centrales thermiques installées, le prix du quota incitant à basculer du charbon vers le gaz (ou la biomasse) sitôt qu'il atteint un montant suffisant pour pénaliser la rentabilité du charbon. La montée en régime des renouvelables a résulté de leur priorité d'accès au réseau à des prix garantis (*feed-in tariffs*) beaucoup plus que du signal prix émis par le système des quotas. Un mécanisme qui a coûté cher à la collectivité et/ou aux consommateurs d'électricité.

La récente réforme du système des quotas, alliée à la hausse du cours du baril de brut⁽¹⁾, a fait remonter le prix du carbone à des niveaux qui devraient permettre de favoriser à nouveau les centrales à gaz ou à la biomasse au détriment des centrales à charbon. Si les fruits de cette réforme perdurent, cela devrait permettre, comme au Royaume-Uni qui a fixé unilatéralement un prix plancher

au quota, d'inciter à la fermeture ou à la reconversion des centrales à charbon.

Cette réforme reste toutefois insuffisante pour inciter à une bascule de l'ensemble du parc fossile vers des sources non carbonées. Pour y parvenir, il faudrait que l'Europe bouge rapidement vers un dispositif comprenant trois volets : un prix minimum du CO₂ s'appliquant à l'ensemble des sources fossiles ; le démantèlement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables matures ; le redéploiement des aides publiques vers la recherche fondamentale, les reconversions industrielles et la lutte contre la précarité énergétique. On en est encore très loin, ce qui constitue un obstacle économique majeur sur le chemin de la décarbonation totale du mix électrique à l'horizon 2050.

L'impact du prix du quota sur le système électrique

L'introduction d'un prix du carbone en Europe a renchéri le coût de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles de façon différenciée selon le contenu carbone de l'électricité. Cela a modifié à certaines périodes les arbitrages entre les centrales réalisés au niveau du marché

(1) DE PERTHUIS Ch. & SOLIER B. (2018), « Un pétrole à plus de 80 dollars, mauvais pour l'économie, bon pour le climat ? », The Conversation, octobre, <https://theconversation.com/un-petrole-a-plus-de-80-dollars-mauvais-pour-leconomie-bon-pour-le-climat-104596>

électrique, en favorisant notamment les centrales à gaz au détriment des centrales à charbon. Le prix du quota a également incité les opérateurs à optimiser la gestion de leur parc, en réalisant par exemple des investissements « de jouvence » ou en ayant recours à la co-combustion de bois dans les centrales à charbon.

Pour produire 1 MWh d'électricité, le gaz émet en moyenne 50 à 65 % de CO₂ en moins qu'une centrale à charbon. Généralement plus coûteux à l'achat, il devient plus rentable que le charbon pour la production électrique dès lors que le prix du quota est suffisamment élevé. Lorsque cela se produit, les centrales à gaz se placent en amont des centrales à charbon dans l'ordre de mérite du marché et sont utilisées en priorité pour satisfaire la demande d'électricité.

Le niveau du prix du quota incitant à passer du charbon au gaz pour la production d'électricité a varié depuis le lancement du système européen en 2005, avec l'évolution des prix relatifs de l'énergie. L'écart de rentabilité gaz-charbon dans la production électrique est évidemment assez fortement dépendant de l'efficacité relative de conversion du gaz et du charbon en électricité. Comme ce paramètre varie dans la pratique d'une centrale à l'autre, il est d'usage de considérer non pas un prix unique, mais une zone de prix de substitution gaz-charbon qui tient compte des valeurs minimales et maximales du rendement des centrales (voir la Figure 1 ci-contre).

Lorsque le prix du quota sur le marché se situe à l'intérieur de cette zone, cela signifie qu'il existe au moins une substitution gaz-charbon économiquement viable. Comme on a pu le constater, le prix du quota s'est révélé insuffisant entre 2011 et 2016 pour déclencher la bascule du charbon vers le gaz dans la production d'électricité. Il a joué un rôle limité dans l'arbitrage entre les moyens de production de l'électricité, en tout cas bien moindre que celui du prix relatif des énergies.

Si le prix de substitution gaz-charbon est utile pour s'interroger sur l'efficacité du signal émis par le prix du quota, il ne permet pas en revanche de connaître le volume d'émissions qui a été réduit grâce à l'opération de substitution. Pour évincer les centrales à charbon de l'ordre de mérite, les capacités de production à partir de gaz doivent être suffisamment importantes et la demande d'électricité pas trop élevée. Les estimations réalisées à partir du modèle de simulation du secteur électrique développé à la Chaire « Économie du climat » montrent que le prix du quota a entraîné une baisse des émissions de 3 à 5 % entre 2008 et 2011, mais aucune après, le prix du carbone ne permettant plus de compenser le différentiel de rentabilité gaz-charbon⁽²⁾ au-delà de cette période. C'est la raison qui a poussé le Royaume-Uni à adopter, au niveau national, un dispositif de prix plancher du carbone.

L'exemple du Royaume-Uni et le débat sur le prix plancher

Face à la persistance de prix jugés trop faibles du quota en Europe, le Royaume-Uni a décidé d'appliquer de façon unilatérale un prix plancher du carbone aux émissions de CO₂ du secteur électrique.

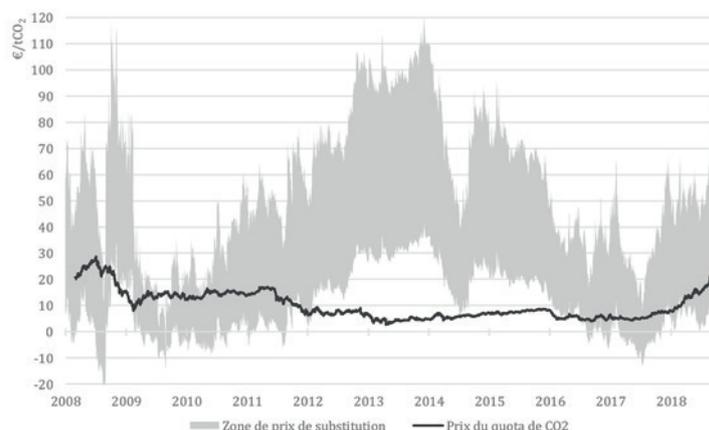


Figure 1 : Zone de prix de substitution gaz-charbon (Source : Adapté de SOLIER (2014)).

Introduite dans le budget 2011, cette mesure prend la forme d'une taxe différentielle sur les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité, qui vient s'ajouter au prix du quota lorsqu'il s'établit à un niveau inférieur au taux de la taxe. La mesure est entrée en vigueur au mois d'avril 2013 à un taux de 9 £/tCO₂. Le niveau du prix plancher a rapidement progressé par la suite pour atteindre 18 £/tCO₂ en 2015, avant d'être gelé jusqu'en 2020 en raison de craintes pour la compétitivité de l'industrie britannique⁽³⁾.

La mesure a indubitablement contribué à faire reculer l'usage du charbon dans la production d'électricité. Entre 2013 et 2017, la part du charbon dans la production d'électricité est ainsi passée de 36 à 6,7 %. Sur la même période, celle du gaz est passée de 27 à 40,4 %⁽⁴⁾. Deux autres facteurs ont joué un rôle important : les subventions octroyées aux renouvelables et la chute des prix du gaz entre 2014 et 2016.

Suivant l'exemple anglais, la France et les Pays-Bas ont mis sur pied des groupes de travail afin d'étudier l'opportunité d'instaurer un mécanisme de prix plancher du CO₂ au niveau national⁽⁵⁾. L'idée a essaimé jusqu'à Bruxelles où a été discutée la question de l'instauration d'un prix plancher au niveau européen ou d'une coalition d'États. Ces initiatives sont pour l'heure restées sans succès, le Royaume-Uni demeurant le seul pays à avoir adopté une telle mesure. Séduisante sur le papier, la mesure peut se révéler inefficace sitôt qu'elle est mise en œuvre au niveau régional (un État ou groupe d'États) ou du secteur électrique⁽⁶⁾. Examinons le mécanisme en distinguant les effets

(2) SOLIER B. (2014), « Une analyse économique et ex post des effets du prix du carbone sur le secteur électrique européen », thèse de doctorat, Université Paris-Dauphine, juin.

(3) HIRST D. (2018), « Carbon Price Floor (CPF) and the price support mechanism », House of Commons Library, Briefing Paper, n°05927.

(4) BEIS (2018), « Digest of UK energy statistics », Chapter 5 « Electricity », pp. 111-153.

(5) CANFIN P., GRANDJEAN A. & MESTRALLET G. (2016), « Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'Accord de Paris », Rapport de la mission remis à Ségolène Royal, en sa qualité de présidente de la COP21.

(6) DE PERTHUIS Ch., SOLIER B. & TROTIGNON R. (2016), « Les impacts du prix plancher du CO₂ dans le secteur électrique », Chaire « Économie et Climat », Information & Débats, n°46.

sur le marché électrique de ceux sur le marché carbone :

- Au niveau du marché électrique, l'instauration d'un prix plancher au niveau national ou régional a pour effet de réduire l'utilisation des centrales les plus émettrices de CO₂, dont le coût de production a de fait augmenté. En Europe, les réseaux électriques étant de mieux en mieux interconnectés, cette diminution de la production locale est compensée par une augmentation des importations d'électricité en provenance des États non membres de la coalition, dont les centrales ne supportent pas de prix plancher du carbone. Comme le mix électrique de ces pays n'est pas nécessairement moins carboné que celui des pays ayant adopté un prix plancher, la baisse des émissions de CO₂ est limitée. Le principal effet est d'accroître les importations et le prix d'équilibre sur le marché électrique.
- Sur le marché carbone, un prix plancher supérieur au prix d'équilibre du quota incite les producteurs d'électricité concernés à réduire leurs émissions à des coûts plus élevés que le prix du quota. Ces réductions d'émissions libèrent des quotas qui peuvent alors être utilisés par les autres acteurs du marché, pays ou secteurs, non concernés par le prix plancher, dont les émissions augmentent. À plafond de quotas inchangé sur le marché carbone, le prix d'équilibre du quota diminue. Le prix plancher n'induit donc pas de réduction des émissions additionnelles, la baisse des émissions des producteurs d'électricité étant compensée par une hausse des émissions dans les autres secteurs. Le même objectif environnemental est atteint en Europe pour un coût plus élevé, seule la répartition des efforts de réduction des émissions entre les acteurs est modifiée.

Relativement indolore pour le système s'il est mis en place au niveau d'un petit État, un prix plancher pour le secteur électrique peut avoir des effets négatifs importants s'il est adopté par une large coalition d'États. Le risque est d'ôter tout signal prix du carbone pour les autres acteurs qui ne seront plus incités à réduire leurs émissions. Comme dans le cas des renouvelables, contrôler l'effet de ces réductions locales en annulant les quotas correspondants est une opération difficile. C'est pourquoi la réponse idoine consiste à agir en priorité sur le plafond d'émissions européen en cherchant à renforcer l'ambition du système et en limitant les effets d'interaction avec les autres politiques.

La réforme inachevée du marché des quotas

Le marché des quotas fonctionne suivant un mécanisme de plafonnement du volume total des émissions qui fixe l'ambition du système. Les entreprises soumises au système peuvent acheter ou vendre des quotas, avec l'obligation de restituer chaque année un volume de quotas égal à leurs émissions. Plus le plafond est contraignant, et plus la rareté de l'offre est élevée et plus le prix du quota sera haut.

Pour redresser le prix sur un tel marché, il suffit donc d'accroître l'ambition du système en abaissant le plafond. Mais ce qui paraît simple en théorie n'est pas facile à réaliser politiquement, avec 28 États membres qui ont beaucoup de difficultés à s'accorder sur un niveau commun de contrainte.

Face à l'impossibilité de trouver rapidement un accord sur une réduction adéquate du plafond, la Commission a engagé, en 2012, un processus de réformes consistant d'abord à modifier le calendrier des enchères, puis à soumettre un paquet de mesures, d'apparence technique, définissant les règles de fonctionnement du marché sur la période 2021 à 2030⁽⁷⁾. Validées fin 2017 par le Parlement et le Conseil, ces règles comportent deux volets :

- une accélération de la baisse annuelle du plafond avec la fixation d'une cible plus ambitieuse de réduction des émissions : de 43 % en 2030 par rapport à 2005, contre 39 % précédemment ;
- la mise en place d'une « réserve de stabilité » qui agit comme une pompe permettant de retirer ou de remettre des quotas sur le marché en fonction de la quantité de quotas en circulation.

Pour anticiper correctement les effets de la réforme, il faut par conséquent évaluer l'impact de la réserve de stabilité sur le plafond d'émission, ce qui peut être fait à l'aide du modèle ZEPHYR développé au sein de la Chaire « Économie du climat »⁽⁸⁾.

L'utilisation de ce modèle en mode prospectif révèle que la réserve de stabilité agit uniquement comme une pompe aspirante, retirant des quotas du marché chaque année à partir de sa mise en place, ce qui équivaut à un resserrement additionnel du plafond d'ici à 2030.

Il en résulte, dans le scénario central, une hausse du prix du quota de CO₂ qui atteindrait 25 €/tCO₂ en 2020 et 38 €/tCO₂ en 2030, soit des niveaux plus de deux fois supérieurs à ceux attendus en l'absence de réforme. La modélisation indique également que cette hausse sera plus rapide si les entreprises anticipent dès le démarrage le resserrement du plafond provoqué par l'action de la réserve (voir la Figure 2 ci-dessous).

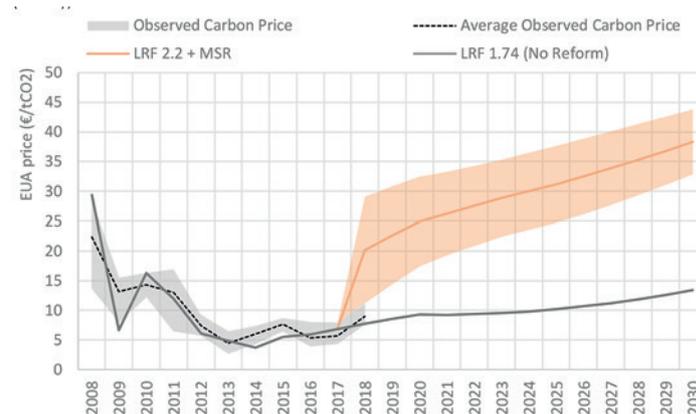


Figure 2 : Simulation de l'évolution du prix du quota, avec et sans réformes (Source : QUEMIN et TROTIGNON (2018)).

(7) European Commission (2015), Decision (eu) 2015/1814 of the European parliament and of the council of 6 october 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC.

(8) QUEMIN S. & TROTIGNON R. (2018), « Marché carbone européen : les impacts de la réforme et de la réserve de stabilité à l'horizon 2030 », Chaire « Économie du Climat », Policy Brief, n°2018-03.

Cette nouvelle trajectoire correspond à des réductions des émissions de l'ordre de 50 % en 2030 par rapport au niveau de 2005, autrement dit à une augmentation des objectifs européens jusqu'à présent fixés à 43 % pour le périmètre couvert. Sous cet angle, la réforme semble donc répondre aux objectifs de rehaussement de l'ambition européenne : par un curieux tour de passe-passe technocratique, la Commission est parvenue à introduire subrepticement de nouvelles cibles de politique climatique qui n'ont été ni discutées ni, *a fortiori*, formellement adoptées par les États membres.

Mais les dysfonctionnements constatés dans le passé pourraient se reproduire. Les simulations du modèle montrent qu'en cas de chocs futurs non anticipés, la réserve de stabilité ne permettrait pas de prévenir une retombée du prix. Cela est dû au fait que tel que décidé, le jeu de réformes ne modifie en rien la gouvernance du marché qui reste caractérisée par une grande lourdeur des processus de décision et ne permettra pas au régulateur de réagir à des chocs qui, bien que non prévisibles, ne manqueront pas de se produire.

Si l'on veut se prémunir contre de tels chocs à l'avenir, la voie qui reste possible, en l'absence d'un changement radical de gouvernance, semble être celle d'un prix plancher qui serait fixé pour l'ensemble des pays membres et des secteurs couverts par le dispositif, à l'instar des mécanismes existant sur la marché Californie-Québec ou sur le REGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative).

Une telle réforme aurait pour conséquence de transformer le dispositif de marché en un système de quasi-taxe si tôt que la rareté des quotas ne serait plus suffisante pour conduire à un équilibre de marché au-dessus du prix plancher. Une telle réforme permettrait à terme de se mouvoir vers un dispositif de tarification du carbone en harmonie avec une politique climatique européenne beaucoup plus ambitieuse.

Les trois volets d'une réforme visant la décarbonation du mix électrique au moindre coût

Il est tout à fait possible de conduire une décarbonation du mix énergétique sur la base d'une combinaison de mesures réglementaires couplées à des subventions favorisant le déploiement des sources renouvelables dont le financement est à la charge du contribuable et/ou du consommateur. C'est la voie qui a été jusqu'à présent privilégiée. Elle s'avère assez tortueuse, peu efficace sous l'angle économique et généralement inéquitable sous l'angle social (les bénéficiaires des subventions payées par « Monsieur ou Madame tout le monde » appartiennent généralement aux classes sociales les plus favorisées).

Nous terminons cette contribution en nous interrogeant sur les conditions à réunir pour changer de braquet en faisant de la tarification du carbone un outil de transformation radicale du mix électrique. Elles sont au nombre de trois :

- La première condition concerne la tarification du car-

bone qui, pour constituer une véritable balise de la transition, devrait concerner l'ensemble des émissions de CO₂ résultant de l'usage des énergies fossiles et pas seulement le périmètre actuel du système d'échange de quotas. Il n'y a aucune raison technique ou économique pouvant justifier l'exclusion des secteurs des transports, du bâtiment ou de l'agriculture (pour ses émissions de CO₂ résultant de l'usage d'énergies fossiles) de ce dispositif. Les seules raisons sont politiques.

Inclure directement ces secteurs dans le périmètre du marché du carbone se heurterait à nombre d'obstacles institutionnels. Mais l'Europe peut avancer vers une tarification plus large du carbone en combinant marché des quotas avec prix plancher et taxes énergétiques nationales harmonisées sur les émissions diffuses. Un tel schéma suppose que les taxes carbone nationales actuellement pratiquées par des pays comme la Suède, l'Irlande ou la France sur les émissions non couvertes par le marché des quotas deviennent une obligation inscrite dans le régime des accises énergétiques avec la fixation d'un taux minimum qui devrait converger avec la trajectoire du prix plancher dans le cadre du système d'échange de quotas. Un tel dispositif ne conduirait pas à un prix unique du carbone mais à un prix minimum pesant sur l'ensemble des énergies fossiles fournissant l'électricité ou sur d'autres usages énergétiques.

- Pour que le système de tarification du carbone envoie les bonnes incitations aux producteurs et aux consommateurs d'électricité, il faudrait simultanément démanteler les prix garantis aux producteurs d'électricité renouvelable qui devraient entrer sur le marché et être compétitifs face aux producteurs utilisant des sources fossiles pénalisées par la taxe carbone⁽⁹⁾. Pour les consommateurs achetant l'électricité sur le marché de gros, cela conduirait à des variations plus amples de prix suivant que le système a besoin ou non de recourir à des sources fossiles compte tenu des contraintes liées à l'intermittence des renouvelables et aux coûts du stockage.
- Les deux réformes précitées introduiraient une rationalité économique et environnementale qui fait cruellement défaut dans l'organisation actuelle du système électrique, tout en générant des recettes additionnelles pour les pouvoirs publics. Ces recettes nouvelles pourraient être réallouées à trois usages où l'argent public manque singulièrement : la recherche fondamentale en matière de stockage d'énergie et de développement de futures technologies de production et de transport d'énergie décarbonée ; l'accompagnement public des multiples reconversions industrielles que ne manquera pas de provoquer l'accélération de la transition bas carbone ; la lutte contre la précarité énergétique et, plus largement, contre le creusement des inégalités dans l'accès à l'énergie résultant des mécanismes historiques de sou-

(9) PERCEBOIS P. & POMMERET S. (2018), "Cross-subsidies tied to the introduction of intermittent renewable electricity. An analysis based on a model of the French day-ahead market", *The Energy Journal*, Volume 29 (3).

tion aux énergies renouvelables et du durcissement de la tarification carbone sans redistribution suffisante aux ménages les plus démunis.

Pour être graduellement mise en place, une telle réforme demande une bonne dose de volontarisme politique au plus haut niveau, notamment entre la France et l'Allemagne. Une objection parfois avancée outre-Rhin est qu'une telle réforme serait très avantageuse pour les producteurs nucléaires et, à l'inverse, très coûteuse pour les systèmes qui s'en affranchissent. Une condition de la ré-

alisation de la réforme est donc que ses répercussions sur les conditions d'exploitation des parcs nucléaires encore existants soient évaluées avec rigueur. Le prix du carbone a pour fonction d'internaliser le coût des dommages climatiques futurs. Il n'a pas vocation à soutenir subrepticement telle ou telle filière industrielle qui n'aurait pas correctement internalisé les coûts associés à la sécurité de son exploitation et/ou au traitement de ses déchets en fin de vie.

50 %, ou 50 % ?

Par Jean-Marc JANCOVICI
Associé fondateur de CARBONE 4

50 %, chiffre magique ! Depuis la promesse électorale de François Hollande – destinée à se concilier les voix des Verts, historiquement antinucléaires, aux élections présidentielles et législatives de 2012 (ce en quoi il a eu raison : les Verts, c'était 3 % des voix, et Hollande a gagné avec 51,5 %...) –, ce chiffre a pris place dès l'article 1 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

À aucun moment ce chiffre n'a été précédé d'un argumentaire permettant d'expliquer qu'il était plus approprié que 48 ou 80 %, et encore moins d'un argumentaire expliquant en quoi ce pourcentage permettrait d'assurer un avenir plus durable à notre espèce.

Le propos qui suit va donc vous proposer deux applications de ce pourcentage de 50 %, aux conséquences totalement opposées sur le risque nucléaire, l'évolution du prix de l'électricité pour le consommateur, celle des émissions de gaz à effet de serre et de l'emploi. Alors, en voiture !

Aujourd'hui, en France, le nucléaire produit (*grosso modo*) 400 TWh sur 540 TWh de production annuelle (un TWh = un milliard de kWh).

