

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'électricité dans la transition énergétique

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES

FONDÉES EN 1794

N°109
JANVIER 2023

Publiées avec le soutien
de l'Institut Mines Télécom

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN 1268-4783

Série trimestrielle - N°109 - Janvier 2023

Rédaction

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

Grégoire Postel-Vinay
Rédacteur en chef

Gérard Comby
Secrétaire général

Alexia Kappelmann
Secrétaire générale adjointe

Magali Gimon
Assistante de rédaction et Maquettiste

Myriam Michaux
Webmestre et Maquettiste

Publication

Photo de couverture
© Christos Georghiou – Dreamstime.com

Iconographie
Gérard Comby

Mise en page
Magali Gimon

Impression
Dupliprint Mayenne

Membres du Comité de rédaction

Pierre Couveinhes
Président du Comité de rédaction

Patricia Blanc

Paul-Henri Bourrelier

Fabrice Dambrine

Dominique Dron

Jean-Luc Laurent

Richard Lavergne

Philippe Merle

Michel Pascal

Didier Pillet

Grégoire Postel-Vinay

Claire Tutenuit

Benjamin Vignard

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.

Le contenu des articles n'engage que la seule responsabilité de leurs auteurs.

L'électricité dans la transition énergétique

04

Préface

Agnès PANNIER-RUNACHER

06

Introduction

Ivan FAUCHEUX

Les grands équilibres à venir du système électrique (européen ?)

09

Retours sur les *Futurs énergétiques 2050*

Thomas VEYRENC

14

La contribution des énergies renouvelables à l'équilibre du marché de l'électricité en Europe : l'expérience de Vattenfall

Yara CHAKHTOURA

19

De l'enjeu de faire émerger des marchés de long terme de l'électricité

Antoine DEREUDDRE

23

La nécessité de faire évoluer le modèle du marché européen de l'électricité

Boris SOLIER

29

Les secteurs électriques en marche vers un régime hybride combinant marché et planification

Dominique FINON

35

Le marché de l'électricité, le moteur de la transition énergétique

Davide ORIFICI

Le consommateur

40

De la perplexité à la défiance des consommateurs

Françoise THIEBAULT

44

Accélérer la transition énergétique dans un contexte de crise : une mise en perspective des enjeux associés

Andreas RÜDINGER

48

Le consommateur, acteur de la sobriété énergétique ? Une approche sociologique

Stéphane LA BRANCHE

53

Le pilotage coordonné des consommations pour mener à bien la transition énergétique

Pierre BIVAS

58

Nucléaire et renouvelables :
le débat public est-il propice
à leur acceptabilité ?

Chantal JOUANNO

62

De la deuxième vague d'électrification

Hélène MACELA-GOUIN

68

Les enjeux de compétitivité industrielle
de la transition électrique

Hoang BUI

73

Les contrats de long terme en matière
de nucléaire : un enjeu majeur pour la
neutralité carbone

Philippe DARMAYAN

Les réseaux énergétiques au cœur des transformations

77

Les enjeux de la numérisation
pour les gestionnaires
du réseau de distribution

Sébastien JUMEL et Pierre MALLET

82

Marchés de l'électricité et du gaz
en Europe : quelle architecture pertinente
entre monopoles et « energy only » ?

Édouard SAUVAGE

90

Les outils de planification locale
dans le contexte
de la transition énergétique

Claude ARNAUD

Hors-dossier

95

L'histoire du moteur électrique

Ilarion PAVEL

108

Les matières premières
minérales non énergétiques
en France métropolitaine appréhendées
au prisme des titres miniers (1811-2020)

Aurélien REYS, Yann GUNZBURGER,
Alain LIGER et Rémi GALIN

114

Traductions des résumés

119

Biographies des auteurs

Ce numéro a été coordonné
par Ivan FAUCHEUX

Préface

Par Agnès PANNIER-RUNACHER

Ministre de la Transition énergétique

Notre système électrique est aujourd'hui à un point de bascule à la suite de trois immenses chocs. Ces chocs s'ajoutent à l'impératif d'accélérer dans la décarbonation de nos systèmes énergétiques pour lutter contre le dérèglement climatique.

Un choc de demande mondial, celui de la reprise économique post-Covid, plus vigoureuse et plus consommatrice de ressources énergétiques. Un choc d'offre du système gazier, conséquence de la guerre en Ukraine, et qui se transmet, en raison d'un mix électrique européen encore très dépendant du gaz, à notre système électrique commun. Un choc interne au système européen, lié à la baisse de la production nucléaire et hydroélectrique qui a fait perdre plus de 120 TWh à l'échelle européenne en 2022.

Ces trois événements ont conduit à des augmentations de prix dans des proportions encore jamais connues sur les marchés de l'électricité. Ces chocs nous interpellent, car ils sont révélateurs.

Ils nous font d'abord prendre conscience du poids d'un système encore très carboné, et donc aliénant. En effet, nous dépendons de fournisseurs avec qui l'Europe peut avoir des intérêts géostratégiques très divergents. Ensuite, ils montrent combien la diversité des moyens de production décarbonée est l'enjeu du siècle. Il ne s'agit plus de se demander si nous sommes « pour ou contre » le nucléaire ou les éoliennes, mais de mener le seul combat qui vaille : celui des énergies bas-carbone contre les énergies fossiles.

C'est tout le sens de la stratégie de transition énergétique que je porte et que le Président de la République a présenté à Belfort, en février dernier. Elle s'appuie, d'une part, sur les économies d'énergie avec la sobriété et l'efficacité énergétiques et, d'autre part, sur la production d'énergie décarbonée, au travers de la relance d'une politique nucléaire ambitieuse et de l'accélération du déploiement des énergies renouvelables. C'est une stratégie qui répond aux impératifs économiques et climatiques, et qui doit donner une indépendance énergétique à notre pays.

Ces chocs nous interrogent également sur le marché de l'électricité, car aujourd'hui les prix de l'électricité dépendent directement des combustibles fossiles. En effet, alors que la cause première de la crise est physique, c'est-à-dire que nous avons besoin de plus d'énergie décarbonée, le fonctionnement actuel du marché décuple grandement les effets de cette crise sur les prix des marchés. Faire payer au consommateur le coût du photovoltaïque, de l'hydroélectricité ou du nucléaire au prix du gaz est un non-sens. Et exposer les consommateurs français à un prix de l'électricité complètement déconnecté de la réalité du coût complet des mix électriques nationaux revient à freiner la transition énergétique de notre économie. Ainsi, face à ces incohérences et car le marché reste au cœur de la solidarité électrique européenne, il doit être refondé.

De nouveaux mécanismes doivent donc être mis en place au niveau européen. Des mesures ont déjà été prises, à l'instar du dispositif de captation et de redistribution de la rente infra-marginale ou de la baisse des plafonds de prix sur les marchés de gros. Ces mesures d'urgence doivent cependant amorcer une réforme plus globale de l'organisation des marchés sur le long terme.

Face aux multiples interrogations générées par la crise énergétique, je souhaite conclure en insistant sur trois éléments qui me paraissent cruciaux.

En premier lieu, il est important de rappeler que la transition énergétique répond pleinement à l'enjeu de résilience et d'indépendance. En effet, que ce soit le nucléaire ou les énergies renouvelables, ils sont produits sur le territoire national et européen. Ils ne dépendent pas d'un État tiers et sont la seule réponse à ces vulnérabilités qui ont frappé de plein fouet notre système électrique. Il n'y a plus aucune hésitation à avoir. C'est tout le sens du projet de loi que je présente actuellement au Parlement, en plus des nombreuses mesures réglementaires que j'ai prises depuis l'été afin d'accélérer le déploiement des projets d'énergies renouvelables. C'est également le sens de l'annonce faite de la relance d'un programme électronucléaire d'ampleur et du projet de loi visant à accélérer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2 que je présenterai au Parlement début 2023.