On constate facilement sur le graphique ci-contre (Figure 1) que le maximum de production a été atteint depuis le milieu des années 2000, et que, depuis cette époque, la tendance est à une très légère baisse. C'est également vrai, avec un petit décalage, pour la consommation (voir la Figure 2 ci-contre).

On peut également observer que la consommation est passée par un maximum, en 2010, et décline légèrement sur la période qui suit.

De même, on peut constater que le nucléaire contribue pour une bonne moitié au surplus de production hivernal, l'autre moitié étant fournie par des énergies fossiles ainsi que par de l'hydroélectricité. Le chauffage électrique – comme tous les usages qui augmentent en hiver, car il y en a bien d'autres – n'est donc pas alimenté essentiellement par de l'électricité fossile, loin s'en faut.

Cette même Figure 2 montre également que les exportations représentent en moyenne 6 à 7 TWh par mois, soit environ 50 TWh par an, et que cette valeur est relativement stable dans le temps.

Si le nucléaire a fluctué en valeur absolue depuis 1965, il est par contre resté assez stable en proportion depuis le milieu des années 1980.

Sur la Figure 3 de la page suivante, on voit aisément que, depuis le début des années 1990 :

- la part du nucléaire dans la production électrique est comprise entre 70 et 80 %,
- la part de l'hydroélectricité a baissé (ce qui reflète es-

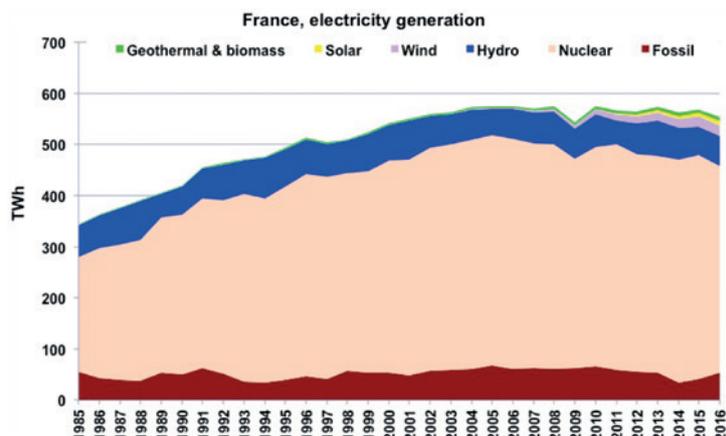


Figure 1 : Production électrique par type d'énergies depuis 1965 en France (Données BP Statistical Review, 2017).

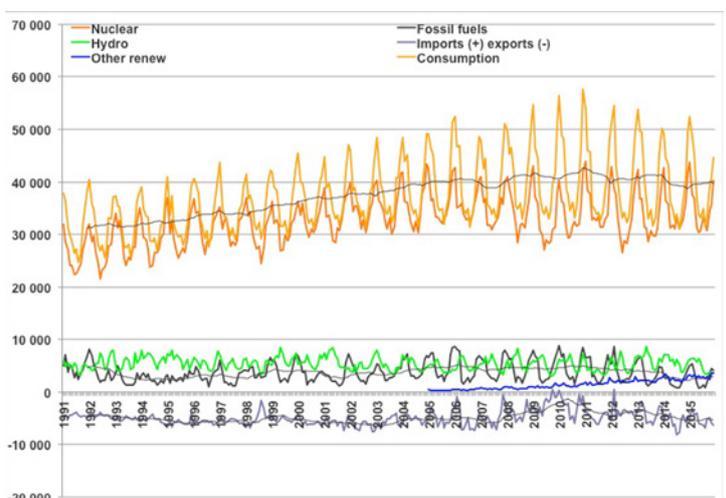


Figure 2 : Données mensuelles de production par type d'énergies et de consommation d'électricité en France, de 1991 à 2015 (Données ENTSOE).

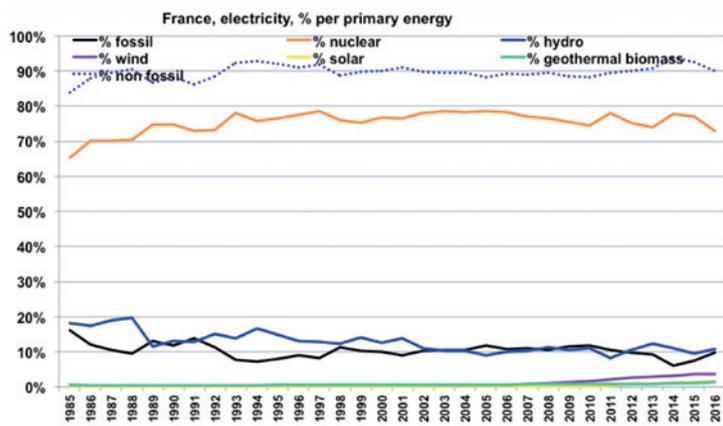


Figure 3 : Part de chaque mode de production dans l'ensemble du système de production d'électricité depuis 1985 (Données BP Statistical Review).

sentiellement le fait que, pour des raisons physiques, on atteint le maximum du potentiel de production des barrages, alors que la production totale continue d'augmenter),

- la part des énergies fossiles ne baisse quasiment pas,
- et, enfin, les « nouvelles ENR » (éolien et solaire) ne contribuent qu'à une très faible part de la production (malgré les 120 milliards déjà engagés pour payer ces installations sur leur durée de vie) ; leur émergence n'a pas significativement changé la part des « non fossiles » dans la production électrique (leur hausse s'est donc faite au détriment du nucléaire et de l'hydroélectricité).

Je fais 50 % – Version « antinucléaire »

Nous allons maintenant examiner les conséquences d'un passage à 50 % de nucléaire dans la production électrique annuelle, en retenant les hypothèses suivantes :

- la production reste stable, à son niveau actuel ;
- ce qui n'est plus produit par du nucléaire (donc environ 25 % de la production) l'est par un mix éolien-solaire (c'est à ce niveau que l'Allemagne est aujourd'hui parvenue, après quelques centaines de milliards d'euros engagées dans l'affaire).

Electricity generation in Germany in 2017

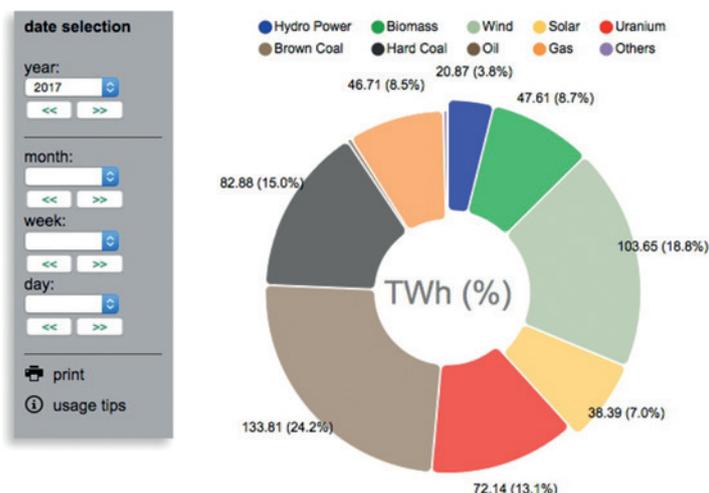


Figure 4 : Décomposition de la production électrique allemande en 2017 (Source : Energy Charts).

Paradoxalement, la première chose que nous n'aurons pas avec ce plan, alors que c'était pourtant la raison affichée lors de sa mise en œuvre, c'est une forte diminution du parc nucléaire existant. Nous aurons bien une baisse de la production annuelle, mais pas du tout de la puissance installée en proportion !

Dans les pays occidentaux, le consensus social qui prévaut aujourd'hui est que l'électricité est un bien essentiel, qui doit être disponible à tout moment. Si un jour la population accepte l'idée que l'on peut rester quelques heures, voire quelques jours ou quelques semaines avec un approvisionnement électrique rationné, et qu'il est acceptable qu'un ascenseur n'arrive pas, qu'un train reste à quai, qu'un virement ne soit pas fait, que le laminoir s'arrête ou que le réfrigérateur cesse de fonctionner un jour sans vent ou la nuit, alors ce qui suit ne sera plus valable. Mais pour l'heure, c'est bien dans un contexte de constante disponibilité que l'on raisonne, parce que toute la société s'est organisée en comptant sur une fourniture électrique qui ne dépende pas des conditions extérieures.

Le système de production ne doit donc pas être « juste » capable de fournir sur l'année l'électricité qui est consommée, ou même d'assurer mois par mois l'équilibre entre la consommation et la production. Il doit aussi le faire heure par heure, et même seconde par seconde, ce qui s'appelle alors couvrir à tout instant l'appel de puissance consommée. Et, malheureusement, ni l'éolien ni le solaire ne contribuent significativement à ce que l'on appelle la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire cette capacité à fournir à tout instant l'appel de puissance demandé par le consommateur.

Nous avons la chance d'avoir un voisin (l'Allemagne) qui a commencé à faire l'expérience « pour de vrai », et qui peut donc servir de premier point d'observation pour comprendre ce qui se passe quand l'éolien et le solaire augmentent en proportion de la production annuelle.

À la fin 2017, ce pays a installé 100 GW d'éolien et de solaire photovoltaïque, alors qu'il n'en avait que 10 en 2002.

Cependant, si nous observons la production électrique journalière sur le mois de janvier 2017, il apparaît des moments où la puissance effectivement fournie par l'ensemble éolien-solaire est quasi nulle.

Sur la période considérée, on constate que le solaire contribue très peu (2 % de la production du mois, et zéro toutes les nuits), et qu'éolien + solaire peuvent certes fournir à certains instants une puissance importante (plus de 30 GW les 3 et 4 janvier, ou encore les 11 et 12 janvier), mais aussi être aux abonnés absents d'autres jours : ils assurent 2 GW ou moins le 8 janvier, et pas plus sur la totalité de la période allant du 17 au 26 janvier, où la production des centrales à charbon est au plus haut. Le 24 janvier à 3 heures du matin, l'éolien produit moins de 1 GW et la production du solaire est égale à 0. La puissance garantie par les 100 GW d'éolien et de solaire est donc inférieure à 1 % de la puissance installée. Incidemment, quand on lit bien – c'est-à-dire entre les lignes – les documents publiés par RTE dans notre pays, ils donnent le même pourcentage sur la puissance garantie à tout instant pour l'ensemble éolien-solaire.

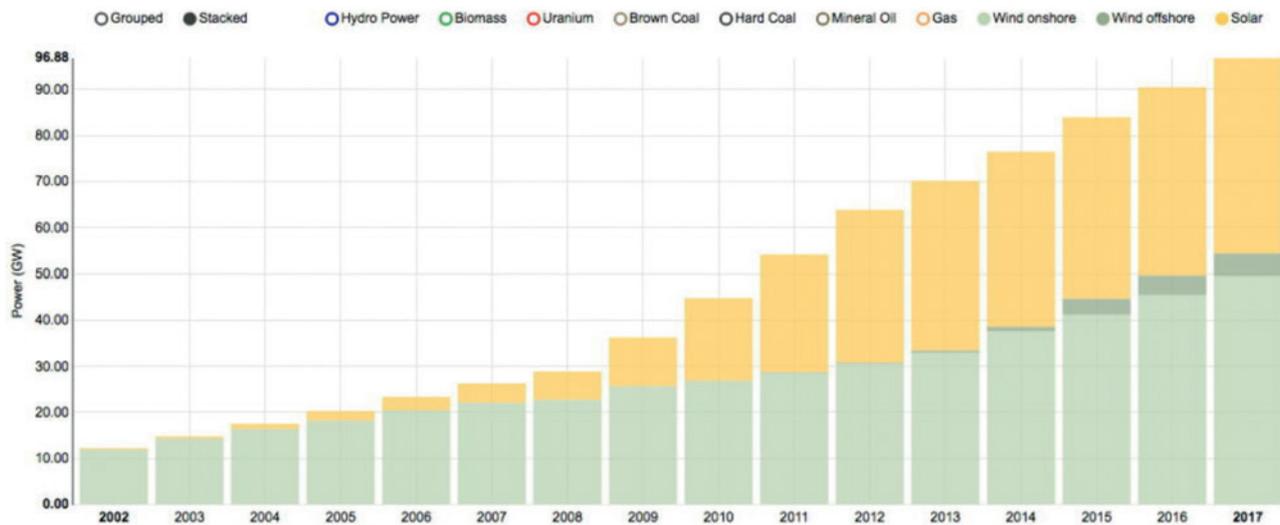


Figure 5 : Évolution de la capacité installée en éolien et solaire photovoltaïque en Allemagne, en GW (un GW = un million de kW). Celle-ci est aujourd’hui de 100 GW (Source : https://www.energy-charts.de/power_inst.htm).

Comme la puissance garantie à tout instant par l’ensemble éolien-solaire est quasi nulle, et que la puissance maximale appelée est restée quasi identique, les Allemands ont – logiquement – dû garder la même puissance pilotable (charbon + gaz + nucléaire + hydroélectricité + biogaz) que celle qu’ils avaient avant d’avoir investi quelques centaines de milliards dans l’éolien et le solaire.

Le total est identique (en fait même un peu supérieur) aujourd’hui à ce qu’il était avant le début de l’*Energiewende*, alors même que la consommation n’a pas augmenté et que les modes ENR se sont développés. Le nucléaire a certes baissé, mais le gaz a augmenté, le biogaz aussi, et le charbon (lignite inclus) est resté constant.

Si la puissance installée en modes pilotables est restée la même, la production annuelle qui en est issue a par contre significativement baissé, comme on peut le voir sur les Figures 8 et 9 des pages 89 et 90.

Le cas allemand est donc clair : sur l’année, la production

ENR a effectivement remplacé une partie de la production non ENR (nucléaire avant toute chose), mais cela ne s’est en rien traduit en une variation identique des capacités installées. Les éoliennes et panneaux solaires n’ont pas remplacé les modes pilotables : les modes non pilotables sont venus s’ajouter aux modes pilotables, et la puissance installée totale est passée de 100 GW à 200 GW. Comme les éoliennes et les panneaux solaires fournissent un MWh qui coûte plus cher que le coût du combustible évité dans les modes pilotables, qui va de quelques euros par MWh pour le nucléaire et l’hydroélectricité à 35 euros par MWh pour le gaz et 20 euros pour le charbon, le coût de production global (subventions incluses) augmente (et le phénomène sera identique en France). Et avec une puissance installée identique, mais une production annuelle moindre, les modes pilotables ont vu leur facteur de charge baisser (et donc leurs recettes, raison pour laquelle tous les électriciens historiques en Europe présentent des comptes qui se dégradent).

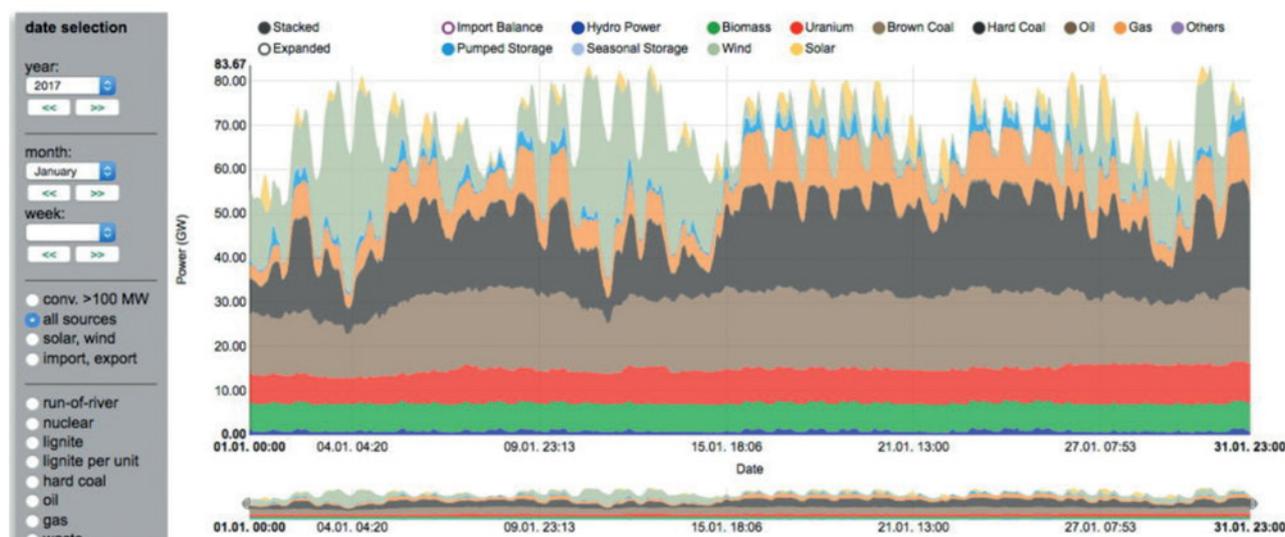


Figure 6 : Puissance fournie à chaque instant par type d’énergies en Allemagne, en GW (Source : <https://www.energy-charts.de>).

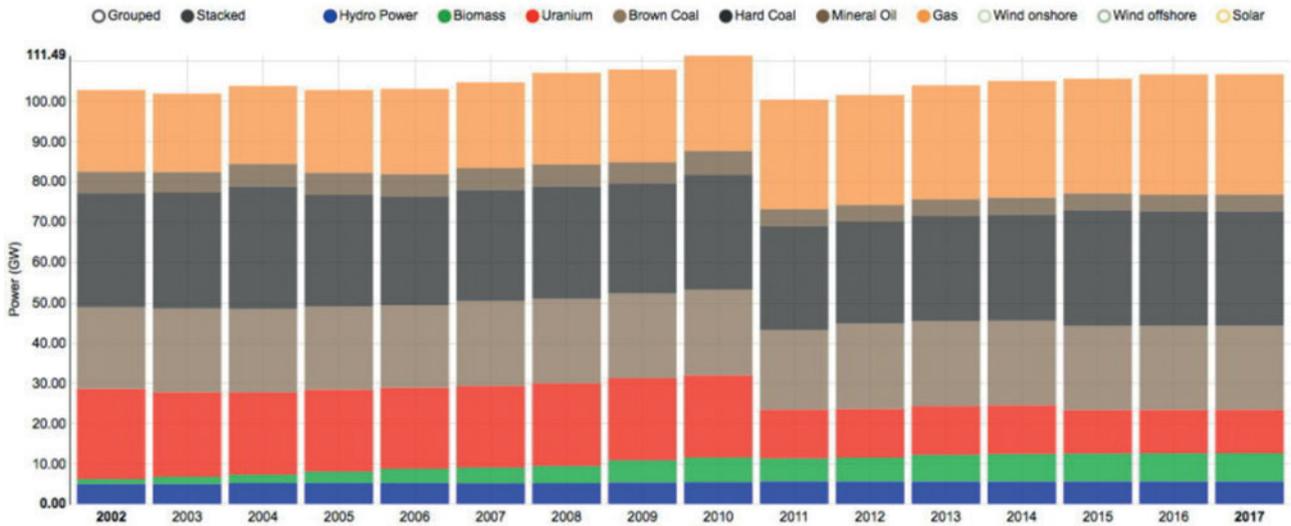


Figure 7 : Évolution de la capacité installée en modes pilotables en Allemagne (Source : Energy Charts).

Pourquoi la France échapperait-elle à la même évolution que celle constatée en Allemagne ? Tout comme chez nos voisins du Nord, notre consensus social est aujourd'hui basé sur une électricité disponible à tout moment ; le résultat d'une augmentation de la part annuelle dévolue à des sources intermittentes et fatales devrait donc être exactement le même.

Si nous allons au bout du « 50 % de nucléaire » dans la production annuelle, quelle que soit l'année de sa concrétisation (ce qui suit sera valable que l'on y arrive en 2025, en 2035, en 2053 ou en 2060), nous n'allons donc pas supprimer 17 réacteurs sur 58, mais baisser d'à peu près un tiers le facteur de charge moyen des 58 réacteurs en question. Au lieu de produire en moyenne à hauteur de 75 % de leur puissance nominale sur l'année, ils ne le feront qu'à 50 %.

Mais le parc nucléaire est *grosso modo* un système à coûts fixes, c'est-à-dire que ses charges annuelles de fonctionnement ne dépendent quasiment pas de la quantité d'électricité produite (c'est une autre manière de dire

que le coût du combustible est négligeable, à la différence du gaz et même du charbon). Le coût de l'électricité nucléaire est essentiellement composé de l'amortissement de l'investissement et de charges de personnel qui sont indépendantes du niveau de production dès lors que le réacteur est en fonctionnement (présence sur site et conduite du réacteur, maintenance, surveillance, etc.).

On constate que, pour le nucléaire, le prix de l'uranium est marginal : les coûts de fonctionnement d'un réacteur sont avant tout ceux liés à sa construction et à la présence sur place de personnes pour le conduire et l'entretenir, qu'il produise dans l'année 0,1 TWh ou 8 TWh.

Du coup, si le parc de réacteurs produit un tiers en moins, mais que le prix de vente de l'électricité reste le même, le parc nucléaire dispose alors d'un tiers de recettes en moins pour des coûts qui restent identiques. Cela va produire tout ce que l'on veut, sauf... améliorer la sûreté des réacteurs en question !

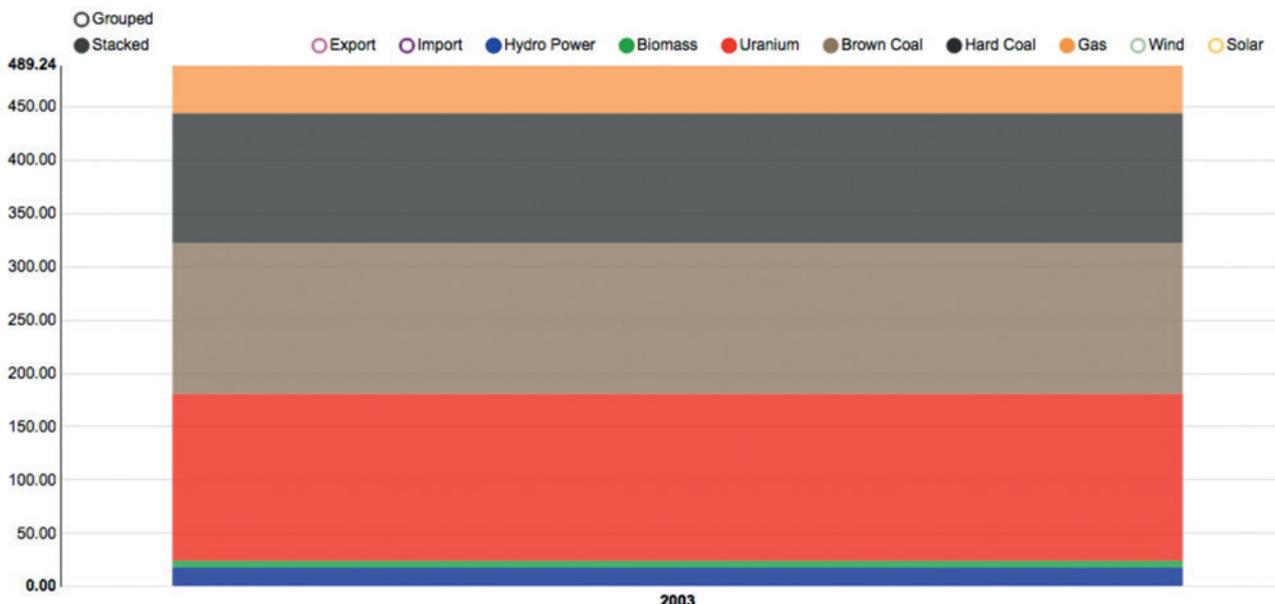


Figure 8 : Production annuelle des différents modes pilotables en 2003, pour un total d'environ 490 TWh (Source : Energy Charts).

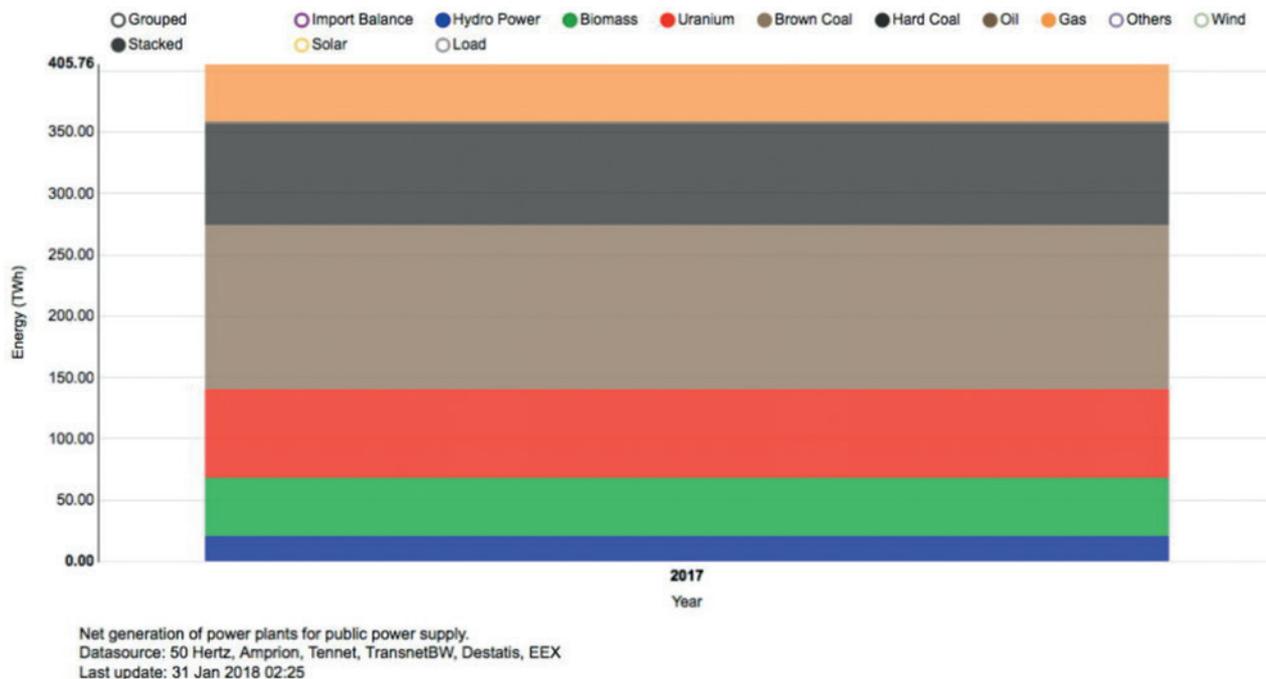


Figure 9 : Production annuelle des modes pilotables en 2017, pour un total d'environ 405 TWh, soit 20 % de moins qu'en 2003 (la consommation est restée, quant à elle, à peu près identique) (Source : Energy Charts).

En fait, en pareil cas, on va commencer par dégrader la sûreté, par manque de moyens ; et à la fin de l'histoire, c'est le contribuable qui finira par payer, sous forme de recapitalisations, ce que le consommateur aura cru pouvoir économiser. Et en retenant cette option, le gouvernement contribue à une augmentation du risque nucléaire, alors qu'il véhicule implicitement l'idée contraire. La physique est parfois mauvaise fille avec les promesses électorales...

L'autre option, c'est que le prix de vente du MWh nucléaire augmente de 50 % pour préserver les recettes et ainsi garantir la sûreté. À ce moment, les Français paient

la même quantité de milliards d'euros qu'auparavant pour l'électricité d'origine nucléaire, mais pour 260 TWh produits au lieu de 400.

Dans ce plan, il faut payer en plus les 140 TWh venant de l'éolien et du solaire, qui fournissent désormais les 25 % non produits par le nucléaire. Si cette production est assurée uniquement par de l'éolien, cela signifie 70 GW à installer pour un coût d'investissement d'environ 100 milliards d'euros (donc, en gros, 6 milliards par an d'ici à 2035), hors renforcement du réseau. Dans le cas du solaire, c'est plutôt 100 GW de puissance installée qui

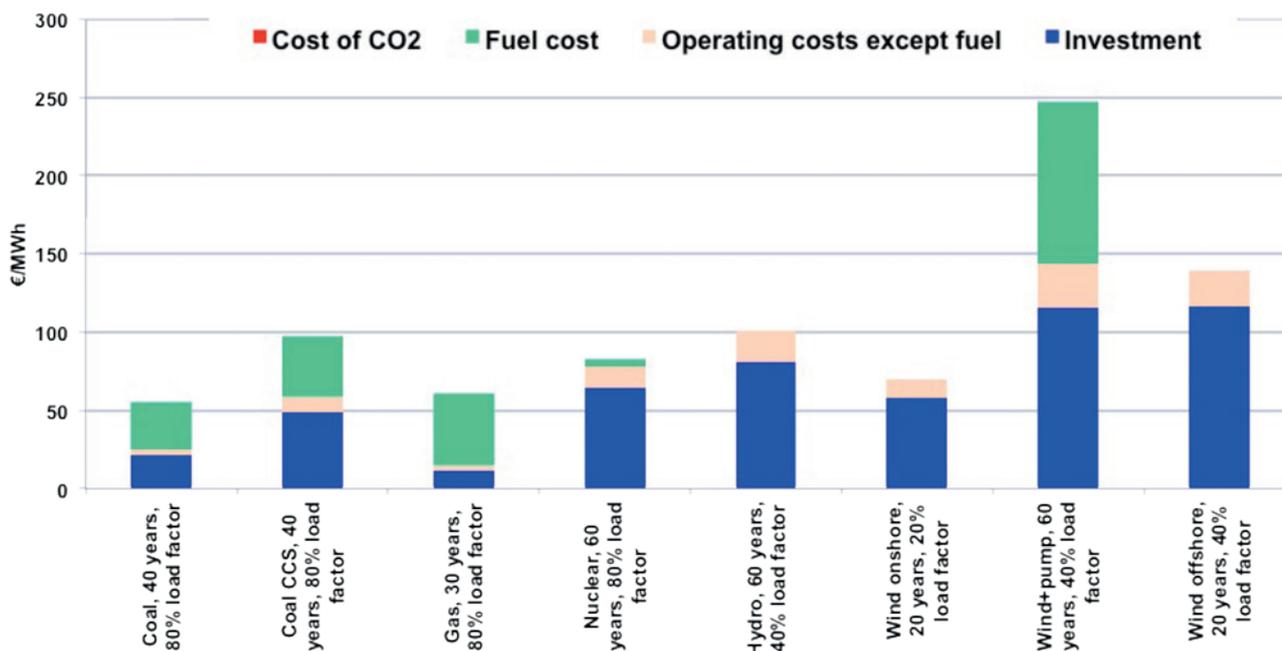


Figure 10 : Coût de production d'un MWh électrique selon le type de dispositif.

NB : « Charbon CCS » signifie charbon avec dispositif de capture et de séquestration du CO₂. « Wind+pump » désigne le coût total d'un MWh éolien (à terre) d'abord stocké dans une STEP neuve, puis restitué ultérieurement.

seront nécessaires, pour un coût d'investissement de 150 milliards d'euros (donc 8 à 9 milliards par an d'ici à 2035). Ces sommes s'ajoutent, bien évidemment, à ce qui est nécessaire au maintien à l'identique du parc nucléaire.

Ce plan a deux autres conséquences quelque peu désagréables : il détruit globalement de l'emploi, et ne permet pas une baisse des émissions de CO₂ liées à la production électrique (en fait, il les augmente même un peu).

Sur le premier point, le raisonnement est assez simple : les importations françaises d'uranium varient de 0,5 à 1 milliard de dollars selon les années. Pour une production nucléaire de 400 TWh, cela signifie en gros 1 à 2 euros d'uranium importé par MWh. Tout le reste du prix de vente correspond à de la valeur ajoutée produite en France (la construction de la centrale, la production des assemblages combustibles, la maintenance, les investissements additionnels, le traitement des déchets, etc.).

Pour produire en France un MWh éolien ou solaire, qui est vendu un peu moins de 100 euros (80 pour l'éolien, et 100 pour le « bon » solaire), il a fallu importer de 20 à 30 euros de composants fabriqués à l'étranger : cellules ou panneaux photovoltaïques, dans un cas, nacelles et pales des éoliennes, dans l'autre (il n'y a pas plus mondialisé que le solaire : tout est fabriqué dans un tout petit nombre de pays pour être vendu partout dans le monde !). Dit autrement, l'imputation au MWh produit (sur la durée de vie) du prix d'achat de ces composants importés vaut de 20 à 30 euros par MWh.

Quand, à consommation électrique constante, on remplace un MWh nucléaire par un MWh éolien ou solaire, on augmente donc les importations (de 1-2 euros à 20-30 euros). Or, augmenter les importations à consommation constante, c'est baisser le PIB, et, toutes choses égales par ailleurs, cela diminue l'emploi.

Certes, déployer des éoliennes augmente l'emploi dans la filière ENR (ça c'est indiscutable !), mais l'équation globale est que, en France, cela en détruit encore plus ailleurs. On peut quand même souhaiter remplacer du nucléaire par de l'éolien et du solaire, mais il ne faut pas croire que ce sera bon pour l'emploi du pays !

Enfin, le nucléaire ne produit pas de CO₂ : casser un noyau d'uranium en deux, ce n'est pas oxyder un atome de carbone ; sur ce point la physique est formelle. Par ailleurs, la fission d'un gramme d'uranium 235 libère autant d'énergie que la combustion d'une tonne de pétrole (merci encore à l'inventeur de la formule $e = mc^2$). Avec le nucléaire, il faut donc « consommer » très peu de matière pour pouvoir produire beaucoup d'énergie. Et même si l'amont du cycle (construction de la centrale, mines, transport, fabrication des assemblages d'uranium) et l'aval (transport, traitement des déchets) utilisent du charbon, du gaz et du fioul, les quantités consommées sont négligeables rapportées à l'énergie libérée par la fission.

Il faut aussi tenir compte des déplacements des salariés qui viennent travailler, mais, au final, le nucléaire, c'est de l'ordre de 10 grammes de CO₂ par kWh électrique (le charbon, c'est près de 1 000, et le gaz, 400). L'éolien se situe au

même niveau, et le solaire, avec des panneaux fabriqués en Chine, est largement au-dessus (entre 50 et 100 en considérant les opérations de pose et de maintenance).

Remplacer du nucléaire par un ensemble éolien-solaire ne sert donc à rien pour faire baisser les émissions de CO₂. La première version de ce « 50 % » rate donc tous les objectifs :

- le risque nucléaire ne baisse pas ; au contraire, il va augmenter ;
- pas plus que le CO₂ ;
- en revanche, l'emploi, lui, baisse.

On peut donc peut-être imaginer un peu plus pertinent ?

Je fais 50 % – Version « anticarbone »

Les chiffres magiques ayant la vie dure (d'autant plus que celui-ci est inscrit dans la loi), je vais proposer ci-après une autre manière de l'interpréter qui permettrait de cocher toutes les cases intéressantes : le CO₂, l'emploi et la sûreté nucléaire.

Repartons des mêmes chiffres : aujourd'hui, notre pays produit 550 TWh électriques par an, dont 400 TWh viennent du nucléaire. 50 TWh sont exportés, la consommation domestique est donc de l'ordre de 500 TWh. Je vais supposer que les exportations sont prises sur la base (on appelle ainsi la production électrique qui a lieu en permanence), donc sur le nucléaire. Le pays « consomme » alors 350 TWh de nucléaire, sur un total de 500 TWh.

Nous allons maintenant imaginer que l'énergie renouvelable qui est développée en lien avec le réseau électrique n'est pas un ensemble éolien-solaire, mais la géothermie basse température. En pratique, cette énergie se met en œuvre avec des pompes à chaleur, qui peuvent remplacer, dans les logements qui disposent d'un chauffage central avec un circuit d'eau chaude, les chaudières au fioul et au gaz (c'est-à-dire des énergies fossiles) qui sont actuellement en service.

Une pompe à chaleur est, comme son nom l'indique, une machine (thermodynamique) qui « pompe » la chaleur à l'extérieur d'un logement pour l'injecter dans celui-ci. Comme elle est sollicitée quand il fait plus froid dehors que dans le logement, on utilise cette analogie de la pompe, qui « remonte » de l'eau du bas vers le haut. La pompe à chaleur « remonte » des calories de là où il fait froid vers là où il fait chaud.

Elle fonctionne exactement comme un frigo : dans ce dernier, la pompe extrait les calories depuis l'intérieur du meuble, puis les rejette dans la cuisine (ce qui la chauffe un peu) ; la pompe à chaleur extrait, quant à elle, les calories présentes à l'extérieur du logement et les rejette à l'intérieur de celui-ci, ce qui permet de le chauffer.

Cette pompe va donc consommer de l'électricité (pour alimenter un compresseur, des pompes de circulation, un ventilateur...), et « produire » de la chaleur. Elle fait cela en affichant un très bon rendement : pour 1 kWh d'électricité consommée par cette pompe, elle restitue en général 3 à 4 kWh de chaleur qui ont été transférés de l'extérieur dans

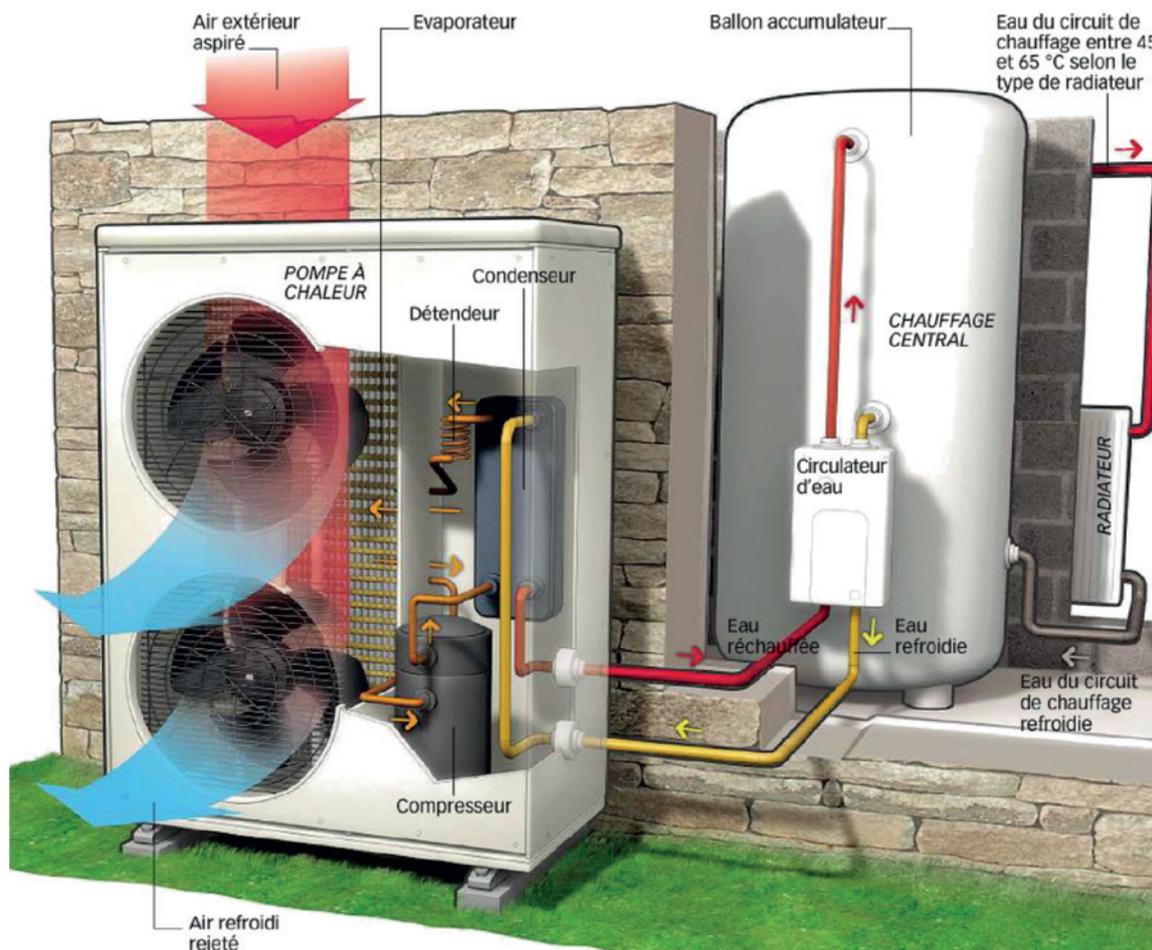


Figure 11 : Schéma du principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur.

le logement. Il ne s'agit pas de violer la loi de conservation de l'énergie : l'énergie « produite » n'est pas issue de la conversion d'une partie de l'électricité utilisée (comme avec un radiateur), mais simplement transférée depuis l'extérieur vers l'intérieur du logement.

Or, la chaleur extraite de l'environnement n'étant rien d'autre que la chaleur du soleil, stockée par l'air ou le sol, nous avons là une énergie renouvelable. Et, de ce fait, la chaleur transférée, moins l'électricité consommée, figure au bilan des énergies renouvelables de notre pays, parfois sous l'intitulé « Pompes à chaleur », et parfois également sous l'intitulé « Géothermie basse température ». En France, comme l'électricité est bas carbone, la pompe à chaleur est un mode de chauffage qui l'est tout autant (en outre, il est 3 à 4 fois plus efficace par kWh électrique consommé qu'un radiateur électrique ordinaire).

Imaginons maintenant que tout logement de notre pays chauffé par une chaudière au fioul ou au gaz soit converti à la pompe à chaleur, après une division par deux de l'énergie de chauffage nécessaire grâce à une rénovation thermique appropriée (en première approximation, c'est l'optimum économique de la rénovation du bâtiment).

Le chauffage au gaz et au fioul représente actuellement 400 TWh par an (400 milliards de kWh) en France. C'est de loin la part la plus importante du chauffage, l'électricité ne représentant que 100 TWh !

Le chauffage résidentiel (avec la production d'eau chaude) utilise 275 TWh d'énergies fossiles, le tertiaire un peu plus de 100. L'électricité ne représente que 60 à 70 TWh pour l'ensemble résidentiel et tertiaire, et environ 100 en y incluant l'eau chaude.

Si nous arrivons à diviser cette consommation par 2 en quelques décennies en améliorant la performance de l'enveloppe des bâtiments (au fur et à mesure qu'on les rénove, par exemple), ce qui fait par ailleurs partie des objectifs gouvernementaux, cela fait 200 TWh de chaleur supplémentaires à fournir à ces bâtiments. Si nous utilisons pour les chauffer des pompes à chaleur affichant un coefficient de performance de 3 (c'est-à-dire fournissant 3 kWh de chaleur pour 1 kWh d'électricité consommée), cela signifie 70 TWh d'électricité supplémentaire à produire.

On peut imaginer sans prendre trop de risques que l'on réalise dans le même temps 20 TWh d'économies d'électricité (soit 5 % de la consommation actuelle) dans d'autres secteurs de consommation (ce devrait être plutôt 40 si nous voulons en même temps électrifier quelques millions de véhicules). Il faudrait alors assurer une production de 600 TWh (soit $550 + 70 - 20$), et je vais supposer – horreur ! – que le surplus est assuré par le nucléaire (qui peut fournir de la semi-base, puisque c'est déjà le cas pour le chauffage électrique).