En deuxième lieu, les masses financières d'investissement à mettre en mouvement seront colossales et dans des calendriers resserrés. La visibilité qu'il faut donner aux investisseurs sur notre futur système électrique est donc clé, tant d'un point de vue technique qu'économique. C'est une priorité de mon action. Sur ce point, le Gouvernement a pleinement œuvré pour que la taxonomie européenne prévoit bien l'inclusion de l'énergie nucléaire. Face à l'urgence, nous ne pouvons pas nous payer le luxe de postures idéologiques.

En troisième et dernier lieu, afin que les consommateurs participent pleinement au futur de notre système électrique, il est critique de le rendre plus lisible et compréhensible. Tant d'anathèmes se sont échangés dans le domaine de l'énergie ces dernières années, tant d'experts se sont contredits... Ce qui compte aujourd'hui, pour que ce futur existe, c'est qu'il soit techniquement faisable, économiquement soutenable et, surtout, désirable. C'est pour cette raison que j'ai souhaité qu'une grande concertation sur l'avenir de notre mix énergétique puisse se tenir. Je l'ai lancée le 20 octobre dernier et elle se tiendra jusqu'à fin janvier, *via* une consultation et un « Tour de France des régions » qui permettra au grand public, aux parties prenantes locales ainsi qu'aux membres du Gouvernement d'échanger sur ces décisions clés pour notre futur. Les orientations issues de la concertation permettront de nourrir la future loi de programmation Énergie-Climat que le Gouvernement présentera au Parlement au second semestre 2023.

Les réflexions présentées dans ce numéro des *Annales des Mines* seront utiles afin d'alimenter le Gouvernement face aux décisions importantes que nous aurons à prendre dans les semaines qui viennent.

Car, face à l'urgence, nous n'avons pas d'autre choix que de réussir pour notre indépendance, pour notre économie, pour le climat.

Introduction

Par Ivan FAUCHEUX

Membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie

La transition énergétique a de très fortes chances de conduire à privilégier le vecteur électrique pour être le principal vecteur de la décarbonation des usages. Ce vecteur, qui présente comme principal défaut de ne pas pouvoir être stocké, sauf à des coûts encore très prohibitifs, s'est construit sur un marché essentiellement piloté par l'ajustement et l'équilibrage des réseaux. C'est ce qui a conduit à un *design* de marché reposant essentiellement sur la détermination du prix de l'électricité en fonction du coût marginal du dernier moyen de production appelé dans l'ordre de mérite (*merit order*). Par ailleurs, la capacité du consommateur à modifier sa consommation ou son profil de consommation va devenir un enjeu crucial dans les années qui viennent. Face à une élasticité-prix faible, notamment dans le domaine de l'électricité, la recherche des moyens pour amener les consommateurs à s'engager dans la transition énergétique devient une priorité, surtout dans les années qui viennent où les difficultés de production du parc nucléaire français, combinées à une crise gazière sans précédent, vont rendre l'équilibre entre l'offre et la demande encore plus tendu. Enfin, les réseaux se sont historiquement construits sur des énergies qui s'ajoutaient les unes aux autres. La transition énergétique va venir bouleverser cette architecture historique de façon très rapide avec des conséquences non négligeables sur la façon dont l'électricité et les autres énergies vont cohabiter à court et moyen termes.

Le présent numéro de *Responsabilité & Environnement* est structuré autour de trois axes majeurs : le marché en tant qu'outil de la rencontre de l'offre et de la demande ; le consommateur, particulier ou industriel, qui doit vite démontrer sa capacité à participer activement à l'équilibre du système et, enfin, les réseaux, ces indispensables sous-jacents à l'existence d'un marché. Dans cette introduction, nous insisterons essentiellement sur les questions auxquelles les articles publiés dans ce numéro ont pour ambition de répondre.

Questions portant sur le marché

Le marché s'est historiquement construit sous une contrainte, celle de l'équilibrage en temps réel de l'offre et de la demande. Le fait d'avoir un ordre de préséance économique conduisant à faire intervenir les centrales de production dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux, que venait compléter un système d'enchères à prix unique correspondant à la dernière offre retenue (ou *pay-as-clear*), répondait à l'enjeu d'envoyer des signaux en matière d'investissement se situant « au plus juste » de ce que le consommateur est prêt à payer. Ce postulat repose sur l'idée que les signaux court terme envoyés par le marché dit spot rebouclent naturellement avec des signaux d'investissement long terme, qui incluent non seulement les coûts variables, mais aussi les coûts fixes. Rien d'étonnant donc à ce qu'il existe, en particulier pour les centrales à coûts fixes élevés et à coûts variables faibles, de longues périodes durant lesquelles un tel système leur permet de bénéficier d'une rente significative.

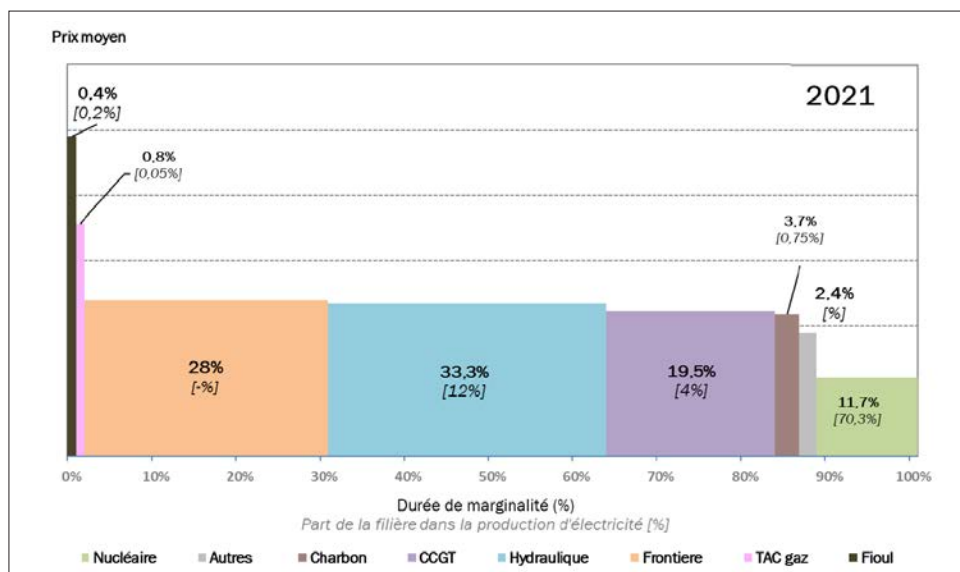
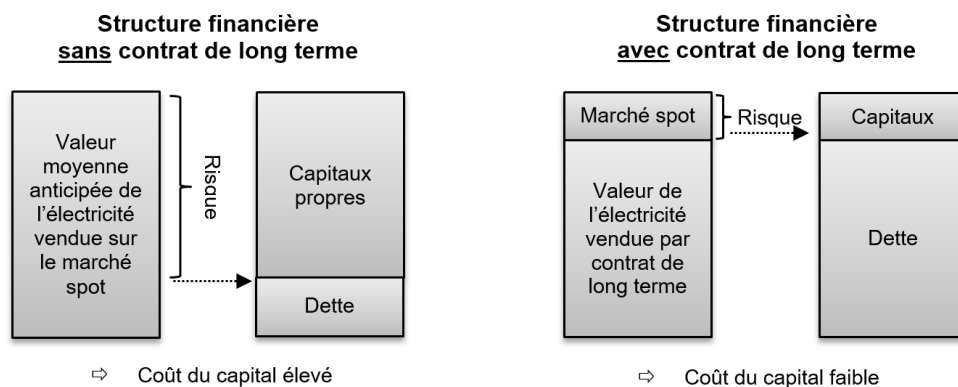


Figure 1 : Part des différentes filières dans la production d'électricité en 2021.

Il existe cependant des décorrélations de plus en plus fortes entre la durée de marginalité de différentes filières et leurs poids respectifs dans le système de production, tout particulièrement en France. Ainsi, en 2021, le nucléaire, qui fournissait 70,3 % de l'énergie électrique, ne déterminait le prix de marché que 11 % du temps, tandis que, de leur côté, les centrales au gaz et les importations fixaient ce prix 28 % du temps. La majorité du temps, ce prix était dans les faits déterminé par l'hydraulique et le charbon. La crise du gaz n'a fait que mettre en lumière cette vérité qui était sous-jacente au marché électrique depuis de nombreuses années.

La question de la « complétude » du marché se pose désormais. En effet, ce système n'envoie pas de signaux de long terme simples, voire même aucun. En parallèle, la structure de production était surcapacitaire (ce qui permettait de fermer des unités de production, souvent pilotables, sans mettre en péril l'équilibre du système). Force est de constater que cette structure de production est devenue critique en n'offrant plus aucune marge (voire même en étant sous-capacitaire si l'on inclut les aléas), ce qui va nécessiter des investissements massifs dans les années qui viennent.

Or, les technologies de production décarbonée, dans lesquelles il faut désormais investir massivement, présentent des caractéristiques différentes. Elles sont extrêmement capitalistiques : les coûts fixes représentent entre 80 % (pour le nucléaire) et 100 % (pour les EnR) des coûts complets. Faute de pouvoir disposer de signaux-prix sur le long terme et d'un soutien public, il va être alors très compliqué de pouvoir financer ces infrastructures par de la dette, sauf à accepter de voir le coût de l'énergie produite se renchérir très significativement.



À titre illustratif, augmenter de + 1 % le coût du capital (qui passerait de 4 à 5 %) affecterait significativement le coût complet de l'électricité décarbonée, dans les proportions suivantes :

- solaire PV : environ + 8 €/MWh ;
- éolien *off-shore* : environ + 5 €/MWh ;
- nucléaire : environ + 13 €/MWh.

Existe-t-il des alternatives au marché actuel de l'électricité qui soient « aussi efficaces » pour ce qui est de l'équilibre du marché considéré ?

Peut-on compléter ce marché par des contrats ou des options à plus long terme ?

Une telle capacité à envoyer des signaux de long terme est-elle de nature à modifier les choix énergétiques faits aujourd'hui ?

Enfin, qui porterait le risque d'erreur de prévision ? La puissance publique ou les acteurs privés ?

Le consommateur au cœur de la transition

Hypothèse étant vérifiée que la programmation des moyens de production permet bien de répondre à l'enjeu de transition énergétique, la réussite de l'électrification du système énergétique reposerait en grande partie sur une consommation vue sous deux angles :

- Tout d'abord, sous l'angle du consommateur individuel, peuvent être évoqués les enjeux de flexibilité et d'adaptation, voire de maîtrise de la demande énergétique électrique. Il existe aujourd'hui une plateforme numérique extrêmement sophistiquée, mais force est de constater que ni les offres ni les usages ne se modifient de façon très substantielle, sauf dans des cas d'urgence pour le réseau. Est-ce qu'un tel constat est compatible avec les trajectoires de décarbonation ? S'il faut, par ailleurs, qu'il y ait des modifications très substantielles dans la consommation (électrification de certains usages, adaptation de la consommation en fonction des fluctuations de prix ou des tensions de réseaux, ce qui n'est pas forcément la même chose), comment s'assurer de l'adhésion des consommateurs dans un contexte où l'électricité n'est pas un bien présentant une forte élasticité-prix ?

- Ensuite, sous l'angle du consommateur industriel, est à saisir la possibilité de tirer parti de l'électrification des usages et des *process* pour accélérer la compétitivité d'un certain nombre de secteurs industriels : si une telle électrification doit se faire, quelles sont les flexibilités possibles (en particulier dans le cas de *process* industriels, souvent peu flexibles) ? Quels sont les impacts sur le tissu industriel ? Quelles conséquences cela peut-il avoir en termes d'organisation territoriale (en particulier, si l'électrification de l'industrie conduit à se concentrer sur les électro-intensifs, cela peut avoir comme conséquence de reconcentrer les industries considérées sur quelques bassins de production) ?

Des enjeux de réseau pour diverses énergies

L'accélération du rythme de la transition énergétique risque d'avoir des impacts massifs (positifs ou négatifs) sur un certain nombre d'énergies : en particulier, se pose la question du gaz naturel et, plus précisément, de sa substitution par du biométhane (partielle eu égard à la ressource) ou de l'hydrogène décarboné (un sujet soulevant encore beaucoup d'interrogations quant à sa compétitivité) :

- La gouvernance actuelle des réseaux énergétiques (régime concessif ou régie en ce qui concerne les réseaux de chaleur) et l'implication des collectivités territoriales à tous les niveaux, notamment en matière d'élaboration des documents de programmation, sont-elles compatibles avec les enjeux de déploiement de nouvelles installations de production et de nouveaux réseaux ? La question ainsi posée est implicitement un peu orientée, mais la dilution des *process* décisionnels ou, au contraire, l'autoritarisme de décisions imposées depuis un échelon central ne semblent ni l'une ni l'autre pouvoir répondre aux enjeux de déploiement, d'acceptabilité et, surtout, d'urgence climatique.
- Le déploiement des compteurs intelligents (gaz et électricité) avait aussi pour objectif de servir de source d'information pour la planification à terme de ces réseaux locaux. Qu'en est-il réellement aujourd'hui ?
- Enfin, l'électrification croissante du système énergétique posera des questions d'indépendance au niveau de certaines filières ou pour certains matériaux : la crise du gaz et l'impact de la guerre en Ukraine ont montré combien ces dépendances, si elles ne sont pas identifiées et, surtout, si les États ne se dotent pas de moyens pour les contourner en cas de crise, peuvent aboutir à des situations difficilement explicables ou, en tout cas, non optimales, tant en termes de géopolitique que de politique énergétique tout court. À quel niveau doit se faire cette identification, au niveau de l'Europe, des États ou d'une alliance géostratégique ? L'exemple du gaz doit nous rappeler que beaucoup de nos politiques sont le fruit de considérations visant à assurer notre résilience par rapport à des chocs externes.

Quand ce numéro de *Responsabilité & Environnement* a été décidé, début 2022, les marchés de l'énergie connaissaient déjà des soubresauts, mais rien de comparable à ce que nous vivons actuellement. Dans ses carnets, Lénine avait noté qu'« il y a des décennies où rien ne se passe, et des semaines où des décennies se produisent » ; c'est sans doute un peu le cas aujourd'hui au regard de ce qui se passe sur les marchés de l'énergie. Les lecteurs assidus des courbes d'évolution des prix sur les marchés voudront bien pardonner d'avance les auteurs dont les articles pourraient pour certains apparaître un peu datés, vu le nombre d'événements qui auront pu encore se produire entre le bouclage de ce numéro (en décembre 2022) et sa parution. Mais les auteurs publiés dans ce numéro ont tous accepté en prenant leur plume d'assumer ce risque dans le seul but d'essayer de donner du sens à des événements qui étaient encore de l'ordre de la fiction il y a quelques mois de cela. Je souhaiterais ici les en remercier encore vivement. Il y a urgence à réfléchir posément dans un contexte où rien ne prédispose au calme.

Chers lecteurs, nous vous invitons à prendre un peu de temps sur votre quotidien pour parcourir ce numéro qui s'est efforcé de rassembler des visions parfois divergentes : la réflexion commence en effet à peine à se structurer sur ce qu'il faut maintenant faire pour que la décarbonation de nos économies soit la plus efficiente possible. Les États et, plus largement, les zones économiques qui sauront faire les choix les plus éclairés bénéficieront d'une longueur d'avance dans une compétition internationale souvent exacerbée.