Dans cette hypothèse, nous avons alors 600 TWh d'électricité produits, dont 450 grâce au nucléaire. Il y a donc

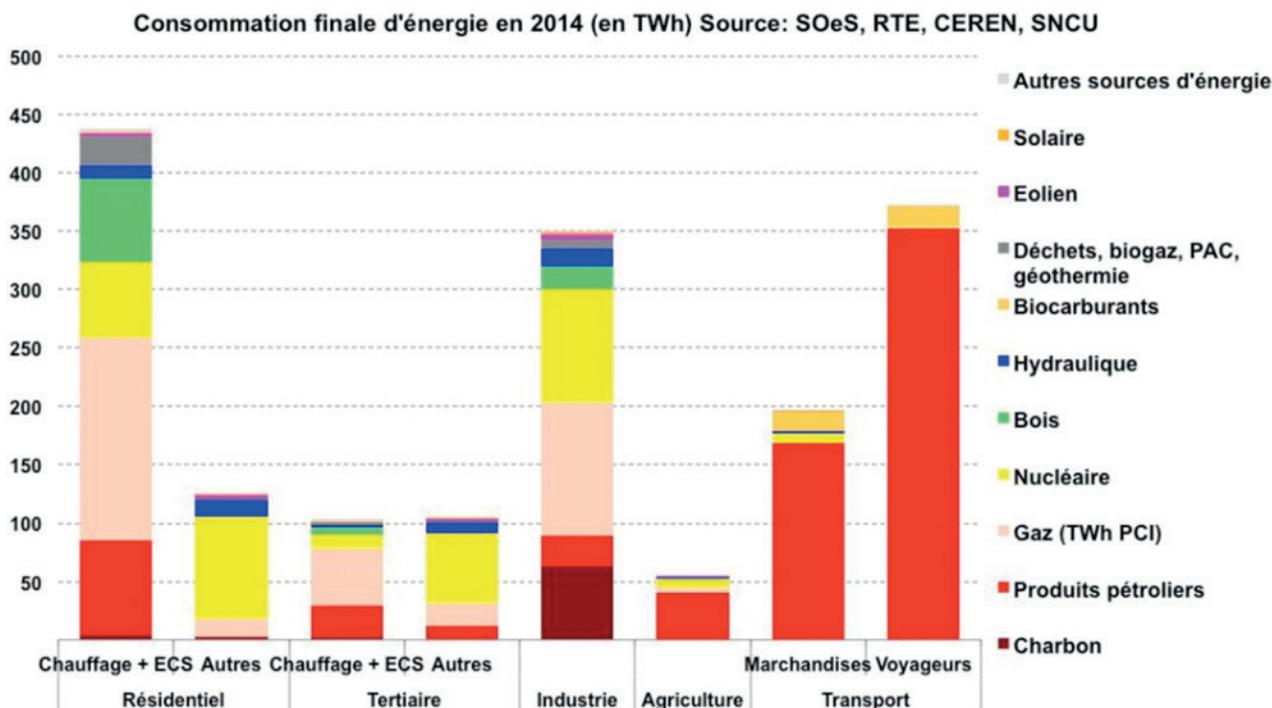


Figure 12 : Consommation d'énergie finale en France en 2014, en TWh, discriminée par énergie primaire qui en est à l'origine et par secteur d'utilisation (Source : Carbone 4).

toujours 150 TWh qui sont produits en faisant appel à d'autres moyens. Enfin, nous exportons toujours 50 TWh. En consommant 70 TWh d'électricité, les PAC peuvent donc créer de 200 (COP de 3) à 280 (COP de 4) TWh de chaleur transférée, laquelle, après déduction des 70 TWh d'électricité consommée, met au crédit de la France de 130 à 210 TWh d'énergie renouvelable.

Cette énergie renouvelable additionnelle peut être portée au crédit du « système électrique », puisque qu'elle ne peut être mobilisée que grâce à l'électricité. Notons qu'en matière d'électricité, nous utilisons déjà de nombreuses conventions qui sont toutes discutables. Par exemple, au titre du diagnostic de performance énergétique dans le bâtiment, le législateur a demandé de comptabiliser non pas l'électricité réellement consommée par un logement, mais 2,58 fois cette valeur. Cette convention n'a aucune espèce de pertinence pour juger de la performance thermique d'un bâtiment, mais c'est quand même celle qui a été retenue.

À ce moment, la totalité de la production du « système électrique » est de 600 TWh d'électricité, auxquels s'ajoutent 150 à 200 TWh de géothermie fournis par les pompes à chaleur après déduction de l'électricité nécessaire pour les alimenter. L'ensemble fait donc 750 à 800 TWh : total dans lequel la part de l'électricité d'origine nucléaire consommée en France est de 400 TWh, puisque, pour rappel, la production d'électricité nucléaire est de 450 TWh, dont sont déduits 50 TWh destinés à l'export.

En retenant ce calcul, le nucléaire représente dès lors 400 TWh sur les 750 à 800 TWh consommés au titre de l'électricité considérée « au sens large », donc 50 %. Avec cette manière de voir les choses, on arrive au constat :

- que le parc a un peu augmenté (de l'équivalent de 10 à

15 réacteurs selon leur facteur de charge),

- que les recettes d'EDF ont augmenté en proportion, le risque nucléaire n'est donc pas plus élevé (il est même moins élevé que dans la version « antinucléaire » des 50 %) ;
- l'importation de 400 TWh de pétrole et de gaz n'est plus nécessaire ; cela représente jusqu'à 7 milliards d'euros d'économie par an pour le gaz, et jusqu'à 10 milliards pour le pétrole ;
- les 11 à 17 milliards ainsi économisés chaque année sur la balance commerciale représentent la création de 300 à 500 000 emplois dans l'économie nationale ;
- le pétrole et le gaz non consommés permettent d'éviter de l'ordre d'un quart des émissions de CO₂ de notre pays ;
- nous n'avons ni besoin accru de stockage, ni nécessité d'un renforcement du réseau, ni problème de réglage de la fréquence sur le réseau ;
- enfin, le prix de l'électricité n'augmente pas,
- et, pour le consommateur, le coût complet d'une pompe à chaleur sur sa durée de vie est presque le même que celui d'un chauffage au fioul ou au gaz. De ce fait, le passage à cette version du 50 % ne crée pas un besoin de dépenses additionnelles pour le consommateur final, alors que c'est le cas pour la version « plus d'éoliennes et de panneaux solaires », puisqu'il paiera son chauffage toujours le même prix, mais devra payer plus cher son électricité et ses carburants (rappelons que désormais le financement additionnel de l'éolien et du solaire correspond à une fraction de la fiscalité sur les carburants).

Tant qu'à conserver cette valeur totem, choisir le « bon » 50 % est donc d'importance majeure pour l'avenir du pays : dans un cas, c'est la désillusion certaine qui nous attend ; dans l'autre, une « sortie par le haut » qui permettra de faire globalement baisser le risque.

Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017 – Données provisoires

Ministère de la Transition écologique et solidaire
Commissariat général au Développement durable
Sous-direction des Statistiques de l'énergie (SDES)

À climat constant, la consommation finale énergétique de la France métropolitaine progresse de 0,9 % en 2017, dans un contexte de croissance économique soutenue. Cette hausse de la demande, combinée à un recours accru aux énergies fossiles pour la production d'électricité, se traduit par un rebond, à climat constant, de 4 % des émissions de CO₂ liées à l'énergie, ce qui rompt avec la baisse observée depuis le milieu des années 2000. Le taux d'indépendance énergétique recule d'un point en 2017, à 53 %. Avec le repli du nucléaire et de l'hydraulique, la production primaire baisse en effet pour la seconde année consécutive, de 1,3 %, tandis que la consommation d'énergie primaire augmente de 0,7 %. Le déficit des échanges physiques d'énergie augmente de 4,7 %, contribuant, avec la hausse des cours internationaux, au rebond de 23 % de la facture énergétique de la France, à 38,6 milliards d'euros.

Malgré des épisodes de froid particulièrement intenses en janvier et dans une moindre mesure en novembre, l'année 2017 a été globalement assez douce en France métropolitaine. La rigueur climatique de la période de chauffe, mesurée par le nombre de degrés-jours, est moindre qu'en 2016 (de l'ordre de 5 %), année qui se situe dans la moyenne de la période trentenaire 1986-2015. Si les besoins de chauffage sont ainsi réduits, la demande intérieure en énergie est, *a contrario*, soutenue par l'accélération de la croissance économique (+ 2 %, d'après les premières estimations de l'Insee), notamment par celle de l'activité industrielle. Globalement, la consommation finale d'énergie demeure stable en 2017, à 153,6 Mtep (+ 0,1 % par rapport à 2016). En excluant les usages non énergétiques (14,1 Mtep), concentrés pour l'essentiel dans l'industrie pétrochimique, la consommation finale à usage énergétique baisse de 0,4 %, à 139,5 Mtep. Corrigée des variations climatiques, elle progresse toutefois de 0,9 %. La hausse concerne les trois principales formes d'énergie finale : + 1,1 % pour les produits pétroliers (hors usages non énergétiques), + 0,8 % pour l'électricité et + 0,7 % pour le gaz. La progression de la consommation de produits pétroliers s'observe à la fois pour les carburants et les combustibles, mais, pour ces derniers, elle pourrait être liée à une hausse du niveau de remplissage des cuves de fioul des particuliers (la consommation de fioul étant assimilée à ses achats dans le présent bilan).

La production primaire recule pour la seconde année consécutive

La production d'énergie primaire s'élève à 131,9 Mtep en 2017, reculant pour la seconde année consécutive (- 1,3 % en 2017, après - 4,8 % en 2016) (voir la Figure 1 de la page suivante). Ce repli s'explique en partie par celui de la production nucléaire qui, après avoir chuté de 7,8 % l'année précédente, se contracte à nouveau de 1,2 % en 2017, atteignant ainsi son plus bas niveau depuis la fin des années 1990 (103,8 Mtep). La disponibilité du parc, déjà plus faible qu'à l'accoutumée en 2016, a notamment été limitée au début de l'automne, du fait de contrôles menés sur des générateurs de vapeur de certains réacteurs. La production hydraulique (hors accumulation par pompages) recule également en 2017, de 18 %, pénalisée par une pluviométrie particulièrement déficitaire. À l'inverse, les productions éolienne et solaire photovoltaïque poursuivent leur progression (+ 14 % et + 12 %), à un rythme similaire à celui du développement des capacités raccordées au réseau. La production cumulée des filières hydraulique, éolienne et solaire photovoltaïque s'établit ainsi à 7,1 Mtep en 2017, soit 0,6 Mtep de moins que l'année précédente.

La production primaire d'énergies renouvelables thermiques et issues de la valorisation des déchets augmente, quant à elle, légèrement, de 0,5 %, pour s'élever à environ 20 Mtep. La production de biomasse solide, en majeure

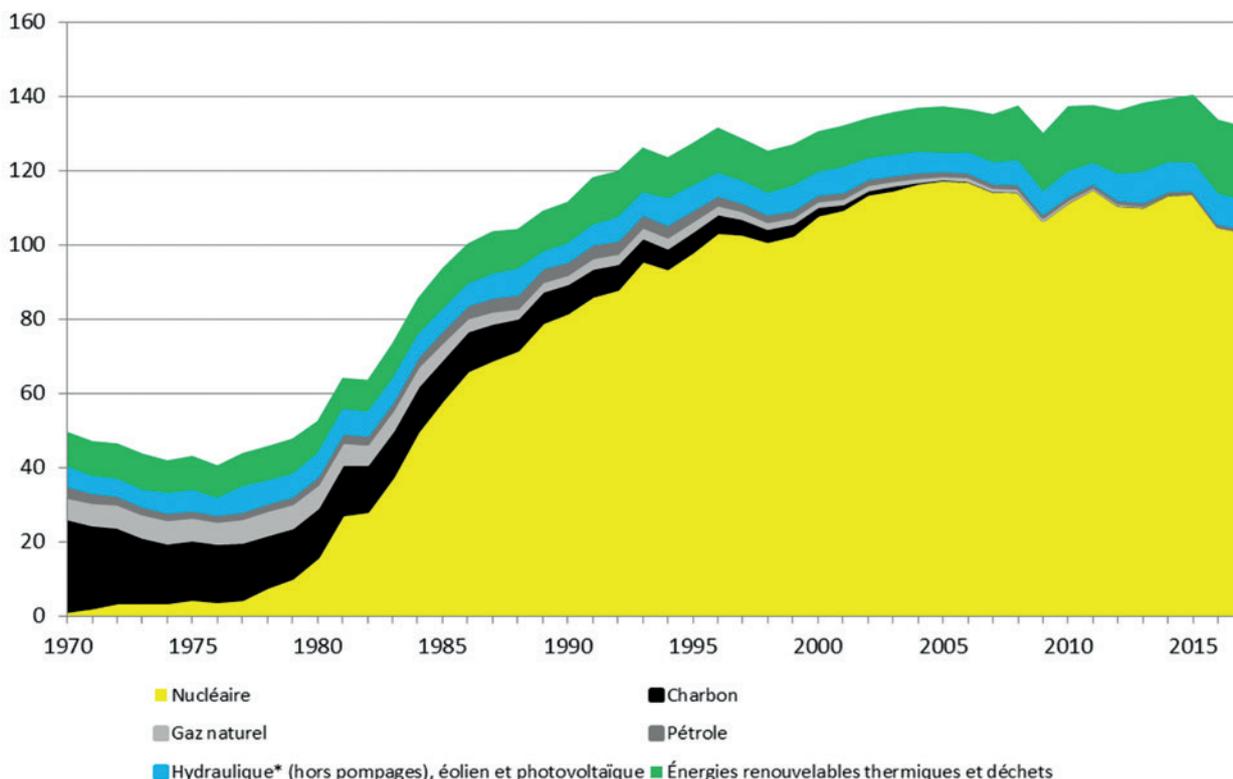


Figure 1 : Production primaire d'énergie.

* Y compris énergies marines.

Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.

partie du bois de chauffage consommé par les ménages, en représente plus de la moitié (10,8 Mtep). Malgré la nette reprise des ventes d'équipements de chauffage au bois (+ 11,5 %), elle recule de près de 3 % sur un an, du fait de besoins de chauffage moindres qu'en 2016. Cette baisse est toutefois compensée par l'essor d'autres filières renouvelables thermiques, notamment les pompes à chaleur (+ 5 %) dont le marché croît de nouveau fortement en 2017. Enfin, la production primaire d'énergie fossile, autrefois importante, est désormais marginale. Composée essentiellement de pétrole brut extrait des bassins aquitains et parisiens, elle s'élève à 0,9 Mtep en 2017, en baisse de 3 % sur un an.

La production totale d'électricité, nette de la consommation des services auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales, s'élève à 530 TWh en 2017, en baisse de 0,5 % sur un an. Le recul du nucléaire et de l'hydraulique est ainsi quasiment compensé par les autres filières de production. En particulier, la production des centrales thermiques classiques, mobilisées pour ajuster l'offre à la demande d'électricité, augmente de 18 % en un an, à 63 TWh (dont 54 TWh produits à partir de combustibles fossiles). Cette hausse concerne l'ensemble des types d'installations, y compris celles fonctionnant au charbon et au fioul, lesquelles sont particulièrement sollicitées durant les pics de froid hivernaux.

L'activité des raffineries de France métropolitaine est globalement stable en 2017. La production nationale de produits raffinés, nette de la consommation propre des raffineries, s'établit à 57,2 millions de tonnes, soit 0,3 % de plus

qu'en 2016. La production de fioul lourd et de fioul domestique recule nettement alors que celle des autres produits, tout particulièrement ceux à usages non énergétiques, progresse. Le gazole routier et les supercarburants demeurent les principaux produits en sortie de raffineries françaises, représentant respectivement 35 % et 20 % du total de la production métropolitaine.

Le déficit des échanges physiques d'énergie augmente nettement

Le déficit des échanges physiques d'énergie s'élève à 123,8 Mtep en 2017. Bien qu'il progresse de 4,7 % sur un an et de plus de 7 % en l'espace de trois ans, il se maintient à un niveau inférieur à ceux enregistrés pendant les années 2000 et au début de la décennie actuelle. La hausse observée en 2017 est principalement imputable à trois facteurs. En premier lieu, les achats de pétrole brut augmentent de 3,5 % pour atteindre 58,5 Mtep, permettant notamment de reconstituer les stocks nationaux, qui, en début d'année, était à leur niveau le plus bas depuis vingt ans. L'Arabie Saoudite, premier fournisseur de la France en pétrole brut durant les quatre années précédentes, recule au quatrième rang, derrière le Kazakhstan, la Russie et l'Iran, ce dernier pays bénéficiant depuis 2016 de la levée des sanctions économiques liées à son programme nucléaire. En second lieu, le déficit des échanges de produits raffinés se creuse, les exportations reculant de près de 11 % (à 18,5 Mtep), tandis que les importations sont restées stables (à 39,4 Mtep), en raison de l'augmentation de la demande intérieure. Enfin, les importations

nettes de produits charbonniers rebondissent de 19 %, à 9,5 Mtep, en raison de la hausse de la demande dans le secteur de la sidérurgie, ainsi que de leur utilisation pour la production d'électricité. À l'inverse, les entrées nettes de gaz naturel sur le territoire se replient légèrement en 2017 (- 0,4 %), malgré le bond des importations sous forme liquéfiée (+ 34 %), dû notamment à la mise en service commerciale du terminal méthanier de Dunkerque en début d'année. Les importations nettes de biocarburants, en grande majorité du biodiesel, représentent 0,7 Mtep, comme l'année précédente. Le solde des échanges physiques d'électricité demeure, quant à lui, exportateur (3,4 Mtep), même si, lors des vagues de froid de janvier et novembre, la France a importé davantage d'électricité qu'elle n'en a exportée. Il se maintient à un niveau comparable à celui de 2016 (3,5 Mtep), loin toutefois de celui observé en 2015 (5,5 Mtep).

Après s'être réduite de plus de moitié en quatre ans, la facture énergétique de la France rebondit en 2017

Le rebond des cours du pétrole observé en cours d'année 2016 s'est interrompu au premier semestre 2017, avant de reprendre pendant l'été et de s'amplifier en fin d'année. Le baril de Brent, pétrole brut de référence pour le marché européen, est ainsi passé de 54,9 \$ en moyenne en janvier à 46,4 \$ en juin, avant de progresser de nouveau pour atteindre 64,4 \$ en décembre. Calculé en moyenne sur l'ensemble de l'année 2017, le cours du Brent s'établit à 54,3 \$, il est en hausse de 25 % par rapport à l'année précédente. Cette progression est légèrement atténuée lorsque les cours sont exprimés en euros, du fait du renchérissement de ce dernier par rapport au dollar. L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et ses partenaires, dont la Russie, ont annoncé en mai, puis de

nouveau en novembre, la prolongation de l'accord conclu en fin d'année 2016 pour plafonner leurs productions. Celui-ci est désormais reconduit jusqu'à fin 2018. Ces annonces ont exercé une pression haussière sur les cours, que les perspectives de ralentissement de la croissance de la demande mondiale de pétrole pour 2018 n'ont pas contrariée. Dans le sillage de ceux du pétrole, les cours des autres énergies sont également orientés à la hausse en 2017. Exprimés en euros, le prix spot du charbon-vapeur sur le marché européen croît ainsi de 38 % dans un contexte de réduction de l'offre chinoise, tandis que celui du gaz naturel sur le marché NBP à Londres progresse de 22 %. Le prix spot moyen de l'électricité livrable en France augmente, quant à lui, de 23 %.

La facture énergétique de la France s'établit à 38,6 milliards d'euros en 2017 (Md€₂₀₁₇). Après quatre années consécutives de forte baisse durant laquelle elle s'est réduite de plus de moitié (- 56 % entre 2012 et 2016), elle rebondit de 23 % en 2017, pénalisée par la remontée des cours (voir la Figure 2 ci-après). La hausse des achats en valeur concerne l'ensemble des énergies fossiles. La facture pétrolière, qui pèse pour près des trois quarts dans la facture énergétique globale, augmente de 25 % en un an. Les importations nettes de pétrole brut passent ainsi de 16,4 Md€₂₀₁₇ à 21,1 Md€₂₀₁₇, sous l'effet conjoint des hausses des prix et des volumes importés, tandis que les importations en produits raffinés progressent plus modestement, de 6,6 Md€₂₀₁₇ à 7,7 Md€₂₀₁₇. La facture gazière augmente de 10 % en un an, à 8,5 Md€₂₀₁₇. Alors que le solde des échanges physiques de gaz évolue peu, elle progresse moins vite que les cours du gaz, car les achats de gaz de la France reposent majoritairement sur des contrats de long terme à un prix fixé à l'avance. Nettement moins élevée, la facture charbonnière bondit toutefois de près de 80 % en 2017, à 2,1 Md€₂₀₁₇, conséquence de la

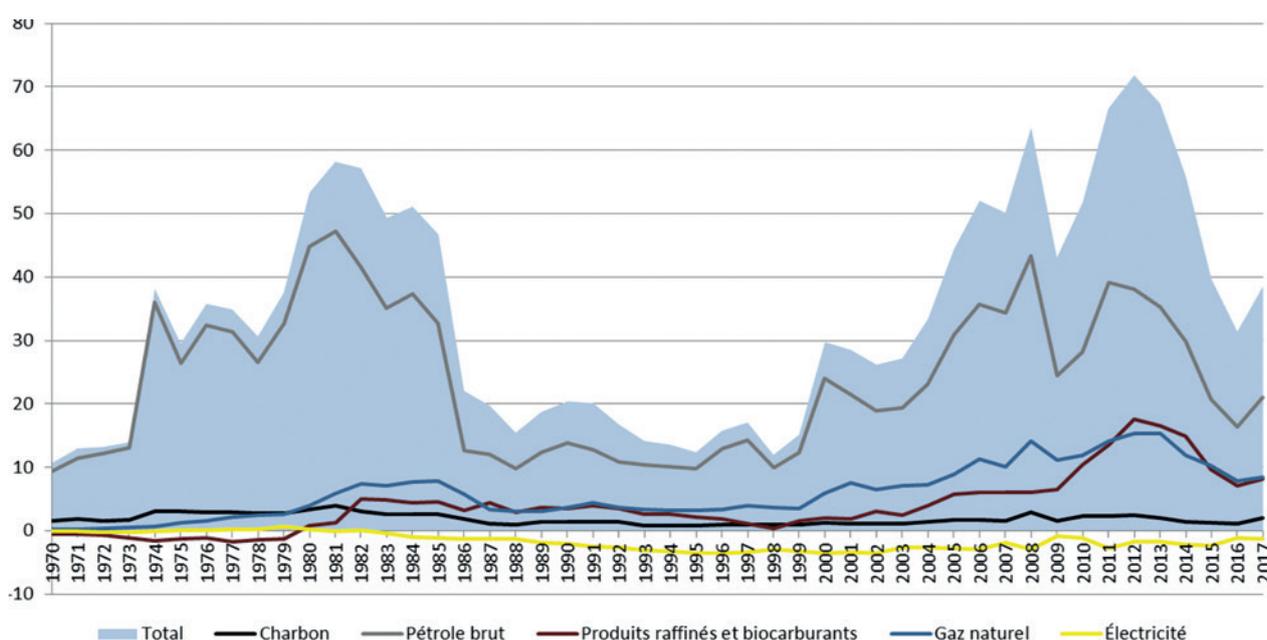


Figure 2 : Facture énergétique de la France, en milliards d'euros 2017.

Source : calculs SDES, d'après DGDDI, CRE, enquête auprès de raffineurs.