Retours sur les *Futurs énergétiques 2050*

Par Thomas VEYRENC¹

Directeur exécutif en charge de la stratégie, de la prospective et de l'évaluation chez Réseau de transport d'électricité (RTE)

En octobre 2021, puis en février 2022, RTE a publié les résultats de la grande étude « Futurs énergétiques 2050 » engagée deux ans plus tôt pour déterminer les chemins possibles vers la neutralité carbone et réfléchir au système électrique de demain. Les différents scénarios proposés ont depuis largement alimenté le débat énergétique ; ils ont été repris par de nombreux acteurs et forces politiques et ont alimenté la stratégie de décarbonation de la France présentée en février 2022 à Belfort par le Président de la République. Un an après la parution des principaux résultats de cette étude, nous revenons dans le présent article sur les conditions d'élaboration de celle-ci et sur certains de ses principaux enseignements à la lumière de la crise énergétique qui s'est depuis amplifiée en Europe.

La neutralité carbone : une transformation complète dont l'ampleur ne doit pas être sous-estimée

Atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, tel est aujourd'hui l'objectif climatique de la France et des principaux pays européens. Cette cible, cohérente avec l'Accord de Paris et l'ambition de maintenir l'augmentation des températures à l'échelle mondiale en-dessous de + 2°C (et si possible de + 1,5°C) par rapport à l'ère préindustrielle, apparaît consensuelle dans le débat public. Elle implique pourtant un basculement total dans la façon dont l'énergie est produite et consommée, et donc une transformation de notre société dans son ensemble.

Aujourd'hui, l'énergie consommée en France est pour plus de 60 % de d'origine fossile (pétrole, gaz naturel, charbon). Pour atteindre les objectifs climatiques précités, ces consommations doivent être réduites à zéro ou presque à l'horizon 2050, soit dans moins de trois décennies. La transformation qui en résulte est gigantesque : il s'agit de transformer l'ensemble de notre appareil productif et de nos modes de consommation, ce qui implique un bouleversement majeur dans les secteurs des transports, de l'industrie et du bâtiment pour pouvoir nous passer complètement des énergies fossiles qui y sont dominantes.

La perspective d'une transformation aussi radicale est pourtant récente : ce n'est qu'en 2019, que le concept de neutralité carbone est apparu dans la loi, et ce n'est qu'un an plus tard (en 2020), qu'il a été traduit

dans la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) de la France. Il est cependant rapidement apparu qu'une large partie du public ainsi que de nombreux décideurs n'avaient pas réellement pris conscience de l'ampleur de la transformation à accomplir pour y parvenir. Lors de leur publication, les *Futurs énergétiques 2050* ont ainsi conduit à confronter un large public à la problématique de la neutralité carbone et aux implications de celles-ci. Ils ont notamment illustré de manière concrète les modifications à apporter au système de production et de consommation d'énergie sur les plans technique et économique. Ils ont également permis de les chiffrer, d'en estimer les conséquences environnementales au sens large ainsi que de restituer et de mesurer leurs impacts sur nos modes de vie.

Une concertation d'une ampleur inédite qui a permis de faire émerger de nouvelles thématiques et perspectives dans le débat

La réalisation des *Futurs énergétiques 2050* s'est appuyée sur une démarche inédite en matière de concertation : les scénarios ont été élaborés au grand jour au sein de neuf groupes de travail thématiques et dans le cadre d'une instance plénière de concertation. Cette méthode transparente visait à ce que chaque partie intéressée puisse s'exprimer et être entendue, avec l'objectif que les scénarios retenus puissent représenter et documenter les aspirations de l'ensemble de la société.

¹ L'auteur tient à exprimer sa reconnaissance à Coline Assaïante pour ses commentaires et la discussion de qualité que nous avons eue sur les différents thèmes présentés dans cet article.

Des trajectoires croissantes de la consommation d'électricité

Depuis plus de dix ans, la consommation d'électricité est stable, voire en très légère diminution. Cette tendance bien ancrée résulte d'un effet de compensation entre deux phénomènes : d'une part, le développement des usages électriques et, d'autre part, l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils. Au milieu des années 2010, au vu des politiques publiques alors engagées, les projections à moyen terme de la consommation d'électricité tendaient à prolonger cette tendance au cours de la décennie à venir.

Il n'en allait pas de même dans un exercice prospectif centré sur la neutralité carbone. Prolongeant les caractéristiques de la seconde SNBC publiée en 2020, les *Futurs énergétiques 2050* ont présenté trois scénarios de consommation et plusieurs variantes reposant néanmoins sur un point commun : une augmentation nécessaire de la consommation électrique d'ici à 2050.

Cette conclusion n'est guère surprenante au regard de l'état de l'art et des principaux scénarios de transition énergétique élaborés en Europe et dans le monde. Elle découle notamment de la nécessité d'une électrification forte et rapide du secteur des transports, mais également de celui de l'industrie et de la production d'hydrogène.

Les *Futurs énergétiques 2050* ont été l'occasion de s'interroger sur les grands déterminants de la demande en la matière. Un effort accentué sur l'efficacité énergétique est nécessaire dans tous les scénarios, qui doit se traduire à travers l'électrification et la poursuite des progrès dans les usages électriques actuels. La sobriété est testée dans un scénario spécifique : elle permettrait de réduire les consommations de 100 TWh par rapport à 2050. Un effort massif de réindustrialisation permettrait, quant à lui, d'améliorer l'empreinte carbone des différents scénarios examinés, mais conduirait à augmenter la consommation domestique d'électricité ; il en résulterait une consommation supplémentaire d'une centaine de TWh.

Ainsi, la perspective relative à la consommation d'électricité apparaît résolument orientée à la hausse d'ici à 2050 (+ 35 % par rapport à aujourd'hui dans le scénario central, + 50 % dans le scénario « Réindustrialisation profonde » et + 15 % dans le scénario « Sobriété »).

Un impensé du débat français : la fermeture des réacteurs de seconde génération

Pour alimenter une consommation croissante, la France dispose d'un atout : une production d'électricité décarbonée qui avoisine déjà les 500 TWh par an. À cette aune, la « marche » à franchir pour atteindre la neutralité carbone apparaît moins élevée que dans d'autres pays.

Cette vision statique est pourtant trompeuse : le parc nucléaire français a été mis en service sur une échelle de temps très resserrée, essentiellement entre la fin des années 1970 et le début des années 1990. Se projeter à long terme, c'est donc se forcer à envisager sa

fermeture, en intégrant « l'effet falaise » qui résulte du caractère très concentré de sa mise en service.

Une durée maximale de fonctionnement de 60 ans est aujourd'hui considérée comme l'hypothèse de référence pour le parc existant. Ce cadrage est essentiel pour expliquer les scénarios envisagés : il conduit à considérer qu'à l'horizon 2050, les réacteurs actuels seront pour l'essentiel fermés. Seul un scénario envisage donc la prolongation de quelques réacteurs au-delà de 60 ans : sa faisabilité n'est pas acquise à ce stade, et son intérêt est précisément d'identifier le rétro-planning très exigeant qu'il implique.

Ce « principe de réalité » industriel ne doit pas être confondu avec la politique de diversification du mix électrique mise en œuvre par la France au cours des dernières années, qui a conduit à programmer la fermeture de quatorze réacteurs nucléaires d'ici à 2035. Cette trajectoire, qui figure aujourd'hui dans la PPE française (dans l'attente de sa révision prochaine), a constitué le scénario de référence pour envisager l'évolution du parc existant. Mais cela n'a pas empêché RTE d'investiguer des trajectoires s'en écartant, à la hausse ou à la baisse, dans son exercice prospectif. Ces différentes trajectoires à moyen terme ne doivent pas néanmoins faire oublier qu'il n'existe aucune perspective énergétique sérieuse faisant l'impasse sur la nécessité de fermer à terme les réacteurs actuels pour des raisons d'âge.

Un débat initialement très polarisé autour d'une opposition entre les EnR et le nucléaire, qui est à relativiser aujourd'hui

L'une des principales questions identifiées portait sur l'opportunité de relancer la construction de réacteurs nucléaires en France. Pour y répondre, RTE a proposé d'emblée un choix méthodologique clair, consistant à distinguer deux familles de scénarios selon que les nouveaux investissements dans le parc de production se porteraient uniquement sur les énergies renouvelables (scénarios M) ou sur une combinaison entre énergies renouvelables et nouveaux réacteurs nucléaires (scénarios N). Cette méthode a conduit à décrire deux types de systèmes électriques, dont les caractéristiques et profils de risque ont été analysés.

Le caractère extrêmement clivant et passionnel du débat sur le nucléaire et les EnR, dans un contexte de pré-campagne présidentielle durant laquelle cette thématique a été abordée de manière tranchée, a naturellement été vérifié au cours de la concertation. Cela a été particulièrement le cas pour les contributions citoyennes recueillies durant la consultation publique, qui ont majoritairement consisté en des demandes d'ajouts de scénarios très binaires (d'un côté, un moratoire sur le développement de l'éolien et, de l'autre, une sortie immédiate ou très rapide du nucléaire).

Pourtant, au cours de l'avancée des travaux au sein des différents groupes de travail, davantage de convergences étaient apparues, notamment chez les acteurs industriels. En effet, les options pour atteindre la neutralité carbone partagent beaucoup de similitudes

techniques (l'augmentation indispensable du socle se composant d'énergies renouvelables, l'importance de la maîtrise de la consommation) et économiques (des structures de coûts proches caractérisées par des investissements importants et des coûts de fonctionnement plus faibles). L'étude invite ainsi à envisager une autre grille de lecture des options possibles : sur le plan technico-économique, la distinction entre énergies renouvelables et nucléaire n'est pas cardinale.

Un élargissement des possibles pour les trajectoires de relance du nucléaire

Le débat sur le nouveau nucléaire a beaucoup évolué au cours des trois dernières années. Si le gouvernement français défend aujourd'hui le principe de la construction de nouveaux réacteurs et si une partie du débat s'est déplacé sur l'ampleur de la relance possible de ce secteur, il n'en allait pas de même en 2019 lorsque le travail sur les *Futurs énergétiques 2050* a débuté. *A posteriori*, il apparaît donc bien que la structuration des différentes trajectoires envisagées, dont l'ambition a été rehaussée par rapport aux premières propositions faites par la filière, a eu lieu durant la concertation.

Les *Futurs énergétiques 2050* proposent en effet plusieurs scénarios prévoyant un renouvellement du nucléaire allant au-delà de celui prévu par le programme « Nouveau Nucléaire France » (NNF). Celui-ci, défendu par EDF, consiste en la construction de trois paires d'EPR2 à partir de 2035 (soit une capacité d'environ 10 GW à l'horizon 2050). Si ce plan initial n'était pas complété ultérieurement par la construction d'autres réacteurs, la part de renouvelables nécessaire pour atteindre la neutralité carbone serait alors de 80 %, ce qui impliquerait de relever une grande partie des défis identifiés dans les scénarios à très haute part en énergies renouvelables étudiés par RTE.

L'opportunité d'examiner d'autres trajectoires s'est donc rapidement imposée comme un thème de la discussion. Parmi les scénarios initialement proposés par RTE, une des options consistait à atteindre entre 35 et 40 GW de nouveau nucléaire à l'horizon 2050. Cette proposition n'a pas été reprise par les acteurs de la filière au regard des contraintes industrielles identifiées aujourd'hui comme devant être surmontées pour atteindre un tel rythme. À l'issue de la consultation publique, la trajectoire la plus ambitieuse concernant la relance du nucléaire a ainsi prévu la construction de quatorze réacteurs d'ici à 2050, impliquant une forte accélération durant la décennie 2040.

Dans le scénario N03, celui où le nucléaire est le plus présent, la proposition d'une telle accélération est complétée par une perspective de développement de petits réacteurs modulaires (SMR). L'intérêt croissant pour cette solution – qui n'était quasiment jamais mentionnée en 2019 – représente l'une des autres évolutions les plus marquantes constatées au cours des deux années qu'a duré la concertation sur les *Futurs énergétiques 2050*.

La sobriété s'impose comme la thématique la plus clivante du débat portant sur les chemins possibles vers la neutralité carbone

Peu de termes ont connu une popularisation aussi rapide au cours de l'année 2022 que celui de « sobriété ». Aujourd'hui présentée comme un axe essentiel de la stratégie de gestion de la crise énergétique, la notion de sobriété a largement fait débat durant toute la concertation : elle a davantage renvoyé à un changement structurel des modes de vie qu'à des actions d'urgence ou de court terme.

Or, aucun accord ni aucune évidence ne sont ressortis des diverses contributions. Pour certains groupes, la sobriété est une évidence, la clé de voûte de la réflexion sur laquelle repose la transition énergétique dans ses multiples dimensions ; pour d'autres, il s'agit d'un repoussoir synonyme de décroissance et la promesse d'une rupture par rapport aux modes de vie actuels.

Plus largement, même si des slogans de façade portant sur l'intérêt à moins consommer semblent faire l'unanimité, les implications de ce thème sont très larges ; c'est là une des raisons pour lesquelles le terme de « sobriété » n'a rien de consensuel. Ce sont en effet les caractéristiques de nos modes de vie actuels, de nos processus de production et, plus globalement, de l'organisation de nos sociétés ainsi que de leur évolution qui sont ici en jeu.

RTE a ainsi procédé à des choix visant à permettre une confrontation des points de vue sur les orientations qui peuvent être, dès aujourd'hui, envisagées. Un scénario dédié à la sobriété a été modélisé, et les différents leviers à actionner ont été quantifiés. Parmi eux, les plus emblématiques consistent à diminuer la taille du parc de véhicules individuels, à réduire les surfaces habitées via une cohabitation repensée, à ne plus construire de nouvelles surfaces de bureaux en privilégiant une densification de l'occupation des surfaces existantes que permet la généralisation du télétravail, ou encore à réduire la production industrielle de biens devenus superflus dans une « société sobre ». Autant de leviers qui sont loin d'aller de soi aussi bien au niveau individuel que collectif.

Dans le contexte actuel de crise, l'éclairage apporté par les scénarios 2050 fournit un socle sur la base duquel peut se construire un marché de l'électricité européen repensé

Depuis la publication des premiers résultats de l'étude en octobre, puis de nouveaux en février 2022, la crise énergétique s'est intensifiée. Une crise au niveau de l'Europe résultant de sa dépendance aux énergies fossiles, une crise française liée à la sous-production nucléaire (le parc nucléaire produira en 2022 moins de 280 TWh, contre plus de 380 TWh avant la crise sanitaire de 2020), une sécheresse historique réduisant la

production hydraulique : autant d'événements qui se sont combinés pour aboutir à une situation très dégradée, marquée par une envolée sans précédent des prix de marché et par des craintes sur la sécurité d'approvisionnement. Un nouveau contexte qui demande à réinterpréter les résultats des *Futurs énergétiques 2050*.

La détérioration de l'environnement géopolitique et économique doit être intégrée aux scénarios

La première leçon de cette relecture qui s'impose est l'évidence et l'urgence à engager le programme de travail « Mondialisation contrariée » tel que proposé en conclusion de l'étude.

En effet, à l'instar d'un grand nombre d'autres scénarios énergétiques existants, le cadrage macroéconomique retenu pour les *Futurs énergétiques 2050* est fondé sur un contexte mondial relativement favorable. Ce cadrage intègre, par exemple, une hypothèse de croissance continue de l'économie au cours des décennies à venir. En revanche, les tensions probables sur les approvisionnements en matières et composants nécessaires au développement de nouvelles infrastructures énergétiques (bien identifiées et quantifiées dans l'étude) n'étaient pas abordées sur le plan macroéconomique.