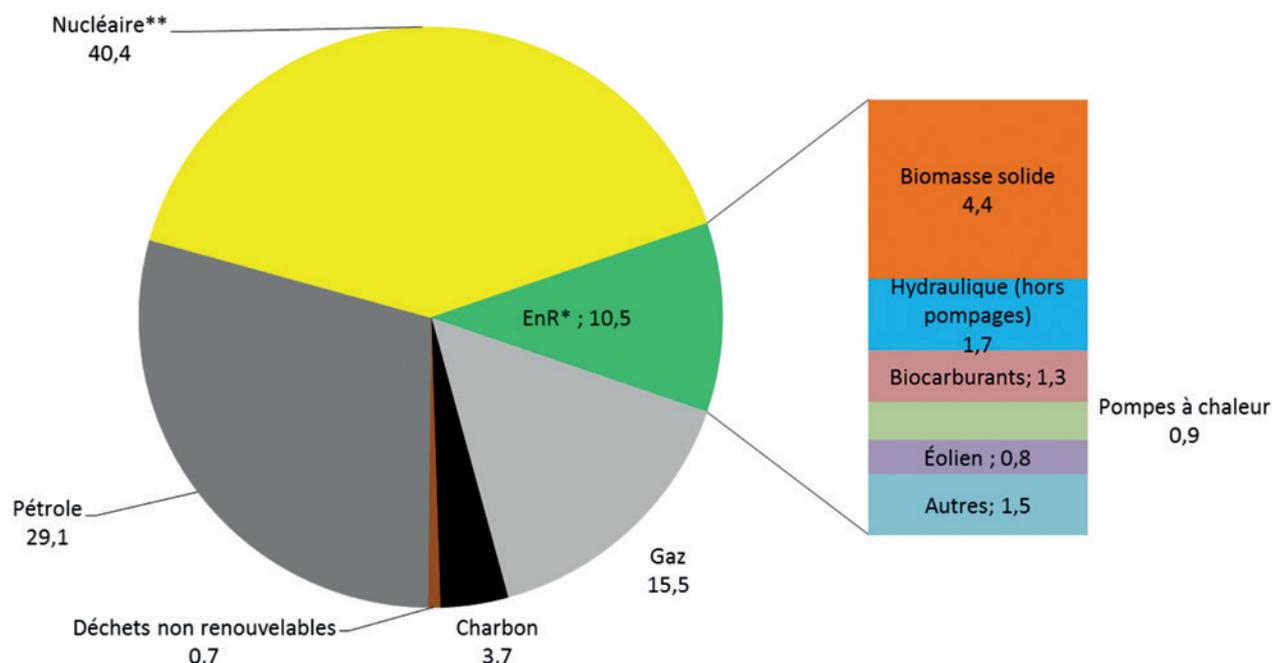


Figure 3 : Bouquet énergétique primaire réel en 2017 (en %).

* EnR : énergies renouvelables.

** Correspond au nucléaire comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.

Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.

hausse des cours du charbon et de celle de la demande intérieure. Les importations nettes de biocarburants se maintiennent à 0,6 Md€₂₀₁₇ en 2017. Enfin, les recettes tirées des exportations d'électricité, nettes des dépenses liées aux quantités importées, permettent d'alléger la facture française de 1,3 Md€₂₀₁₇ (+ 20 % sur un an).

Rebond de la consommation primaire et des émissions de CO₂

La consommation primaire de la France métropolitaine s'élève à 248,2 Mtep en 2017, en augmentation de 0,7 % par rapport à 2016. Corrigée des variations climatiques, elle progresse même de 1,6 %, tirée, d'une part, par la hausse de la demande finale (voir *supra*) et, d'autre part, par l'augmentation des pertes lors de la transformation d'énergie. Celles-ci progressent notamment du fait du recours accru aux centrales thermiques à combustibles fossiles pour compenser la chute de la production d'électricité hydraulique (cette dernière étant comptabilisée dans le présent bilan comme ressource primaire, nette des pertes liées à la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique, conformément aux conventions internationales). Le rebond de + 12 % de la consommation de charbon dans les cokeries et les hauts fourneaux, nette de la production de gaz dérivés, explique également la hausse de la consommation du secteur de la transformation d'énergie. Dans l'ensemble, le bouquet énergétique primaire réel de la France métropolitaine se compose de : 40,4 % de nucléaire, 29,1 % de pétrole, 15,5 % de gaz naturel, 3,7 % de charbon et 11,2 % d'énergies renouvelables et déchets (voir la Figure 3 ci-des-

sus). Le taux d'indépendance énergétique s'élève à 53 %, cédant un point en un an.

Avec l'augmentation du recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité et la hausse de la demande de produits pétroliers, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie augmentent de 3 % en 2017 en données réelles et de 4 % à climat constant. Corrigées des variations climatiques, les émissions restent toutefois de 17 % inférieures à leur niveau de 2005, celles-ci ayant baissé continûment entre cette année et 2016.

Méthodologie

Cette publication présente les premiers résultats du bilan énergétique de la France en 2017, élaboré en suivant les recommandations de l'Agence internationale de l'énergie et d'Eurostat. Le champ géographique couvert est la France métropolitaine, à l'exception des données relatives à la facture énergétique (qui incluent les échanges extérieurs des départements d'outre-mer). Une analyse plus détaillée, étendue à tout le territoire national (DOM inclus) et enrichie d'une valorisation monétaire de l'ensemble des flux physiques, sera publiée en fin d'année 2019. L'ensemble des séries du bilan ainsi que la présente publication sont disponibles sur le site du SDES : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-densemble/1925/2019/ensemble-bilans-lenergie-france.html>

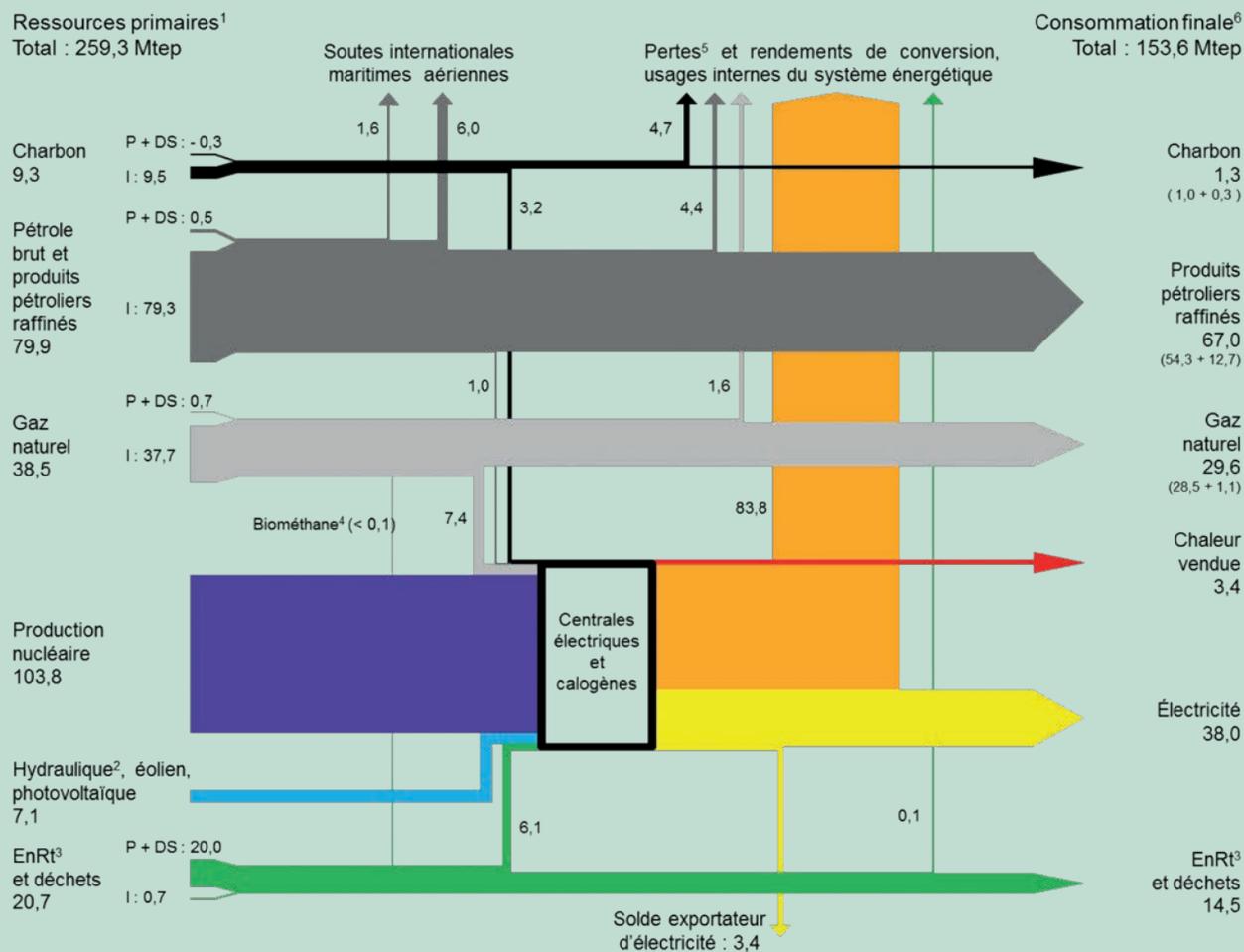
Pour en savoir plus

« Bilan énergétique de la France pour 2016 », CGDD/SDES, *Datalab*, n°30, mars 2018.

Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017 (Mtep)

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre qu'en 2017, la France a mobilisé une ressource primaire de 259,3 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 153,6 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (94,6 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (3,4 Mtep) et des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7,6 Mtep).

Ce diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergies transformées en électricité et/ou en chaleur commercialisée (par exemple, 7,4 Mtep de gaz naturel ont été utilisés à cet effet).



P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

(1) Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

(2) Y compris énergies marines, hors accumulation par pompes.

(3) Énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

(4) Injections de biométhane (compté comme énergie renouvelable dans les ressources primaires) dans les réseaux de gaz naturel.

(5) L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

(6) Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.

Le bilan carbone de la France : 20 ans déjà !

Par Jean-Philippe LAFONTAINE
IAE de Tours

En 1997, la France publiait son premier bilan carbone pour la période 1990-1995 en suivant la méthodologie et les recommandations préconisées par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) ⁽¹⁾. Depuis cette date, les principes de base du dispositif français de comptabilité carbone sont restés les mêmes, mais les mesures qui ont été mises en œuvre en France pour lutter contre le réchauffement climatique au cours de ces vingt dernières années ont, entre autres, obligé de plus en plus d'organisations à produire et à diffuser des données sur leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). Cet article propose, dans un premier temps, de revenir sur les origines du dispositif français de comptabilité carbone et, dans un deuxième temps, d'en donner une description synthétique en mettant en perspective ce qui est demandé aux organisations et ce qui est fait au niveau national. Enfin, en partant du constat selon lequel les résultats obtenus en matière de réduction des émissions de GES ne sont pas aussi bons que ceux attendus, cet article s'interroge sur les postulats qui ont orienté les choix réalisés en matière de gouvernance climatique mondiale et sur leur capacité à lutter efficacement contre le réchauffement de la planète.

Un dispositif national pour répondre à des enjeux planétaires

Depuis la première conférence mondiale sur le climat organisée à Genève en 1979 sous l'égide de l'Organisation des Nations Unies (ONU), de nombreuses mesures ont été mises en œuvre à travers le monde pour lutter contre le réchauffement climatique. La plupart des pays se sont alors dotés de dispositifs d'évaluation et de régulation des émissions de gaz à effet de serre (GES). C'est le cas de la France, dont le dispositif de comptabilité carbone respecte deux accords négociés dans le cadre des conférences organisées par l'ONU :

- La Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC) qui a été adoptée lors de la conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement organisée en 1992 à Rio de Janeiro, au Brésil. L'un de ses objectifs était d'instaurer un cadre annuel de réunions internationales (appelées COP, Conférence des parties) pour parvenir à terme à l'adoption de protocoles contraignants de lutte contre les émissions de GES.
- Le Protocole de Kyoto, qui a été rédigé lors de la 3^{ème} conférence des parties (COP3) organisée au Japon en 1997. L'accord final a abouti, entre autres, à un engagement de réduction des émissions mondiales de GES de 5,2 % par rapport à 1990 d'ici à 2012 et à la créa-

tion d'un marché international de crédits d'émission des GES. Ce protocole est entré en vigueur en 2005 (lors de la COP11, à Montréal), après sa ratification par un ensemble de pays représentant plus de 55 % des émissions mondiales de GES. Il a été prolongé jusqu'en 2020 au cours de la COP18 (Doha, en 2012).

Au fil des ans, le dispositif français a été développé et amélioré pour évaluer l'impact des nombreux plans, accords, programmes et autres mesures adoptés au sein de l'Union européenne (UE) et, en particulier, en France, pour lutter contre le réchauffement de la Terre (voir le Tableau 1 de la page suivante).

Vue d'ensemble du dispositif français de comptabilité carbone

Le dispositif de comptabilité carbone qui a été développé en France porte, depuis 2006, le nom de « Système national d'inventaire d'émissions et de bilans dans l'atmosphère (SNIEBA) ». Ce dispositif comporte deux niveaux

(1) Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a été créé en 1988 en vue de fournir des évaluations détaillées de l'état des connaissances scientifiques, techniques et socio-économiques sur les changements climatiques, leurs causes, leurs conséquences potentielles et les stratégies de lutte. Le dernier rapport disponible (le 5^{ème}) a été publié en 2013, <http://www.ipcc.ch/>

Année	Mesure	Principaux objectifs
1998 UE	Signature de l'accord du 16 juin 1998 par le Conseil des ministres de l'UE	Répartir l'effort de réduction des émissions de GES au sein de l'UE avec un objectif global de réduction de 8 %.
2000 France	Adoption du Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC)	Définir le cadre des actions gouvernementales afin de sauvegarder la compétitivité de l'économie française et les grands équilibres écologiques, en particulier en ce qui concerne le réchauffement climatique.
2005 UE	Instauration du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) de GES	Inciter les entreprises les plus polluantes à investir dans des moyens de production propres en leur faisant acheter des droits à émettre des GES quand elles dépassent leur quota.
2005 France	Promulgation de la loi fixant le Programme des orientations de la politique énergétique (loi POPE)	Garantir la sécurité de l'approvisionnement en énergie, mieux préserver l'environnement et, en particulier, lutter contre l'effet de serre, garantir un prix compétitif de l'énergie et garantir l'accès de tous à l'énergie.
2006 UE	Révision de la stratégie européenne du développement durable	Définir les défis clés en matière de développement durable auxquels l'UE est confrontée, parmi lesquels figure le changement climatique.
2007 France	Organisation du Grenelle de l'environnement	Identifier les décisions à prendre à long terme en matière d'environnement et de développement durable, en particulier pour restaurer la biodiversité tout en diminuant les émissions de GES et en améliorant l'efficacité énergétique.
2008 UE	Signature du paquet Énergie-climat par les chefs de gouvernement et d'État et de l'UE et son adoption par le Parlement européen et le Conseil des ministres (révisé en 2014)	Créer un cadre législatif pour permettre la réalisation de l'objectif « 3x20 » visant à faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 %, à réduire les émissions de CO ₂ des pays de l'Union de 20 % et à accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici à 2020.
2012 France	Adoption des plans Climat Énergie Territoriaux	Adapter les mesures nationales de lutte contre le changement climatique aux spécificités des territoires.

Tableau 1 : Principales mesures adoptées et mises en œuvre par l'UE et la France dans le cadre de la lutte contre les émissions de GES.

(voir la Figure 1 de la page suivante), le premier proposant des outils pour aider les organisations privées et publiques à réaliser leur bilan carbone/GES, le second ayant pour objectif de produire le bilan carbone/GES de la France en agrégeant les données remontées du 1^{er} niveau et en les complétant par de nombreuses autres sources d'information. Ce dispositif permet de publier chaque année un Rapport national d'inventaire pour la France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), du Protocole de Kyoto et, depuis 2013, de l'amendement de Doha.

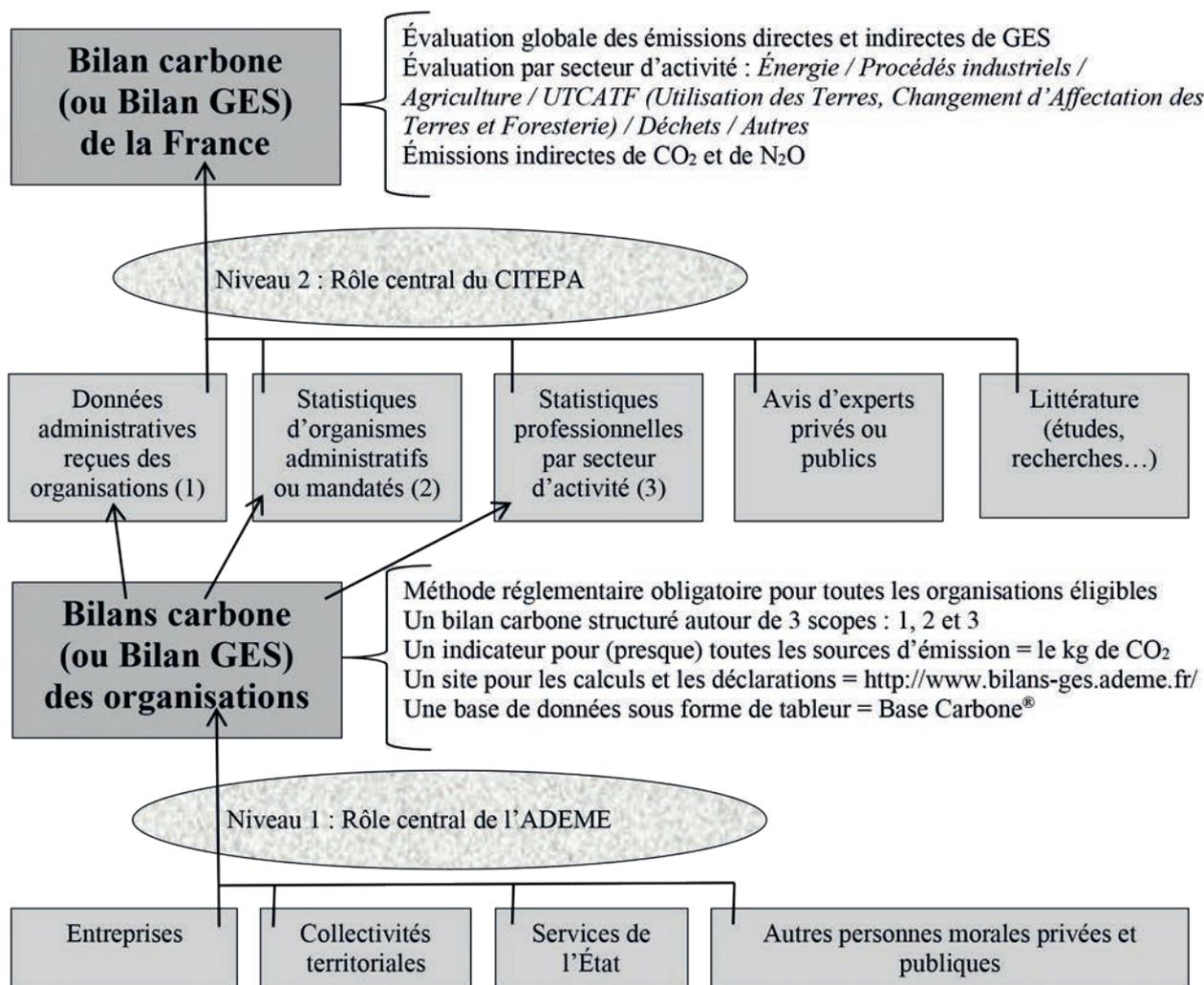
En pratique, cet inventaire est réalisé par le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)⁽²⁾ pour le compte du ministère en charge de l'Écologie (niveau 2). Le rapport⁽³⁾ publié en mars 2018 couvre ainsi la période allant de 1990 à 2016. Cet imposant document (699 pages, 142 figures, 169 tableaux, 10 annexes et 967 références) contient les informations indispensables pour comprendre le travail réalisé et les données diffusées : des définitions de base, la méthodologie de l'inventaire, les méthodes d'évaluation, le processus de contrôle qualité, les incertitudes, les recalculs et les améliorations envisagées. Pour pouvoir mener à bien cet inventaire, le CITEPA est aidé par de nombreux autres organismes qui lui communiquent leurs

propres études, analyses et données : c'est le cas de la Caisse des Dépôts, de divers ministères et, en particulier, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)⁽⁴⁾, qui joue un rôle central dans l'accompagnement des organisations sur le terrain pour la réalisation de leurs bilans carbone/GES (niveau 1).

(2) Le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) est une association à but non lucratif créée en 1961. Expert dans l'évaluation des émissions de GES et de composés organiques volatils (COV), il publie des guides techniques ou méthodologiques, et réalise des études prospectives, ainsi que des simulations selon des scénarios de politiques et de mesures environnementales. Depuis plus de vingt ans, il est chargé de la réalisation de l'inventaire national annuel des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France, <https://www.citepa.org/fr/>

(3) CITEPA (2018), « Rapport national d'inventaire pour la France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto », https://www.citepa.org/images/III-1_Rapports_Inventaires/CCNUCC/CCNUCC_france_2018.pdf

(4) L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) est un établissement public qui, créé en 1990, participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à la disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, <http://www.ademe.fr/>



(1) Enquêtes auprès des entreprises, des collectivités locales, d'autres organisations privées ou publiques...

Déclarations facultatives des organisations non éligibles au dispositif obligatoire du bilan carbone.

Déclarations obligatoires : installations classées, intervenants sur le marché européen du carbone...

(2) Divers ministères, Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), Institut national de la recherche agronomique (INRA), Office national des forêts (ONF), ADEME...

(3) Syndicats et fédérations professionnels (chimie, industrie, produits pétroliers...)

Figure 1 : Le dispositif français de comptabilité carbone.