Dès la publication des résultats complets de l'étude en février 2022 – soit avant la survenue du conflit armé en Ukraine –, RTE avait projeté de lancer un nouveau cycle d'études intitulé « Mondialisation contrariée » afin d'interroger la robustesse des scénarios dans le cadre d'un contexte global plus difficile. Cette proposition, qui était déjà d'actualité au regard des tensions pesant sur l'approvisionnement en matériaux critiques et de l'augmentation des prix de l'énergie qui préexistaient à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'est encore davantage aujourd'hui. Les prochains scénarios, qui seront élaborés par RTE (au printemps 2023), porteront sur l'échéance 2030-2035 et intégreront cette analyse macroéconomique dégradée.

Les grands enseignements tirés des *Futurs énergétiques 2050* se trouvent renforcés par le contexte actuel, mais la crise énergétique fait apparaître des besoins importants en termes d'accélération

Sur le plan structurel, la crise énergétique tend à renforcer l'intérêt d'un changement d'un modèle énergétique aujourd'hui trop largement fondé sur les énergies fossiles importées. C'est en effet le statut du gaz fossile comme « énergie de transition » et sa disponibilité abondante et bon marché qui sont directement mis à mal au moins pour les prochaines années, le gaz russe ayant été utilisé comme une arme géopolitique dans un conflit majeur. S'en passer rapidement ajoute des contraintes à l'équation à résoudre au cours des prochaines années, implique une montée en cadence plus soutenue de l'électrification et des investissements qu'elle nécessite. Dans ces circonstances, l'atteinte des objectifs 2030 apparaît plus que jamais conditionnée au développement massif des énergies renouvelables, à

la prolongation de la durée de vie de tous les réacteurs existants dans une logique de maximisation de la production bas-carbone et à un effort résolu en matière d'efficacité énergétique et de sobriété.

Telles étaient déjà les premières conclusions de l'étude en octobre 2021. Sur le plan de la composition du mix énergétique, le développement rapide des énergies renouvelables, lequel est indispensable pour atteindre la neutralité carbone dans l'ensemble des scénarios de transition, est devenu un impératif à court terme pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Parce qu'ils peuvent être déployés (relativement) rapidement, l'éolien et le solaire sont les seules technologies en capacité de réduire notre dépendance aux combustibles fossiles, de pallier la baisse de la production nucléaire et de limiter les coûts de production de l'électricité dans les années à venir. La prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires obéit également à la fois à une logique de sécurité d'approvisionnement (les marges du système actuel ayant été toutes intégralement consommées), de réduction des émissions de CO₂ et de compétitivité du mix électrique français.

Sur le plan de la consommation, la crise a conduit le gouvernement à mettre en œuvre un plan « Sobriété » visant à une réduction de 10 % de la consommation énergétique du pays en deux ans. Si les mesures permettent de faire baisser la consommation à court terme, elles ne sont pas d'un effet suffisant pour atteindre les objectifs du scénario « Sobriété » de RTE, lequel repose davantage sur des inflexions structurelles des modes de vie qui sont toutes orientées dans le même sens.

Sur le plan économique, la réduction de la dépendance aux énergies fossiles, au-delà de toute considération géopolitique et de souveraineté, constitue bien une réponse structurelle à une crise énergétique qui trouve sa source dans la forte augmentation des prix du gaz et du pétrole. Ainsi, avec un prix élevé des énergies fossiles, la bascule vers un système électrique bas-carbone apparaît plus rentable, même en intégrant les coûts des investissements associés aux différents scénarios. Pour autant, la situation actuelle peut également jouer le rôle d'un frein, le poids des dépenses énergétiques contraintes étant croissant dans les budgets des entreprises et des ménages, ce qui diminue d'autant leurs capacités d'investissement (dans l'efficacité énergétique ou l'électrification). La possibilité d'un « lock-in » au profit des solutions fossiles, et ce d'autant plus que ces dernières sont subventionnées pour faire face aux difficultés de court terme, constitue donc un point méritant de lui accorder une attention majeure dans la perspective de l'atteinte des objectifs aux échéances 2030 et 2050.

L'architecture du marché de l'électricité européen doit être repensée en tenant compte des perspectives d'évolution du système électrique français

Les différents scénarios d'évolution du mix électrique reposent sur des investissements importants. Mais ils conduisent en retour à créer un système dont le coût

de fonctionnement est faible et qui ne dépend plus du prix des énergies fossiles (telle est déjà la caractéristique du système électrique français qui repose largement sur le nucléaire et les énergies renouvelables). Or, les prix de l'électricité, pour leur part, varient en fonction des conditions de fonctionnement du marché de l'électricité européen, notamment au travers des interconnexions.

L'architecture du marché européen, basée sur le fonctionnement du marché journalier, conduit en effet à faire largement dépendre le prix de l'électricité de celui du gaz. Au cours des derniers mois, l'augmentation du prix du gaz et la chute de la disponibilité du parc nucléaire français ont ainsi propulsé les prix français de l'électricité à des niveaux inégalés jusque-là.

Si cette architecture permet d'optimiser, avec une grande efficacité, le fonctionnement à court terme du marché, elle induit pour la France un découplage entre les prix de l'électricité et les coûts de production réels du système électrique français. Cela soulève une difficulté sur le plan de la logique de décarbonation : en effet, comment convaincre les acteurs d'électrifier leurs *process* si les prix qu'ils paient dépendent de celui du gaz et du CO₂ ?

Compléter les marchés de court terme par des mécanismes permettant de sécuriser les revenus et les prix sur le long terme, en amont (les renouvelables, le nouveau nucléaire) et en aval (usages stratégiques de l'électricité), pourrait donc faire office de priorité pour assurer le pilotage des trajectoires climatiques, tout en réussissant à respecter un agenda de réindustrialisation devenu désormais consensuel.

Conclusion

Le travail réalisé par RTE dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, qui était un préalable aux nouvelles orientations de la stratégie énergétique française présentée à Belfort, portait sur les fondamentaux techniques, économiques et environnementaux du système électrique de notre pays. Ses conclusions apparaissent renforcées par la crise énergétique actuelle, qui doit conduire à une accélération des transformations en dépit de la difficulté que représente un changement rapide de notre modèle énergétique. L'étude a notamment montré que l'objectif fixé pour 2030 (soit une réduction de 55 % des émissions nettes par rapport à 1990) était particulièrement ambitieux. Or, la France n'est aujourd'hui sur aucune des trajectoires permettant de l'atteindre. Parmi l'ensemble des prolongements envisagés par cette étude, la réforme des marchés dans le but de déconnecter le prix de l'électricité de celui du gaz semble érigée au rang des priorités à concrétiser dans l'optique de l'atteinte de la neutralité carbone.

Bibliographie

RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050 – Rapport complet « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'horizon 2050 »*, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050 – Bilan de la phase I (consultation publique)*, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-09/BP50_Bilan%20de%20la%20consultation%20publique.pdf

RTE (2022), *Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023*, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-09/Analyse%20passage%20hiver%202022-2023.pdf>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2021), *Net Zero by 2050, Analysis – IEA*, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

RTE (2021), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2030*, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021.pdf>

CLUB DE ROME (1972), *The limits to growth*.

ENTSO-E (2021), *TYNDP 2022 U27, Scenario Report – Introduction and Executive Summary*, <https://2022.entsoe.eu/tyndp-scenarios.eu>

La contribution des énergies renouvelables à l'équilibre du marché de l'électricité en Europe : l'expérience de Vattenfall

Par Yara CHAKHTOURA

Directrice générale de Vattenfall Eolien

Le marché de l'énergie en Europe est en crise depuis presque deux ans, mettant en exergue l'impérieuse nécessité d'accélérer la transition vers un monde sans énergies fossiles d'ici une génération. Pour parvenir à la neutralité carbone d'ici à 2050, tout en assurant notre sécurité énergétique, le déploiement massif et rapide des énergies renouvelables dans le mix électrique est désormais indispensable et implique la mise en place de mesures fortes de simplification et d'accélération, s'appuyant notamment sur une véritable planification. Vattenfall, acteur européen de l'énergie et étant l'un des leaders de l'éolien en mer dans le monde, partage ici sa vision des enjeux d'un tel déploiement.