Quel que soit le niveau d'analyse, la logique de construction des bilans carbone est la même. Il s'agit, dans un premier temps, d'évaluer les quantités émises des gaz identifiés par le GIEC comme ayant un effet de serre direct et, dans un deuxième temps, de convertir ces quantités en kilogrammes ou tonnes équivalent de CO₂ (kgCO₂e ou tCO₂e) en fonction de leur pouvoir de réchauffement global (PRG). Les PRG sont évalués sur une durée de 100 ans. Ils tiennent compte de l'impact plus ou moins important des différents GES sur le climat (voir le Tableau 2 de la page suivante) et ils sont ajustés au fil des rapports du GIEC pour des raisons techniques liées à la modélisation du changement climatique et pour des raisons physiques liées à la corrélation entre le PRG et la concentration des GES présents dans l'atmosphère.

Focus sur le bilan carbone des organisations

Un dispositif de plus en plus réglementé...

En ce qui concerne les organisations, tant publiques que privées, la politique de la France a été d'encourager ou de contraindre un nombre croissant d'entre elles à diffuser des informations de plus en plus précises sur leur performance environnementale (et donc sur leurs émissions de GES). Cette évolution s'est faite en trois temps.

Dans un premier temps, l'article 116 de la loi sur les Nouvelles régulations économiques (dite loi NRE) du 15 mai 2001 a imposé aux sociétés cotées sur les marchés financiers un *reporting* social et environnemental afin de faire

Gaz	Pouvoir de réchauffement global (PRG) sur 100 ans
CO ₂ Dioxyde de carbone	1 par définition
NH ₄ Méthane	25
N ₂ O Protoxyde d'azote ou oxyde nitreux	298
SF ₆ Hexafluorure de soufre	22 800
NF ₃ Trifluorure d'azote	17 200
HFC Hydrofluorocarbures	Entre 124 et 14 800 selon la molécule (1)
PFC Perfluorocarbures	Entre 7 390 et 12 200 selon la molécule (1)

(1) Aucune équivalence n'est prise en compte pour ces gaz, sauf pour le calcul du PRG.

Tableau 2 : Pouvoir de réchauffement global (PRG) des sept GES directs du panier de Kyoto (Source : CITEPA, 2018, pp. 36-37).

apparaître dans leur rapport annuel la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités.

Dans un deuxième temps, la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil a acté la création du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) de GES. Le marché européen du carbone est devenu effectif en 2005 lors de l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto. Depuis lors, de nombreux arrêtés et décrets ont précisé au fil des années les obligations des entreprises qui interviennent sur le SCEQE en matière d'évaluation, de déclaration et de vérification des émissions de GES, ainsi que les sanctions en cas de non-respect de la réglementation. À l'heure actuelle, le SCEQE, couvre plus de trente pays et concerne les entreprises des secteurs d'activité les plus polluants (électricité et chaleur, raffineries, acier, ciment et chaux, verre, céramique, pâte à papier, aviation, métaux ferreux et non ferreux, ammoniac, hydrogène, produits pétrochimiques...).

Enfin, dans un troisième temps, deux articles de la loi sur l'Engagement national pour l'environnement (dite loi ENE ou Grenelle II du 12 juillet 2010) définissent les obligations des organisations en termes d'émissions de GES :

- L'article 75 précise les organisations concernées par l'obligation de réaliser un inventaire de leurs émissions de GES, ainsi que les conditions de production et de diffusion des bilans carbone. Les organisations concernées peuvent être réparties en deux groupes : 1) les personnes morales de droit privé de plus de 500 salariés (ou de plus de 250 salariés dans les départements d'outre-mer) comprenant de grandes entreprises et associations, et 2) les personnes morales de droit public comprenant les collectivités territoriales de plus de 50 000 habitants, les établissements publics de plus de 250 agents et les services de l'État. La loi sur la Transition énergétique et pour la croissance verte (loi du 17 août 2015) ne modifie pas directement l'obligation de réalisation du bilan carbone, mais elle fait évoluer les textes sur certains points (la périodicité, la publication et la sanction en cas de non-respect de l'obligation).
- L'article 228 impose aussi aux entreprises qui proposent des prestations de transport de marchandises, de voyageurs et de déménagement de fournir à leurs clients une

information sur la quantité de dioxyde de carbone émise pour la réalisation de leur prestation.

Depuis le vote de la loi ENE en 2010, les organisations qui ont l'obligation de produire un bilan carbone en France doivent utiliser une méthode dite « réglementaire » qui est décrite par l'ADEME dans deux guides pratiques, l'un applicable à toute organisation et l'autre ajoutant des indications spécifiques aux collectivités⁽⁵⁾. On y trouve, entre autres, une répartition des sources d'émission de GES dans 3 SCOPES (voir le Tableau 3 de la page suivante). Le SCOPE 1 recense les émissions directes de GES des installations fixes ou mobiles détenues ou contrôlées par l'organisation (combustion d'énergies fossiles, émissions des ruminants, fuites de fluides frigorigènes, fertilisation azotée, biomasses...). En théorie, la somme des SCOPES 1 de tous les émetteurs de GES d'un pays donnerait le bilan carbone/GES de ce pays. Le SCOPE 2 évalue les émissions indirectes de GES induites par l'achat ou la production d'électricité, de chaleur et de vapeur. Enfin, le SCOPE 3 intéresse toutes les autres sources d'émissions indirectes de GES de la chaîne logistique étendue au transport des biens et des personnes. Pour évaluer l'empreinte carbone des organisations, des projets et des produits, il est nécessaire de prendre en compte les 3 SCOPES.

Plus récemment, précisément depuis l'ordonnance du 24 décembre 2015 sur les bilans des émissions de GES et les audits énergétiques (ordonnance n°2015-1737), la restitution des bilans carbone doit se faire sur la plateforme des bilans des émissions de GES (BEGES) de l'ADEME avec une obligation de remise à jour tous les quatre ans pour les personnes morales de droit privé et tous les trois ans pour les autres organisations. Les bilans GES doivent obligatoirement contenir une description de la personne morale concernée, l'année de *reporting* et le mode de consolidation, les émissions de GES des SCOPES 1 et 2 en tonnes équivalent CO₂, le plan d'actions envisagé pour chacun des postes des SCOPES 1 et 2 dans un objectif

(5) « Méthode pour la réalisation des bilans d'émissions de GES » (version 4, octobre 2016) et « Guide méthodologique pour la réalisation des bilans d'émissions de GES des collectivités » (version 3, octobre 2016), deux guides téléchargeables sur le site de l'ADEME : <http://www.bilans-ges.ademe.fr/>

Catégories	N°	Postes
SCOPE 1 Émissions directes de GES	1	Émissions directes des sources fixes de combustion
	2	Émissions directes des sources mobiles à moteur thermique
	3	Émissions directes des procédés hors énergie
	4	Émissions directes fugitives
	5	Émissions issues de la biomasse (sols et forêts)
SCOPE 2 Émissions indirectes associées à l'énergie	6	Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité
	7	Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, de chaleur ou de froid
SCOPE 3 Autres émissions indirectes de GES	8 à 23	Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories « Émissions directes de GES » et « Émissions de GES associées à énergie indirectes », achats de produits et de services, immobilisation des biens, déchets, transport des marchandises amont, déplacements professionnels, transport des marchandises aval, des clients et des salariés, utilisation et fin de vie des produits vendus, etc.

Tableau 3 : Liste des sources d'émissions de GES (extrait de *Méthode pour la réalisation des bilans d'émissions de GES*, octobre 2016, p. 17).

chiffré de réduction des émissions de GES et les coordonnées de la personne responsable du bilan carbone/GES. Le non-respect de la réglementation peut entraîner une sanction pouvant aller jusqu'à 1 500 €.

... dont la mise en œuvre est difficile

Pour réaliser leur bilan carbone/GES, les organisations doivent donc collecter ou produire les données caractéristiques de leurs activités qui peuvent être soit des données primaires déjà disponibles dans les organisations (consommations d'énergie, achats de biens et services, quantités produites...), soit des données secondaires externes (recueillies auprès des clients, des fournisseurs, des usagers ou extraites d'études). Ces données sont reportées dans les tableurs de la Base Carbone® gérée par l'ADEME, dans laquelle un équivalent carbone est associé aux facteurs d'émission de GES identifiés. Fin 2017, le site de l'ADEME proposait ainsi 2 147 facteurs d'émission validés et près de 1 400 bilans carbone/GES en libre accès, mais avec des degrés divers de précision et de complétude. Le bilan carbone publié par la société ENGIE (production et distribution d'énergie) est un exemple de

bilan carbone qui respecte la réglementation (voir le Tableau 4 ci-après).

Apparemment opérationnelle et facile d'utilisation, la méthode réglementaire pose toutefois de nombreux problèmes sur le plan technique. C'est pour y répondre que l'ADEME a mis à la disposition des organisations une documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone® (ADEME, version 11.0.0, octobre 2014, 280 pages⁽⁶⁾). À la lecture de ce document, on se rend vite compte qu'il faudrait posséder des connaissances approfondies en sciences physiques, en sciences et vie de la Terre et en mathématiques pour comprendre l'origine et la nature des données fournies aux utilisateurs de la base, ainsi que l'incertitude et les limites qui grèvent les chiffres produits. Même l'identification des sources d'émissions peut être un challenge difficile à relever en pratique. Par exemple, pour renseigner les cases du tableur sur le

(6) Document téléchargeable sur : [http://www.bilans-ges.ademe.fr/static/documents/\[Base%20Carbone\]%20Documentation%20g%C3%A9n%C3%A9rale%20v11.0.pdf](http://www.bilans-ges.ademe.fr/static/documents/[Base%20Carbone]%20Documentation%20g%C3%A9n%C3%A9rale%20v11.0.pdf)

Postes d'émissions	CO ₂ (tCO _{2e})	CH ₄ (tCO _{2e})	N ₂ O (tCO _{2e})	Autre gaz (tCO _{2e})	Total (tCO _{2e})	CO ₂ b (tCO _{2e}) (1)
1	8 247 245	3 956	6 888	0	8 258 089	0
2	1 213 391	0	0	0	1 213 391	0
3	62 340	82 798	0	0	145 138	0
4	0	554 468	0	63 091	617 559	0
5	0	0	0	0	0	0
Total SCOPE 1	9 522 976	641 222	6 888	63 091	10 234 177	
6					73 690	0
7					761 961	0
Total SCOPE 2					835 651	

(1) La prise en compte du CO₂b (CO₂ d'origine biogénique) est un peu particulière. Dans la Base Carbone®, le CO₂b est toujours compté à part et n'est pas reporté dans les totaux.

Tableau 4 : Extrait du bilan carbone d'ENGIE SA, année de référence 2012 : le tableau de déclaration des SCOPES 1 et 2, <http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/bilanenligne/detail/index/idElement/171/back/bilans>

Approche	Principes	Secteurs d'activité
<i>Bottom up</i>	Collecter les émissions de GES déclarées lorsque les entreprises du secteur d'activité sont peu nombreuses et de grande taille	Électricité, raffinage, cokeries, mines de charbon, cimenterie, verrerie, sidérurgie...
Mixte <i>bottom up</i> et <i>top down</i>	Prendre en compte les évaluations individuelles des gros émetteurs de GES et les compléter par des statistiques pour le reste du secteur	Secteurs comprenant de petites et de grosses organisations
<i>Top down</i>	Faire des évaluations statistiques (enquêtes, études spécifiques...) lorsque les sources d'émission des GES sont dispersées	Transport, résidentiel, agriculture, déchets ménagers...

Tableau 5 : L'évaluation des émissions de GES par secteur d'activité.

SCOPE 1 concernant les émissions directes des combustibles, il faut être capable de différencier 41 combustibles (16 solides, 18 liquides et 7 gazeux) et d'en évaluer les quantités consommées.

La complexité de la méthode pose de fait la question du choix des acteurs les mieux placés dans les organisations pour réaliser le bilan carbone : des comptables, des contrôleurs de gestion, des ingénieurs ou d'autres personnes ? Le témoignage d'un responsable de l'ADEME qui a participé au déploiement de la méthode des bilans carbone confirme ce problème (LE BRETON et PALLEZ, 2017). D'une part, l'ADEME a été obligée d'investir une dizaine de millions d'euros entre 2003 et 2012 pour accompagner les organisations qui voulaient utiliser la méthode. D'autre part, la diffusion de cet outil s'est traduite par la création d'un nouveau marché (la production de données sur les GES), d'une nouvelle profession (les formateurs-consultants sur le bilan carbone) et d'une communauté d'utilisateurs (les organisations qui utilisent la Base Carbone® et qui peuvent participer à son évolution).

Et, en effet, de nombreuses études empiriques réalisées dans le champ de recherche sur la comptabilité environnementale (CE) ⁽⁷⁾ pour décrire les pratiques des organisations en matière de comptabilité carbone et de diffusion des bilans GES, ont montré l'existence d'un certain nombre de difficultés auxquelles sont confrontés les acteurs : difficulté à concevoir des outils et des normes d'évaluation des émissions de GES simples, compréhensibles et opérationnels (LEE, 2012 ; ASCUI et LOVELL, 2012 ; GIBASSIER, 2016 ; MAAS *et al.*, 2016), difficulté à faire face à l'incertitude réglementaire (BUI et DE VILLIERS, 2017), difficulté à intégrer stratégie, comptabilité, contrôle et *reporting* en matière de GES (RATNATUNGA et BALACHANDRAN, 2009 ; BURRITT *et alii*, 2011 ; GÉRARDI *et al.*, 2015) ou encore difficulté à identifier le profil des acteurs les mieux à même de prendre en charge ces questions (ANTHEAUME, 2013 ; RENAUD, 2014 ; GIBASSIER, 2017). Toutes ces difficultés amènent

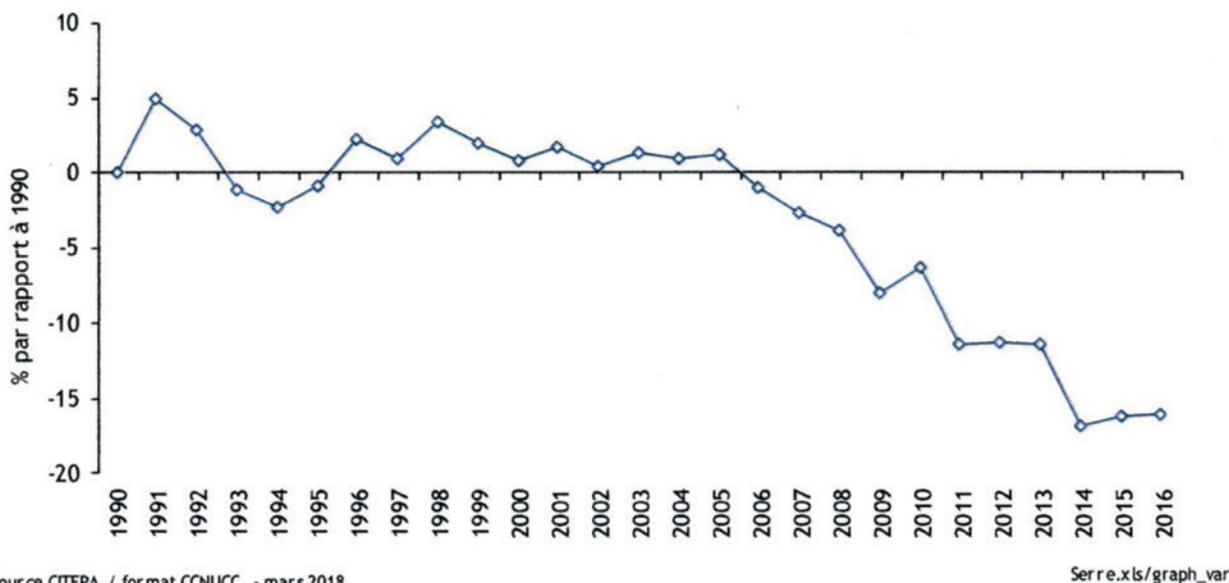
à s'interroger sur la qualité des données produites et diffusées sur le carbone. Par exemple, Lippert (2015) constate que les données sur les émissions de GES des entreprises comme des pays sont malléables et qu'elles peuvent être arrangées pour présenter une situation conforme à ce qui est attendu. De même, Allini *et al.* (2018) considèrent que le traitement comptable des droits à émettre du carbone se présente comme une boîte noire et que, lorsque l'on ouvre la boîte, on constate que chacun fait ce qu'il veut malgré les nombreuses normes qui sont publiées à tous les niveaux, international et national.

Focus sur le bilan carbone de la France

Une évaluation des émissions de GES au niveau du pays...

Dans la logique du dispositif français de comptabilité carbone, les données des SCOPES 1 et 2 diffusées par les organisations constituent une source d'information importante, mais elle n'est pas suffisante pour construire le bilan carbone au niveau du pays. En pratique, il est nécessaire de combiner trois approches en fonction des caractéristiques des secteurs d'activité étudiés, le choix de la méthode étant conditionné par des contraintes liées au coût d'obtention de l'information, au niveau de précision attendu et au respect des référentiels internationaux et des recommandations du GIEC (voir le Tableau 5 ci-dessus). Malgré toutes les précautions prises pour la

(7) Les recherches réalisées dans le champ de la comptabilité environnementale (CE) portent, entre autres, sur les outils mis en œuvre dans les organisations pour évaluer l'impact de leurs activités sur l'environnement naturel et l'efficacité des mesures qu'elles prennent pour en limiter l'impact. La plupart de ces recherches sont des études empiriques dont l'objectif est de comprendre pourquoi et comment les organisations produisent et diffusent des données sur leur performance environnementale. En parallèle, certaines études se proposent d'évaluer dans quelle mesure ces pratiques peuvent avoir un effet positif sur la nature et ce qui pourrait être fait dans l'idée d'une meilleure prise en compte de la nature dans la gestion des organisations.



Source CITEPA / format CCNUCC - mars 2018

Serr e.xls/graph_var

Figure 2 : Variation des émissions totales de GES (hors UTCATF) en France au cours de la période 1990-2016 (périmètre de Kyoto) (CITEPA, 2018, p. 87).

réalisation des rapports annuels d'inventaire des GES de la France, les chiffres qui sont pour la plupart obtenus à partir de calculs statistiques, doivent être considérés avec prudence pour au moins trois raisons.

D'abord, l'indicateur construit à partir du panier de Kyoto ne tient pas compte de 4 autres gaz (SO_2 , NO_x , COVNM et CO) qui ont un effet indirect sur le climat par le biais de réactions chimiques qui se produisent dans l'atmosphère et pour lesquels les États sont invités à rapporter les émissions dans le cadre de la Convention. Le principal indicateur qui est utilisé pour mesurer l'efficacité des politiques de lutte contre le réchauffement climatique (exprimé en CO_2e) ne prend donc pas en compte tous les GES.

Ensuite, les données publiées sont à chaque nouvelle version revues et corrigées pour tenir compte des mises à jour statistiques, de l'amélioration des connaissances, de modifications méthodologiques, de l'évolution du cadre réglementaire et normatif et des recommandations formulées lors des précédents processus de revue des inventaires. On discute donc de chiffres qui peuvent être revus à la baisse ou à la hausse quelques années plus tard.

Enfin, les incertitudes qui tempèrent la précision des chiffres publiés font l'objet d'une évaluation détaillée. Si l'on considère les incertitudes portant sur les émissions y compris l'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la foresterie (UTCATF) pour la France en 2016, les taux sont particulièrement élevés, ce qui pose question sur la fiabilité des analyses réalisées à partir des chiffres publiés. En effet, l'incertitude sur les émissions de GES a été évaluée à $\pm 12,3\%$ des émissions totales nettes et l'incertitude sur l'évolution de ces émissions à $\pm 2,4\%$ (CITEPA, 2018, pp. 78-79).

... qui donne des résultats mitigés

En ce qui concerne la situation de la France, le paragraphe que le rapport d'inventaire 2018 consacre à une

synthèse sur l'évolution des émissions de GES entre 1990 et 2016 est plutôt positif (CITEPA, p. 87) : « Les variations des rejets des sept gaz à effet de serre se traduisent globalement par une baisse de 16 % des émissions (hors UTCATF) en 2016 comparé au niveau de 1990. Les émissions totales exprimées en CO_2 équivalent, UTCATF inclus, sont en baisse de 19 % de 1990 à 2016. Une réduction encore plus notable est observée lorsque les émissions totales, UTCATF inclus, sont rapportées à la population (- 29 %) ou au produit intérieur brut (- 62 %). Cette baisse des émissions totales résulte des évolutions respectives des différents gaz dont les émissions sont toutes en baisse par rapport à 1990, excepté pour les HFC ». Ce paragraphe est accompagné d'un graphique illustrant l'évolution des variations des émissions totales de GES hors UTCATF en France au cours de la période 1990-2016 (voir la Figure 2 ci-dessus).

Toutefois, il faut relever deux éléments qui amènent à prendre un certain recul par rapport à l'analyse ci-dessus. En effet, d'une part, les résultats obtenus en matière de réduction des émissions de GES se situent bien en deçà des engagements de plus en plus ambitieux pris par la France sur le plan international, en particulier quand on se projette à l'horizon 2030-2050 (voir l'évolution des engagements de la France dans l'Encadré de la page suivante). Et, d'autre part, le rapport d'inventaire décrit avec précision l'évolution des émissions des différents GES directs (CO_2 , N_2O , NH_4 , HFC, PFC et NF_3) en fonction des nombreuses catégories de sources d'émission identifiées par le GIEC (énergie, procédés industriels, agriculture, UTACTF et déchets) sans donner d'explication sur les causes profondes des évolutions observées (délocalisation des industries polluantes vers d'autres pays, amélioration de l'efficacité énergétique, développement des énergies renouvelables ou autres ?) et sans les mettre en relation avec les politiques locales et nationales mises en œuvre pour lutter contre le réchauffement du climat. Ainsi,

les commentaires rappellent souvent que « les fluctuations des émissions totales sont également liées à la rigueur du climat selon les années, et aux conditions économiques » (par exemple, CITEPA, 2018, p. 87).

Évolution des engagements de la France en matière de réduction de ses émissions de GES

Un objectif de stabilisation des émissions de CO₂ sur la période 2008-2012 au niveau de 1990 (accord européen du 16 juin 1998 définissant la répartition des efforts de réduction des émissions au sein de l'Union européenne (UE) dans un objectif global de - 8 %).