Introduction

Depuis deux ans, le monde est frappé par une série de crises : pandémie mondiale de Covid-19, flambée des prix de l'énergie depuis le quatrième trimestre 2021 due d'abord à la reprise post-Covid, puis à la guerre en Ukraine qui est venue amplifier le climat d'incertitude et de tension qui préexistait. Tous ces facteurs soulignent l'importance d'assurer l'indépendance énergétique à l'échelle de l'Union européenne. Par ailleurs, les enjeux liés au changement climatique, qu'illustrent les épisodes météorologiques inédits que subi régulièrement l'Europe ces derniers temps, alors qu'elle était jusque-là relativement épargnée, accentuent l'impérieuse nécessité pour l'ensemble des acteurs, y compris les entreprises, de jouer un rôle important dans l'atteinte de l'objectif visant à décarboner l'économie d'ici à 2050.

Comme le souligne le rapport sur les « Futurs énergétiques 2050 » publié par RTE en octobre 2021, dans cette optique d'atteinte de ces objectifs de décarbonation, la demande en électricité va augmenter de manière substantielle dans les prochaines années (le scénario médiant prévoyant une hausse de 35 % de la consommation d'électricité), obligeant les décideurs publics à revoir considérablement à la hausse leurs ambitions en matière de capacités de production électrique. Les conclusions de ce rapport sont très claires : quel que soit le scénario envisagé, le mix électrique devra comprendre au minimum 50 % d'énergies renouvelables ; la contribution de toutes sera nécessaire.

Pour Vattenfall, seule l'électrification des usages à partir d'énergies non fossiles, ce qui passe notamment par l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, peut nous permettre d'atteindre la neutralité carbone, d'assurer notre indépendance énergétique et de marquer la fin de la dépendance du prix de l'électricité à celui du gaz. Par ailleurs, les technologies décarbonées sont produites localement, ce qui favorise la réindustrialisation des territoires, mais aussi, et surtout, la sécurité d'approvisionnement.

Dans cet article, nous allons porter un regard croisé entre notre expérience à l'échelle de l'Europe et notre vision des enjeux pour la France du déploiement des énergies renouvelables.

Notre vision de l'équilibre du marché de l'électricité en Europe

En ces temps de crise énergétique marqués par une forte volatilité des marchés se traduisant par des niveaux de prix élevés difficilement supportables pour les collectivités et les clients entreprises et particuliers, il est tentant de se tourner vers une intervention directe sur ces marchés pour limiter les conséquences des hausses constatées sur le pouvoir d'achat des consommateurs et sur le tissu économique européen.

Pour Vattenfall, de telles interventions doivent être limitées le plus possible dans leur ampleur et dans le temps, car malgré la dimension exceptionnelle de la

crise, le marché a démontré sa résilience. Pour autant, afin de procéder à la transition énergétique nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone, nous considérons que trois grands principes doivent prévaloir : le premier est celui d'une neutralité technologique, c'est-à-dire une technologie ne recourant pas aux énergies fossiles. Le deuxième principe repose sur une concurrence saine avec des solutions accessibles économiquement et basées sur le jeu du marché. Le troisième est le principe de l'indépendance pour assurer la sécurité d'approvisionnement, en excluant définitivement les énergies fossiles du bouquet énergétique.

Les enjeux que recouvre le développement des énergies renouvelables en Europe

Au-delà des simplifications réglementaires, Vattenfall identifie trois enjeux principaux en lien avec l'accélération du déploiement des énergies renouvelables en Europe.

Premièrement, la sécurisation d'une chaîne d'approvisionnement variée en Europe pour la construction et la maintenance des installations. Une dépendance trop forte vis-à-vis de importations non intra-européennes, en particulier celles venant d'Asie, met en situation de risque les filières d'énergies renouvelables, notamment en ces temps de crise que nous vivons actuellement. Par ailleurs, ces filières contribuent significativement au développement du tissu économique des territoires où leurs installations sont implantées. À titre d'illustration, l'éolien représente aujourd'hui 300 000 emplois en Europe¹, dont 25 500 emplois en France².

Deuxièmement, il faut accroître l'engagement des parties prenantes locales pour faciliter l'acceptabilité des projets renouvelables. Cela nécessite de donner une visibilité sur le long terme aux acteurs locaux (à travers la planification spatiale), d'embarquer les représentants des usagers locaux en favorisant les expérimentations et les co-usages, de travailler avec les associations environnementales au travers de projets éco-innovants (voir l'encadré ci-contre) et de favoriser les retombées socio-économiques au plan local³.

Troisièmement, il est nécessaire d'accompagner la sortie progressive des mécanismes de soutien. Les installations d'énergies renouvelables ont démontré leur compétitivité sur le marché. En période de crise des prix des énergies, elles ont même rapporté de l'argent à l'État⁴. Les mécanismes de soutien mis en place par ce dernier ont permis à la filière de se lancer et d'accompagner sur la voie de la compétitivité les énergies renouvelables, au point que la question de leur pérennité commence à être discutée.

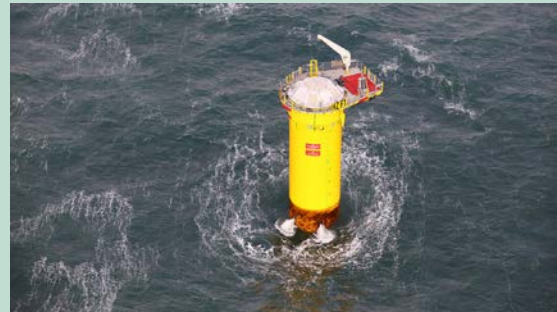
¹ Voir le site Internet de WindEurope.

² Observatoire de l'éolien 2022, France Énergie éolienne.

³ Vattenfall est signataire depuis 2021 d'une charte d'engagement avec des *clusters* régionaux.

⁴ <https://fee.asso.fr/actu/les-revenus-de-leolien-francais-reverse-a-letat-des-milliards-comme-bol-dair-pour-protger-le-pouvoir-dachat/>

Parc éolien en mer d'Hollandse Kust Zuid (aux Pays-Bas) : installation des fondations éco-conçues^a



Source : vattenfall_natuurversterking-windparken_1920 – ©Vattenfall.

Dans son parc éolien en mer d'Hollandse Kust Zuid, Vattenfall a installé des fondations au *design* innovant : dans la partie immergée de ces fondations, des ouvertures elliptiques ont été aménagées pour permettre aux poissons d'y entrer et d'en ressortir sans danger ; elles offrent ainsi un espace favorable au développement de la biodiversité. Afin de mieux connaître les effets de cette innovation sur la biodiversité marine, Vattenfall a lancé une étude scientifique avec l'association environnementale De Rijke Noordzee. D'ici à 2024, des mesures vont être réalisées à l'intérieur de ces fondations et autour des turbines pour observer le développement de la biodiversité.

^a <https://group.vattenfall.com/fr/presse-et-medias/actualite/2022/vattenfall-lance-une-etude-pour-observer-si-les-turbines-eoliennes-peuvent-constituer-des-espaces-propices-au-developpement-de-la-biodiversite-marin>

Le rôle de l'éolien en mer dans le futur énergétique (à l'horizon 2050)

En Europe, un déploiement de giga-projets selon des modalités variées

Selon la Commission européenne, la filière de l'éolien en mer devrait atteindre une capacité de 300 GW d'ici à 2050 à l'échelle européenne. Ces dernières semaines, plusieurs États se sont engagés à accélérer le développement de cette filière. Par exemple, en août 2022, les huit pays de la mer Baltique⁵ ont annoncé leur intention de passer les capacités actuellement installées de 2,8 GW à 19,6 GW en 2030. De la même manière, en septembre, les ministres de neuf pays bordant la

⁵ Allemagne, Danemark, Pologne, Finlande, Suède et les Pays baltes.