Des objectifs de réduction des émissions de CO₂ en 2020 par rapport au niveau de 2005 de 21 % dans l'UE pour les secteurs soumis au SCEQE (appelé ETS en anglais, pour *Emissions Trading Schemes*) et de 14 % en France pour les secteurs hors ETS (paquet Énergie-Climat publié par l'UE, le 23 avril 2009) ;

Des objectifs de réduction de 40 % des émissions de CO₂ d'ici à 2030 et de 75 % d'ici à 2050, par rapport au niveau de 1990 (loi sur la Transition énergétique et pour la croissance verte du 17 août 2015).

Un dispositif orienté par la gouvernance climatique mondiale

Au vu des résultats mitigés de la France malgré un dispositif de comptabilité carbone opérationnel de plus en plus complexe, il est légitime de s'interroger sur l'efficacité des mesures qui ont été mises en œuvre ces dernières années dans le respect des orientations fixées au niveau international. Ces orientations reposent principalement sur deux postulats qui méritent d'être questionnés. Le premier postulat consiste à dire que la production et la diffusion de données sur les émissions de GES et sur l'empreinte carbone des produits et des organisations entraîneront automatiquement un changement des comportements chez les gens (responsables économiques et politiques, consommateurs...) et une diminution à terme des émissions de GES. Le deuxième postulat consiste à faire confiance aux mécanismes de marché pour réguler naturellement les émissions de GES.

Où en est-on du changement des comportements ?

En qui concerne le premier postulat, le cas de la France montre que la production et la diffusion d'informations sur les émissions de carbone n'ont pas encore eu d'effets notables sur le comportement des gens à tous les niveaux et sur leur prise de conscience de l'urgence climatique. Un faisceau de faits semble indiquer que plus les émissions de carbone sont évaluées et communiquées, plus les gens prennent de la distance par rapport à cette question. Par exemple, les trois initiatives ci-dessous, envisagées pour participer à la lutte contre le réchauffement climatique en France, se sont soldées par des échecs, 1) soit parce qu'elles n'ont pas eu l'effet escompté, 2) soit parce qu'elles ont été abandonnées par les responsables

politiques, 3) soit parce qu'elles ont été rejetées par un nombre important de personnes :

1) Malgré l'entrée en vigueur en 2012 de l'article 228 de la loi ENE qui impose aux prestataires de transport de fournir à leurs clients une information sur la quantité de dioxyde de carbone émise pour la réalisation de leur prestation, le 54^{ème} rapport de la Commission des comptes des transports de la Nation rapportait que, pour 2016, le « redémarrage du transport routier de marchandises et la forte croissance du transport de voyageurs s'accompagnent d'une hausse des effectifs, mais aussi des émissions de gaz à effet de serre⁽⁸⁾ ».

2) Malgré le souhait exprimé lors du Grenelle de l'Environnement et une expérimentation conduite en France de juillet 2011 à juillet 2012, l'obligation de l'étiquetage carbone visant à informer les consommateurs des émissions de GES liées à la fabrication, au transport et à l'utilisation des produits de grande consommation, qui devait prendre effet au 1^{er} janvier 2011, a été abandonnée.

3) Enfin, le projet d'écotaxe qui prévoyait de taxer les poids lourds de plus de 3,5 tonnes sur certains tronçons du réseau routier français et qui devait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2014, a été suspendu en novembre 2016 à la suite de nombreuses manifestations de routiers mécontents de devoir supporter une nouvelle taxe.

Où en est-on des marchés du carbone ?

Pour comprendre le deuxième postulat, il est nécessaire de rappeler que le pilier central de la gouvernance climatique mondiale décrit dans le Protocole de Kyoto repose essentiellement sur la création d'un marché international du carbone. Près de quarante pays parmi les plus industrialisés du monde, listés dans l'annexe B du Protocole⁽⁹⁾, dont la France, ont accepté le principe de ce marché en s'engageant sur des objectifs chiffrés de réduction de leurs émissions de GES. Chaque pays doit répartir le quota national de carbone qui lui a été attribué entre les différentes entreprises qui interviennent sur son territoire dans les secteurs couverts par le dispositif. Le marché est alors censé aboutir à un prix du carbone qui doit inciter les entreprises à investir dans des technologies et des activités moins polluantes pour pouvoir revendre les droits à polluer qu'elles n'auront pas utilisés, et à décourager les entreprises qui voudraient polluer au-delà de leur quota, car elles devront acheter des droits à polluer supplémentaires des plus coûteux.

(8) <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2669/1874/comptes-transport-2016-tome-1-54e-rapport-commission.html>

(9) *Pays de l'annexe B du Protocole de Kyoto (p. 23) : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Bulgarie, Canada, Communauté européenne, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie*, États-Unis d'Amérique, Fédération de Russie*, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Lettonie*, Liechtenstein, Lituanie*, Luxembourg, Monaco, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne*, Portugal, République tchèque, Roumanie*, Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord, Slovaquie*, Slovénie*, Suède, Suisse et Ukraine* (* Pays en transition vers une économie de marché). Le Protocole de Kyoto est téléchargeable sur : <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpfrench.pdf>*

Période	Problème
Avril 2006	Chute très importante des cours suite à l'annonce d'un excès de l'offre de quotas par rapport à la demande, le prix de la tonne de CO ₂ est rapidement devenu trop faible pour encourager le développement de technologies alternatives. Un problème toujours d'actualité en 2017.
Novembre 2008 à juin 2009	Fraude à la TVA qui a permis aux auteurs de celle-ci de détourner entre 5 et 6 milliards d'euros pour l'ensemble des pays de l'UE et qui a nécessité une adaptation du régime fiscal du système des quotas.
Mars 2011	Confiance dans le marché mise à mal avec une arrivée massive de crédits internationaux qui devenaient alors inutilisables. Ces crédits provenaient de projets de réduction des émissions de GES dans le monde entier.
Janvier 2011	Suspension pendant plus de deux semaines du marché suite au vol de milliers de permis d'émissions dans 14 pays de l'UE.
Juillet 2013	Gel par le Parlement européen de 900 millions de tonnes quotas de CO ₂ qui devaient être mis en vente au cours des trois prochaines années pour faire remonter le prix de la tonne de carbone (<i>backloading</i>).

Tableau 6 : Exemples de dysfonctionnements du marché européen du carbone.

Plusieurs systèmes d'échanges régionaux et multinationaux ont ainsi été créés à travers le monde, certains dans le cadre du Protocole de Kyoto (par exemple, dans l'Union européenne et en Nouvelle-Zélande), d'autres en dehors de ce cadre pour accompagner les entreprises volontaires dans leur démarche de réduction de leurs émissions de GES (comme le Chicago Climate Exchange et le Japan Voluntary Emissions Trading Scheme). Chaque marché possède son propre mode de fonctionnement, aussi bien en ce qui concerne les acteurs impliqués que pour les objectifs de réduction d'émissions. Naturellement, la France est partie prenante du Système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SEQUE).

L'efficacité, voire la pertinence, de tels dispositifs posent question quand on considère les nombreux dysfonctionnements et phénomènes spéculatifs ou frauduleux qui ont émaillé les premières années de vie du marché carbone européen (voir le Tableau 6 ci-dessus), ainsi que les multiples modifications qui ont été apportées au cadre réglementaire du SEQUE depuis sa création en 2005, en particulier en ce qui concerne les modalités d'allocation des quotas d'émissions de GES aux entreprises (2005-2007 : allocation gratuite ; 2008-2012 : diminution de l'enveloppe de quotas, maintien de l'allocation gratuite, mais allocation à titre onéreux en France de 10 % des quotas à partir du 1^{er} juillet 2011 ; 2013-2020 : mise aux enchères des quotas avec maintien de la gratuité pour certaines installations ; projet à partir de 2020 : allocation à titre onéreux sans dérogation possible). De fait, de nombreux chercheurs ont dénoncé les problèmes que le marché carbone européen a posés dès sa création, aussi bien sur les plans technique et juridique (DE VAUPLANE, 2005 ; PERTHUIS et BOCCON-GIBOD, 2006 ; CHENEVIÈRE, 2009) que sur les plans comptable et de *reporting* (BEBBINGTON et LARRINAGA-GONZÁLEZ, 2008 ; GIBASSIER et SCHALTEGGER, 2015).

Conclusion

En ce qui concerne les organisations, tant publiques que privées, deux principaux enseignements peuvent être tirés

de la présentation qui vient d'être faite du dispositif français de comptabilité carbone. Il faut, tout d'abord, que les organisations se dotent rapidement des ressources nécessaires (en compétences, en système d'information...) pour être en capacité de mettre en œuvre un dispositif de comptabilité carbone de plus en plus réglementé et complexe afin de produire et de diffuser des données crédibles sur leurs émissions de GES. Il faut, en outre, que ce travail de comptage ne soit pas simplement réalisé pour respecter une obligation réglementaire (rendre compte) comme c'est souvent le cas aujourd'hui en pratique, mais qu'il soit utilisé dans la gestion des organisations (prendre en compte) pour réduire leurs propres émissions de GES. Sans une évolution dans cette direction, les organisations risqueront à terme d'être prises à partie (rendre des comptes) et de perdre leur légitimité.

Par contre, devant les résultats mitigés obtenus en France après plus de vingt ans de lutte contre le réchauffement climatique, il est légitime de se poser des questions sur les postulats qui ont orienté les mesures mises en œuvre dans la plupart des pays engagés dans les négociations mondiales sur le climat. Parmi ces mesures, on trouve la création des dispositifs de comptabilité carbone qui, au même titre que tout système comptable, sont soupçonnés par certains de participer à la réification et à la marchandisation de ce qui est compté (HONNETH, 2007 ; BOURGUIGNON, 2005). À partir du moment où l'on donne une valeur économique au carbone (et à la nature en règle générale), il devient une variable parmi tant d'autres que l'on peut intégrer dans les raisonnements économiques, qui peut faire l'objet d'arbitrages et de négociations, et qui est souvent oubliée quand des intérêts à court terme (économiques, politiques, territoriaux...) prennent le dessus sur les intérêts à long terme de la nature (LAFONTAINE et MARTINEAU, 2014). Enfin, certaines analyses vont jusqu'à remettre en question les fondements philosophiques mêmes de la gouvernance climatique mondiale. En effet, pour Dahan (2014, 2015), la panne actuelle du dispositif mondial s'expliquerait en grande partie

par les mécanismes mis en œuvre comme l'approche *top down* et globale des problèmes de pollution, mais aussi par la grammaire unique du marché du carbone qui est inefficace pour favoriser des transferts technologiques et financiers à même de stimuler les stratégies de réduction des GES. Ce qui fait dire à Aykut et Dahan (2014) que la nature et la Terre ne sont pas réellement prises en compte dans les réflexions menées actuellement autour du climat...

Bibliographie

- ALLINI A., GINER B. & CALDARELLI A. (2018), "Opening the black box of accounting for greenhouse gas emissions: The different views of institutional bodies and firms", *Journal of Cleaner Production*, 172, pp. 2195-2205.
- ANTHEAUME N. (2013), « Le contrôle de gestion environnemental : état des lieux, état de l'art », *Comptabilité Contrôle Audit*, Tome 19, Vol. 3, décembre, pp. 9-34.
- ASCUI F. & LOVELL H. (2012), "Carbon accounting and the construction of competence", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 36, pp. 48-59.
- AYKUT S. DAHAN A. (2014), *Gouverner le climat ? 20 ans de négociations internationales*, Paris, Les Presses de SciencesPo.
- BEBBINGTON J. & LARRINAGA-GONZÁLEZ C. (2008), "Carbon Trading: Accounting and Reporting Issues", *European Accounting Review*, n°17:4, pp. 697-717.
- BOURGUIGNON A. (2005), "Management accounting and value creation: the profit and loss of reification", *Critical Perspectives on Accounting* 16(4), pp. 353-389.
- BUMPUS A. G. (2011), "The matter of carbon: understanding the materiality of tCO₂e in carbon offsets", *Antipode* 43, pp. 612-638.
- BUMPUS A. G. & LIVERMAN D. M. (2008), "Accumulation by decarbonization and the governance of carbon offsets", *Economic Geography* 84, pp. 127-155.
- BURRITT R., SCHALTEGGER S. & ZVEZDOV D. (2011), "Carbon Management Accounting: Explaining Practice in Leading German Companies", *Australian Accounting Review*, Vol. 21, Issue 1, n°56, pp. 80-98.
- CHENEVIÈRE C. (2009), « Le marché européen des quotas de CO₂ », *Courrier hebdomadaire du CRISP*, 2009/35, n°2040, pp. 5-51.
- DAHAN A. (2014), « L'impasse de la gouvernance climatique globale depuis vingt ans. Pour un autre ordre de gouvernementalité », *Critique internationale*, n°62, pp. 21-37.
- DAHAN A. (2015), « La gouvernance climatique onusienne : un cadre à sauvegarder, transformer, ou faire exploser ? », *Cités*, Tome 3, n°63, pp. 161-174.
- DE VAUPLANE H. (2005), « Marché des quotas de gaz à effet de serre : une usine à gaz juridique », *Revue Banque*, n°672, pp. 82-84.
- GÉRARDI A., GRANDJEAN A. & MARTINEZ E. (2015), « La quantification des émissions de gaz à effet de serre des institutions financières », *Revue d'Économie financière*, pp. 189-202.
- GIBASSIER D. (2016), « Le développement du contrôle de gestion environnemental en France : institutionnalisation, adoption et pratiques », *Vie et sciences de l'entreprise*, n°201, pp. 113-131.
- GIBASSIER D. (2017), "From écobilan to LCA: The elite's institutional work in the creation of an environmental management accounting tool", *Critical Perspective on Accounting*, n°42, pp. 36-58.
- GIBASSIER D. & SCHALTEGGER S. (2015), "Carbon management accounting and reporting in practice: a case study on converging emergent approaches", *Sustainability Accounting, Management and Policy Journal*, Vol. 6, n°3, pp. 340-365.
- HONNETH A. (2007), *La Réification: petit traité de théorie critique*, Gallimard.
- LAFONTAINE J.-P. & MARTINEAU R. (2014), « Une étape importante dans la représentation des rapports de l'Homme à la nature : le cas de l'évaluation de la nature au Royaume-Uni », *Natures Sciences Sociétés*, n°22, pp. 42-50.
- LE BRETON M. & PALLEZ F. (2017), « L'élaboration d'une politique publique environnementale, le Bilan Carbone®. Entretien avec Thomas Gourdon, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) », *Gérer et Comprendre*, n°129, septembre, pp. 13-19.
- LEE K.-H. (2012), "Carbon accounting for supply chain management in the automobile industry", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 36, pp. 83-93.
- LIPPERT I. (2015), "Environment as datascape: Enacting emission realities in corporate carbon accounting", *Geoforum* 66, pp. 126-135.
- LOVELL H. & LIVERMAN D. (2010), "Understanding carbon offset technologies", *New Political Economy* 15, pp. 255-273.
- MAAS K., SCHALTEGGER S. & CRUTZEN N. (2016), "Integrating corporate sustainability assessment, management accounting, control, and reporting", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 136, pp. 237-248.
- PERTHUIS C. & BOCCON-GIBOD J.-C. (2006), « Le marché européen des quotas de CO₂ : leçons d'un an de fonctionnement », *Revue d'Économie financière*, 26 février.
- RATNATUNGA J. & BALACHANDRAN K. (2009), "Carbon Business Accounting: The Impact of Global Warming on the Cost and Management Accounting Profession", *Journal of Accounting, Auditing et Finance*, Vol. 24, Issue 2, pp. 333-355.
- RENAUD A. (2014), « Le contrôle de gestion environnemental : quels rôles pour le contrôleur de gestion ? », *Comptabilité Contrôle Audit*, Tome 20, Vol. 2, pp. 67-94.

OUVERTURE
PUBLIS

PUBLIS

PUBLIS

PUBLIS

The economics of the new electricity mix

Introduction

Fabrice Dambrine, engineer from the Corps des Mines, section president at the Conseil Général de l'Économie, member of the Council of State

The electricity transition's costs

Microeconomic analysis of the intermittent generation of electricity from renewable sources

Fabrice Dambrine, engineer from the Corps des Mines, section president at the Conseil Général de l'Économie, member of the Council of State

The public policies conducted in France and Europe during the past twenty years consider the electricity transition mainly to be the replacement of thermal power stations (using fossil fuel and nuclear energy) with means for generating electricity by using renewable forms of energy (mostly wind power and photovoltaics). In what proportion can these new means become part of the electricity mix without undermining the foundations of energy policy, namely: the security of the electricity supply, the access to electricity at a reasonable cost, and the protection of the environment? When addressing this question directly in terms of the costs of megawatts, we are inclined to believe that the transition will take place naturally, since the production costs of wind power and photovoltaics are steadily decreasing to the point of becoming competitive with other means used to generate electricity. But this belief induces us to overlook the physical limits inherent in these new means of production. On the one hand, the energy they produce is "fatal" (*i.e.*, lost if not consumed right away); and on the other hand, these means of production cannot be steered. For a secure electricity supply, it will always be necessary to keep installations "in reserve" that can be steered to respond to consumer demand.

A macroeconomic assessment of the electricity transition in France

Nicolas Govillot, **Richard Lavergne** and **François Valérien**, engineers from the Corps des Mines

A simplified macroeconomic model of how France's electricity mix will evolve by 2030 is presented. Each scenario in this model is evaluated using its total production cost, greenhouse gas emissions and impact on the country's balance of trade. Production data in half-hour increments are used from a three-year period. This simulation provides a tool for public decision-making.

Intermittent energy sources: How much?

Jean-Pierre Hauet, chairman of the scientific committee, Équilibre des Énergies

What proportion of energy from intermittent sources (mainly solar and wind power) should figure in the electricity mix? This question has spurred heated discussions. Methodologically and economically, the full costs of these forms of energy should be compared with the economic value of the kilowatts generated. As this analysis shows, the cost price and economic value are, at any given moment, non-linear functions of the penetration rate. Whereas costs are affected by two factors, saturation and lesser acceptability, the economic value has to be discounted considerably owing to three factors: the variability of production over time, the contingency of predictability, and the lack of congruency between places of production and of consumption. The resulting economic optimum evolves over time, especially as costs fall. Nonetheless, the share of intermittent energy sources depends mainly on the financial effort that we are willing to make. Technical and economic studies of how to optimize the electricity mix should be made that take account of all relevant parameters.

Storing electricity, the solution for intermittent renewables?

Étienne Beeker, France Stratégie, and **Richard Lavergne**, Conseil Général de l'Économie

Storing electricity is undoubtedly a major worldwide issue in the energy transition, since it is indispensable for uploading electricity from intermittent renewables (wind power and photovoltaics) to the grid. The value of storing electricity is related to the services obtained, especially in areas where the grid is insufficient. The centralization of hydroelectricity – still, by far, the prevailing technology – keeps it from satisfying all needs. The rapidly lowering cost of lithium-ion batteries represents an opportunity, especially for transportation, electricity grids and, to a lesser extent, consumers who produce their own current. Battery storage can compete with others forms of technology or services for managing flexibility: steering demand (load management), storing heat, etc. For mainland France, it would be utopian to imagine an electricity mix based only on hydro, wind and photovoltaic power and the storage of electricity, since its cost would soar within a foreseeable period of time.

The electricity transition: The viewpoint of economic agents

The electricity transition's incoherency with the policy for the energy transition

Dominique Finon, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED)

To reduce CO₂ emissions, a sound decision would be to give up the two-pronged objective of raising the share of

renewables to 40% and reducing nuclear energy to 50%. This objective entails excessive costs and would not help reduce greenhouse gas emissions. The considerable means now allocated for the head-on development of renewables for generating electricity should be shifted to other purposes via mechanisms not related to the market. Among these finalities are, in particular, the promotion of energy efficiency (via the thermal renovation of buildings on a large scale) and the development of thermal energy from renewable sources. In their favor, these finalities would be efficient with regard to the climate objective (which hardly seems attainable given the decisions made). This reallocation of means makes sense insofar as households are paying specific taxes for funding green investors and the producers of solar power.

ENGIE and the energy transition – From dream to reality: An energy mix 100% renewable by 2050

Gwenaëlle Avicé-Huet, general manager of BU France Renouvelables, ENGIE

The energy transition calls for a revolution in our perception of the environment, an environment now being simulated and to be seen as limited. From this perspective, citizens, as well as firms and governments, take on a new role given the possibility of an energy mix with 100% renewables. This is the hope that ENGIE wants to help realize while taking into account its social, economic and technologic effects. The awareness of citizens, the competitiveness of renewables and the current progress of technology are reasons for hope that we can achieve 100%. The complementary development of various renewable energy industries (electricity, “green” gas and heat) will make it possible, in a regulatory context that is both stable and predictable, to change the balance of our energy mix and tip it toward renewable sources for all the energy we consume.

Automated meter readings, a necessary condition for a successful energy transition

Michel Derdevet, ENEDIS

To make the energy transition a success, the electricity grid is undergoing considerable changes: input from renewable sources, digitization, “electricity mobility”, steered consumption, etc. Automated meter management, which lies at the core of this revolution, is the first brick for making electricity grids smart. Smart grids will be necessary to reach the objectives set for the climate. This is a major stage in the energy revolution – an opportunity for France and Europe, even more so since they have internationally recognized leaders in this field.

Renewables and the electricity transition

Jean-Louis Bal, president of the Syndicat des Énergies Renouvelables

France has always successfully managed major transitions in its electricity grid. The transition that we entered a few years ago is in continuity with this past. It represents an awesome source of innovation and economic opportunities. This transition toward renewable sources of energy for generating electricity has taken on full meaning.

Thanks to the public policies adopted, we are fully benefitting from new forms of technology as their costs decrease, and this opens access to a range of solutions that are, or will soon be, competitive. Moreover, strides have been made in developing “flexible” tools that help renewables reach a very high penetration rate. Finally, this transition responds to a deep aspiration of people and firms in France, who are ready to play an active part in this new phase of our country’s energy transition.

Nuclear energy in the electricity transition

Valérie Faudon, Société Française d’Énergie Nucléaire

France is relying on nuclear power for a secure low-carbon supply of electricity at the lowest price in western Europe. It has committed itself to diversifying its electricity mix in the coming years as advances are made in the technical and economic efficiency of: renewable sources of energy, the means for storing electricity, and smart grids. Since the country will still need nuclear installations in 2050, it must start drafting an industrial program for updating its fleet of nuclear reactors. Worldwide, nuclear energy will be indispensable for “decarbonating” electricity grids; and the French nuclear fleet is already helping to reduce the carbon emissions of neighboring lands in Europe. Thanks to a positive balance in exportations, this fleet is, owing to its flexibility, making it possible for renewables to develop. In Europe, France is the country best able to build nuclear plants, at a time when plans for new reactors are mostly concentrated in Asia. Thanks to France, it will be possible, if public awareness allows, to launch European programs for nuclear energy in the coming decades.

The energy transition: Reducing the share of nuclear energy and increasing the share of renewables while not further weakening industry’s competitive edge

Stéphane Delpeyroux, Union des Industries Utilisatrices d’Énergie (UNIDEN)

Discussions are taking place about long-term plans for the French electricity industry, and RTE (Electricity Transmission Network) is presenting scenarios for the country’s electricity mix. Meanwhile, the government has postponed the objective of 50% of electricity from nuclear energy in 2025. UNIDEN is satisfied with this decision. This trade group wants to see France adopt the objective of being competitive in energy. Far from being incompatible with the rise of renewables, the goal of making industry competitive implies controlling the pace at which the electricity mix changes and maintaining the country’s ace in the hole, namely electricity from nuclear power.

The electricity transition: Governance and models of development

The electricity transition: The end of the consensus in Germany?

François Valérian, engineer from the Corps des Mines, Conseil Général de l’Économie

The most visible sign of *Energiewende* – the energy transition in German – has been the massive support for gen-

erating electricity from renewable energy sources. Beyond the implied technical and economic choices, this policy has, for several years now, benefitted from a broad consensus that has served as the grounds for Germany's efforts to exercise moral leadership. However recent changes in the country's policies suggest that this consensus is wearing down.

The electricity transition: Between markets and policy objectives

Jacques Percebois, professor emeritus, Montpellier University (UMR CNRS Art-Dev), codirector of Energy Transitions, chair of climate economics (Paris Dauphine University)

In Europe, liberalizing the electricity industry has brought along regulations for boosting the penetration rate of renewables, such as solar or wind power. The existence of natural monopolies (grids) and the preservation of the general interest are forcing public authorities to accept several exceptions to the freedom to compete (sometimes with deviant effects). The market alone cannot orient long-term choices about energy, but it does stimulate innovation and efficiency.

The price of carbon, a factor in the electricity transition

Christian de Perthuis, professor, Paris-Dauphine University, and founder of the chair of climate economics, and **Boris Solier**, associate professor of economics, Montpellier University (ART-Dev – UMR 5281) and codirector of Energy Transitions, chair of climate economics

Given the malfunction of the European carbon market and the absence of coordination with policies for subsidizing renewables, setting the price of carbon has had a limited impact on the electricity transition, which is mainly switching power plants from fossil fuels to natural gas. The reforms in the electricity industry are examined that are needed to accelerate the transition by reducing the (now excessive) subsidies for renewables. The pricing of carbon in Europe should be broadened to converge toward a minimum price. At the same time, price subsidies for renewables should be dismantled, and public funds should be redistributed to three drastically underfunded priorities: public research, support for restructuring industries, and the fight against energy poverty.

50% or 50%?

Jean-Marc Jancovici, partner and founder of Carbone 4

50%, a magic number! Following the promise made by François Hollande during the 2012 presidential and parliamentary election campaigns (a promise made to attract votes from the "green" parties, historical opponents of nuclear energy), this percentage figured in the first article in the act of law on the energy transition and green growth. By the way, Hollande was right: the Greens represented 3% of the vote, and he won with 51.5%.... At no time has this figure been accompanied with an argument for explaining why it is more suitable than 48% or 80%, and even less with an argument about why it would make the future more sustainable for our species. Two applications of this 50% are presented that have diametrically opposite consequences on: the risks of nuclear energy, price trends in electricity for consumers, greenhouse gas emissions, and jobs. Hop... into a car!

Miscellany

Key figures on energy in 2017

Sous-direction des Statistiques de l'Énergie, CGDD, MTES

France's carbon accounting assessment: Already twenty years!

Jean-Philippe Lafontaine, IAE, Tours

In 1997, France published its first carbon accounting report for the period from 1990 to 1995. This report used the methodology and recommendations of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Since then, the basic principles of carbon accounting have not changed. Over the past twenty years, France has implemented measures for fighting against global warming that require more and more organizations to produce and publish data on their greenhouse gas emissions. The origins of French carbon accounting are reviewed, and an overall description compares what has been demanded of organizations and what has been done at the national level. Since the results obtained in reducing greenhouse gases have fallen short of expectations, questions are asked about the postulates underlying the choices made in matters of global governance of the climate and about the effectiveness of these decisions in curbing global warming.

Issue editor: Fabrice Dambrine

AVICE-HUET Gwenaelle



D.R

Directrice générale de la Business Unit France Renouvelables, Gwenaelle Avice-Huet est diplômée de l'École normale supérieure de Lyon, agrégée de physique-chimie, titulaire d'un DEA de Chimie moléculaire à l'École polytechnique et ingénieur du corps des Ponts et Chaussées.

Elle a débuté sa carrière professionnelle en 2007 au Secrétariat général des Affaires européennes, service du Premier ministre principalement chargé d'assurer la coordination interministérielle pour les questions européennes ainsi que pour les activités de l'OCDE. Elle a été en charge des sujets énergie et industrie/compétitivité.

En 2008, elle a rejoint le cabinet du secrétaire d'État aux Affaires européennes, Jean-Pierre Jouyet, puis Bruno Le Maire, où elle a exercé la fonction de conseillère technique en charge des sujets développement durable, compétitivité, commerce et innovation.

Puis elle a été nommée, en 2009, conseillère technique en charge des questions climatiques au cabinet du ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, Jean-Louis Borloo. Elle y exerçait également la fonction de chef de cabinet de l'ambassadeur chargé des négociations internationales sur le climat, Brice Lalonde.

Depuis 2010, Gwenaelle Avice-Huet a rejoint le Groupe ENGIE. Elle y a d'abord occupé la fonction de directeur des Affaires européennes. Puis elle a dirigé, à compter du 1^{er} janvier 2012, les activités régulatrices et a joué le rôle de sherpa pour le président-directeur général.

Le 1^{er} janvier 2016, elle est nommée directrice générale de la BU France Renouvelables d'ENGIE (chiffre d'affaires d'environ 900 M€, 6 filiales, 2 500 collaborateurs, 6 900 MW de capacités installées). À ce titre, elle est membre :

- du conseil de surveillance de la Compagnie nationale du Rhône (CNR) ;
- du conseil d'administration de la Société hydro-électrique du Midi (SHEM) SA ;
- du conseil d'administration de la CPCU SA.

Elle est également :

- présidente d'ENGIE Green SAS ;
- présidente du comité de direction de FEIH SAS (JV Energie • Predica) ;
- présidente du conseil d'administration Éoliennes en mer Dieppe Le Tréport et Yeu Noirmoutier SAS ;

Gwenaelle Avice-Huet est également présidente de la commission Éolienne du Syndicat des énergies renouvelables et est conseillère au Conseil économique, social et environnemental régional d'Île-de-France.

Gwenaelle Avice-Huet a été nommée *rising star* au Global Energy Award de S&P Platts, *Young Global Leader* 2018 du World Economic Forum et est dixième du classement Choiseul 2018.

BAL Jean-Louis



D.R

Ingénieur civil électricien de l'École polytechnique de Louvain (Belgique), Jean-Louis Bal est président du Syndicat des énergies renouvelables.

Au titre de son parcours professionnel, il a été :

- professeur de physique, chimie et mathématiques au lycée de Khenchela (Algérie) (1971-1972),
- professeur d'électronique à

l'Institut supérieur des techniques appliquées (ISTA) à Kinshasa (République démocratique du Congo) (1972-1974),

- directeur commercial au sein de la société IDE (Industrie Développement Énergie) en Belgique (1975-1985),
- directeur commercial régional (1985-1992) au sein de la société Chronar France, qui est devenue, en 1991, Naps France (fabrication de modules photovoltaïques au silicium amorphe).

À l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), il a été :

- chef du programme prioritaire énergies renouvelables (1992-1993),
- directeur-adjoint (1993-2003), puis directeur (en 2003) du bâtiment et des énergies renouvelables,
- directeur des énergies renouvelables, des réseaux et des marchés énergétiques (2004-2009),
- puis directeur des productions et énergies durables (2010-2011).

Il est :

- président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), depuis 2011 (réélu en 2016),
- président du GT-EnR du comité stratégique de Filières éco-industries (COSEI), depuis 2011,
- administrateur de l'Union française de l'électricité (UFE), du Cluster maritime français (depuis 2012) et du Pexe (Association des éco-entreprises de France),
- membre du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) (depuis 2011), du Conseil national de l'air (depuis 2012), de la commission des aides de l'ADEME, du comité consultatif du Fonds d'amorçage DEMETER 3, du Conseil supérieur du bois et de la forêt (depuis 2015) et du comité stratégique de la filière navale (depuis 2015).

Il est chevalier dans l'ordre de la Légion d'honneur.

BEEKER Étienne



D.R

Après avoir exercé durant une dizaine d'années en R&D Systèmes d'information au sein d'organismes de recherche publics et privés, Étienne Beeker a rejoint EDF R&D en 1990. Il a été amené à travailler sur des projets de modélisation et d'optimisation des systèmes électriques, puis y à occuper plusieurs postes de responsabilité et d'expertise. Il

a ensuite collaboré avec l'ADEME de 2007 à 2009, puis avec France Stratégie (anciennement Commissariat général au Plan).

Depuis 2016, il exerce en qualité de conseiller scientifique dans ce même organisme, tout en assurant une activité de consultant et de formateur dans divers masters et instituts de formation.

Ses domaines d'expertise recouvrent la plupart des aspects liés à la prospective énergétique, en particulier ceux ayant trait à l'économie et à la politique des systèmes électriques.

Il est ancien élève de l'École polytechnique (X72) et est titulaire d'un DEA en Systèmes d'information de Paris 6.

DAMBRINE Fabrice

Ingénieur général des Mines, Fabrice Dambrine est Conseiller d'État en service extraordinaire et est président de la section « Innovation, compétitivité et modernisation » du Conseil général de l'Économie. Il débute sa carrière administrative en 1979 comme chef de la division Automobiles à la direction interdépartementale de l'Industrie d'Île-de-France. De 1982 à 1985, il est sous-directeur de la Pollution de l'air au ministère de l'Environnement. Il rejoint ensuite la direction des Hydrocarbures, où il est successivement chef du service Raffinage-Utilisation, puis adjoint du directeur. Entre 1992 et 2000, il exerce diverses responsabilités dans le secteur privé, notamment au sein du groupe Elf-Aquitaine (devenu aujourd'hui Total). De 2000 à 2005, il est chargé de mission auprès du directeur général de l'Énergie et des Matières premières, chargé en particulier de l'organisation du grand débat national sur les énergies. Il est parallèlement nommé, en 2002, Haut fonctionnaire au Développement durable du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

En 2003, il devient membre du Conseil général des Mines, devenu aujourd'hui le Conseil général de l'Économie (CGEJET). En 2009, il est nommé, au sein de ce même conseil, président-suppléant de la section « Technologies et Société » et est, depuis 2012, président de la section « Innovation, compétitivité et modernisation », fonctions qu'il occupe toujours aujourd'hui.

DELPEYROUX Stéphane

Stéphane Delpeyroux est CEO d'ArcelorMittal France. Il est membre du bureau de l'UNIDEN et est coprésident du comité Mix énergétique et compétitivité du MEDEF.

DE PERTHUIS Christian



D.R

Christian de Perthuis est professeur à l'Université Paris-Dauphine et est fondateur de la chaire « Économie du climat ». Auteur d'une dizaine d'ouvrages, il a présidé le comité pour la fiscalité écologique à l'origine de la mise en place de la taxe carbone en 2014.

DERDEVET Michel



D.R

Membre du comité exécutif, Secrétaire général d'Enedis (depuis 2013) et essayiste français spécialiste de l'énergie, Michel Derdevet a successivement occupé les postes de délégué général adjoint aux affaires communautaires d'EDF de 1998 à 2000, puis de directeur de la communication et des affaires publiques de RTE, de 2000 à 2012. De 1985 à 1986, puis de 1992 à 1993, il a été chef de cabinet de Martin Malvy au secrétariat d'État à l'Énergie, puis au ministère chargé des Relations avec le Parlement et au ministère du Budget. Il a occupé les mêmes fonctions auprès de Christian Pierret, ministre de l'Industrie, de 1997 à 1998. Michel Derdevet est diplômé d'HEC et est titulaire d'un DEA de droit public. Il enseigne à l'Institut d'Études politiques de Paris et au Collège d'Europe de Bruges. Il est l'auteur de plusieurs ouvrages, dont *Énergie, l'Europe en réseaux – Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques*, rapport remis au président de la République en 2015. Il a publié en mai 2017 l'ouvrage *Énergie, pour des réseaux électriques solidaires*, co-écrit avec Alain Beltran et Fabien Roques.

FAUDON Valérie



D.R

Valérie Faudon est déléguée générale de la Société française d'énergie nucléaire (SFEN) et est vice-présidente de l'European Nuclear Society (ENS). Elle est enseignante à Sciences-Po dans le cadre de la Public School of International Affairs. Elle a été directrice marketing d'AREVA de 2009 à 2012, après avoir occupé différentes fonctions de direction chez HP, puis Alcatel-Lucent, aux États-Unis et en France. Valérie Faudon est diplômée de l'École polytechnique, de l'École nationale des Ponts et Chaussées et de l'Institut d'Études politiques de Paris. Elle est aussi titulaire d'un Master of science de l'Université de Stanford en Californie.

FINON Dominique

Dominique Finon est directeur de recherche émérite au CNRS. Il est depuis 2003 chercheur au Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CNRS et ENPC) et est, depuis 2012, chercheur associé à la chaire « European Energy Markets » de Paris Dauphine. Il est également conseiller spécial du Conseil français de l'énergie. Il a été directeur de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (CNRS et Grenoble-Alpes), de 1991 à 2002, et est président de l'Association des économistes de l'énergie. Ces principaux sujets de recherche portent sur la régulation des industries énergétiques libéralisées, le *design* des marchés électriques (dont les mécanismes

de capacité, les contrats attribués aux enchères) et l'efficacité des politiques publiques (sécurité de fourniture, politiques Carbone, ENR, nucléaire et efficacité énergétique). Il a publié de nombreux articles et dirigé plusieurs ouvrages chez Elsevier et Edward Elgar sur les réformes des industries électriques et gazières et sur les stratégies d'entreprise.

GOVILLOT Nicolas



D.R

Ingénieur en chef des Mines, Nicolas Govillot est consultant en stratégie. Il a exercé diverses responsabilités dans les secteurs des transports et de l'énergie, ainsi qu'au sein du ministère de l'Économie et des Finances. Il est diplômé de l'École polytechnique (promotion X2005) et de Mines ParisTech (2011).

HAUET Jean-Pierre



D.R

Ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur du corps des Mines, Jean-Pierre Hauet a commencé sa carrière dans l'administration en tant que chargé de mission auprès du Délégué général à l'Énergie et rapporteur général de la Commission de l'énergie du Plan. Il a rejoint ensuite la Compagnie générale d'électricité (CGE), où il a occupé différentes

fonctions :

- président des Laboratoires de Marcoussis, le centre de recherche d'Alcatel-Alsthom ;
- directeur général Produits et techniques de Cegelec ;
- Senior Vice-President & Chief Technology Officer du groupe ALSTOM.

Depuis 2002, il est Associate Partner de KB Intelligence et exerce des activités de conseil dans les domaines de l'énergie, des automatismes, des radiocommunications et de la cybersécurité.

Il est également président de la section française de l'ISA (International Society of Automation), membre émérite de la SEE, rédacteur en chef de la *REE (Revue de l'Électricité et de l'Électronique)* et editorialiste à *Passages*.

Il est président du Conseil scientifique, économique, environnemental et social de l'association Équilibre des Énergies (EdEn).

Jean-Pierre Hauet est l'auteur de nombreuses publications dont un ouvrage, *Comprendre l'énergie – Pour une transition énergétique responsable*, paru aux Éditions L'Harmattan, en 2014.

JANCOVICI Jean-Marc

Ancien élève de l'École polytechnique, Jean-Marc Jancovici est très présent sur la question énergétique et climatique depuis vingt ans. Il est l'auteur principal du Bi-



D.R

lan Carbone, qui est devenu la référence mondiale en matière de comptabilité des émissions de gaz à effet de serre d'une entreprise. Il est associé fondateur de Carbone 4, qui est le cabinet de conseil de référence en matière de transition climatique en France. Il est également fondateur et président de The Shift Project, une association qui milite pour la décarbonation de l'économie. Il est par ailleurs professeur à Mines ParisTech, et est intervenant dans de nombreux autres établissements d'enseignement.

LAFONTAINE Jean-Philippe



D.R

Jean-Philippe Lafontaine a suivi des études universitaires qui l'ont mené, dans un premier temps, au Mans (obtention en 1981 d'une maîtrise des sciences et techniques comptables et financières) et, dans un deuxième temps, à Orléans (obtention en 1982 d'un diplôme d'études supérieures spécialisées en gestion financière et fiscalité).

À partir de 1981, il enseigne dans le secondaire, tout d'abord en tant que maître auxiliaire, puis en tant que professeur certifié (CAPET en sciences et techniques économiques obtenu en 1982) et, enfin, en tant que professeur agrégé (agrégation en économie et gestion obtenue en 1990). En 1996, il est détaché dans le supérieur et affecté à l'Institut d'Administration des entreprises (IAE) de l'Université François Rabelais de Tours.

En 2005, il soutient une thèse en sciences de gestion à l'Université de Poitiers sur le thème de l'adoption et de l'assimilation des outils de gestion, s'intéressant plus particulièrement aux outils de contrôle de la gestion environnementale mis en œuvre dans des organismes certifiés ISO 14001.

Jean-Philippe Lafontaine est aujourd'hui maître de conférences à l'IAE de Tours. Il a été le directeur de la licence en sciences de gestion pendant près de dix ans. Il enseigne principalement la gestion financière et le contrôle de gestion, et s'intéresse tout particulièrement à la création des entreprises.

Il est membre de l'Association francophone de comptabilité (AFC) depuis 1995 et du Congrès on Social and Environmental Accounting Research (CSEAR) depuis 2011. Il a aussi été membre du jury de l'agrégation d'Économie et de Gestion, entre 2008 et 2011.

Ses thèmes de recherche portent essentiellement sur la gestion, la communication et la comptabilité environnementales, ainsi que sur les outils de gestion et la responsabilité sociale des entreprises (RSE). Il participe aux travaux du Vallorem (Val de Loire Recherche en management), le laboratoire de recherche commun aux IAE de Tours et d'Orléans. Certains de ses travaux ont été publiés dans des revues académiques (*Comptabilité Contrôle Au-*

dit, *Finance Contrôle Stratégie, Natures Sciences Sociétés, Revue des Sciences de Gestion*), d'autres dans des revues professionnelles (*Revue française de Comptabilité, Responsabilité et Environnement*) et deux dans une revue pédagogique (*Revue des Cas en Gestion*). Il a participé à de nombreux congrès, en particulier à ceux qui sont organisés par l'AFC et le CSEAR.

Fiche d'activité professionnelle disponible sur :

<https://www.univ-tours.fr/site-de-l-universite/m-jean-philippe-lafontaine--1248.kjsp>

LAVERGNE Richard



D.R

Richard Lavergne est ingénieur général du corps des Mines, diplômé de l'École polytechnique (promotion 75), de l'École supérieure de métrologie et de Télécom ParisTech. Depuis janvier 2017, il est membre permanent du Conseil général de l'Économie (ministère de l'Économie et des Finances), où il exerce les fonctions de référent « Énergie et

Climat ». De 2008 à 2016, il a été conseiller auprès, à la fois, du directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de la Commissaire générale au Développement durable (CGDD), au sein du ministère chargé de l'Environnement et de l'Énergie. À ce titre, il a assuré, notamment, les missions de Secrétaire général du comité pour l'économie verte, de Secrétaire général du comité d'experts pour la transition énergétique, de vice-président du comité pour la coopération à long terme (SLT Committee) de l'Agence internationale de l'énergie et de président pour l'UE du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du dialogue énergétique UE-Russie. De fin 2012 à mi-2013, Richard Lavergne a été fortement impliqué dans l'organisation du Débat national pour la transition énergétique. De 2008 à 2017, il a été membre du comité directeur de l'Association française des économistes de l'énergie. De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'énergie et des matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE), organisme national d'accréditation pour les laboratoires d'essai et d'analyse.

PERCEBOIS Jacques



D.R

Jacques Percebois est professeur émérite à l'Université de Montpellier. Agrégé des Facultés de droit et de sciences économiques, docteur d'État en économie et diplômé de l'Institut d'Études politiques, il a créé et dirigé le CREDEN et un master en économie et droit de l'énergie. Il est doyen honoraire de la

faculté d'économie. Actuellement rattaché à l'UMR CNRS Art-Dev au sein de l'Université de Montpellier, il est aussi chercheur associé à la chaire « Économie du climat » (Université Paris Dauphine). Il est l'auteur de nombreux articles scientifiques et de plusieurs ouvrages, parmi lesquels on peut citer : *Énergie : économie et politiques* (écrit avec J. P. Hansen et dont la deuxième édition est parue en 2015, aux Éditions De Boeck) et *Transitions électriques : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire* (écrit avec J.-P. Hansen et paru fin 2017 aux Éditions Odile Jacob).

SOLIER Boris



D.R

Boris Solier est maître de conférences en économie à l'Université de Montpellier et co-responsable du pôle de recherche Transitions énergétiques de la Chaire « Économie du climat ». Ses travaux portent sur le fonctionnement des marchés de l'énergie et sur leurs interactions avec les instruments de tarification environnementale.

VALÉRIAN François

En fonction au Conseil général de l'Économie, François Valérian est polytechnicien, ingénieur général des Mines et docteur en histoire. Il a été banquier d'affaires et associé du cabinet Accenture. Il est professeur associé de finance au Conservatoire national des Arts et Métiers et est responsable de l'enseignement de régulation et supervision financières à Mines ParisTech. Il enseigne aussi à l'Institut d'Études politiques. Il est l'auteur de plusieurs ouvrages portant sur des sujets historiques, économiques ou financiers. Il est depuis le 18 juillet 2016, le rédacteur en chef des *Annales des Mines*.