Installation d'une première éolienne grâce au navire Wind Osprey que l'on aperçoit en arrière-plan – Source : ©Vattenfall.

mer du Nord⁶ se sont engagés à construire au moins 260 GW d'ici à 2050, et ce en passant par deux étapes intermédiaires : 76 GW à échéance 2030 et 193 GW à horizon 2040. Sans parler du Royaume-Uni qui exploite déjà 12,7 GW et vise d'installer 40 GW d'ici à 2030.

Même si ces pays affichent des cadres de développement différents en matière d'autorisation, d'attribution des appels d'offres et de mise en place de mécanismes de soutien aux projets éoliens en mer, ils ont tous un point en commun : ils ont tous réalisé une planification spatiale maritime (PSM), laquelle est indispensable pour permettre cette programmation de long terme.

Par ailleurs, une autre tendance commence à se dessiner : la transformation du système électrique pour anticiper l'intégration de nouvelles technologies de décarbonation des usages, à l'instar de l'hydrogène vert produit à partir d'électricité renouvelable.

En France, les années 2018-2020 ont correspondu à une première phase bienvenue de simplification des procédures...

Depuis quelques années, l'État français a affiché sa volonté d'accélérer le déploiement de l'éolien en mer, afin de remettre notre pays dans la course à l'échelle européenne. Une Europe qui a néanmoins pris un très grand retard par rapport à ses voisins, en dépit de son immense potentiel tant sur le plan de son espace maritime que de ses compétences locales.

En France, des évolutions réglementaires positives ont été apportées pour favoriser le développement de la filière sur le territoire national.

Ainsi, en 2018, la loi ESSOC⁷ a été source de deux grandes évolutions. Elle a permis :

- d'une part, la mise en place d'une « autorisation à caractéristiques variables » (ou le « permis enveloppe »). Ce dispositif permet aux porteurs de projet

de bénéficier des dernières évolutions technologiques sans qu'il y ait besoin d'une modification des autorisations accordées à ces projets sur un temps long ;

- d'autre part, la prise en charge par les pouvoirs publics des étapes préalables à la définition du projet, notamment toute la procédure de concertation avec le public sur la localisation et les modalités de mise en œuvre des futurs projets et la réalisation des études d'analyse des risques.

Par ailleurs, en 2020, la loi dite ASAP⁸ a, quant à elle, permis la réalisation en parallèle de certaines procédures en amont de l'attribution des projets et reconnu compétence directe au Conseil d'État pour connaître en premier et dernier ressort des recours juridictionnels formés contre les décisions relatives aux installations de production d'énergies renouvelables en mer. Ces deux mesures devraient permettre de réduire le délai entre l'attribution d'un projet et sa mise en œuvre, un délai qui varie actuellement entre douze et dix-huit mois.

..., mais des évolutions du cadre réglementaire sont encore souhaitables

Pour répondre à l'ambition de créer 50 parcs éoliens en mer d'ici à 2050 (soit l'équivalent de 40 GW, c'est-à-dire 20 à 25 % de notre mix électrique en 2050), telle qu'annoncée par le Président de la République dans son discours de Belfort, en février 2022, et confirmée par la signature par l'État et les représentants de la filière du pacte Éolien en mer, il est nécessaire de poursuivre sur la voie de cette simplification des procédures, pour que les projets puissent être réalisés plus rapidement. En effet, malgré ces premières adaptations, il faut toujours près de dix ans pour qu'un projet éolien en mer puisse aboutir. À titre d'illustration, voici le calendrier indicatif de réalisation d'un projet éolien en mer « type » dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuellement en vigueur :

- il faut attendre environ 2 à 3 ans entre la saisine de la CNDP⁹ par le gouvernement et l'attribution du projet. Ce délai est notamment lié au temps nécessaire à la consultation du public et à la réalisation par l'État des études techniques nécessaires aux candidats souhaitant participer à la procédure ;
- un délai de 8 à 10 ans est constaté entre l'attribution du projet et sa mise en service. Cela correspond notamment au temps dont a besoin l'État pour conduire les études environnementales qui sont nécessaires aux porteurs de projet pour pouvoir soumettre leurs demandes d'autorisations. Cela correspond également à la durée d'examen des recours contentieux et aux délais nécessaires au gestionnaire du réseau (RTE) pour réaliser le raccordement.

Pour atteindre cet objectif de 50 parcs installés à l'horizon 2050, il est indispensable de sortir de l'approche « projet par projet » actuellement en vigueur pour se lancer le plus rapidement possible dans l'exercice de la planification spatiale maritime. C'est d'ailleurs ce qui

⁶ Belgique, Irlande, Danemark, France, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Norvège et Suède.

⁷ Loi pour un État au service d'une société de confiance.

⁸ Loi d'accélération et de simplification de l'action publique.

⁹ Commission nationale du débat public.

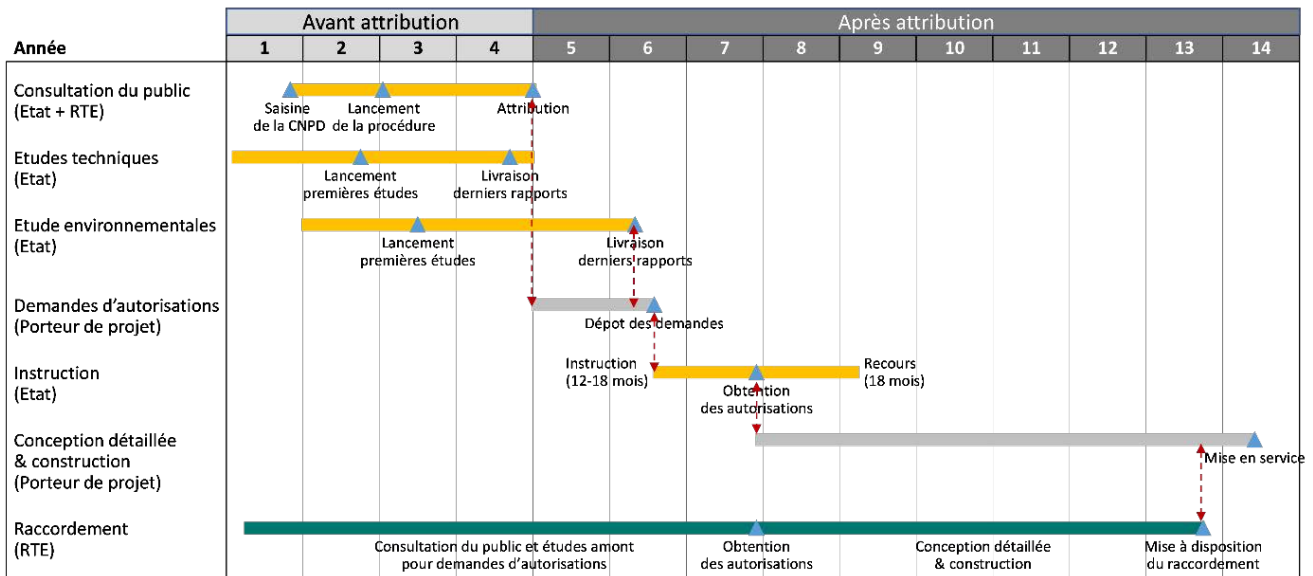


Schéma du calendrier moyen de développement d'un projet éolien en mer – Source : ©Vattenfall.

avait été annoncé par le Premier ministre, dès 2021, lors du CIMER (comité interministériel de la mer) et qui a été rappelé par le Président de la République lors de son discours de Saint-Nazaire.

Vattenfall appelle, en ce sens, à une identification précise des zones d'implantation des futurs parcs éoliens en mer, qui doivent être disséminés sur l'ensemble des façades maritimes de la France métropolitaine au cours des dix années couvertes par la prochaine PPE (soit un total d'environ 25 GW), et de zones potentielles révisables permettant d'atteindre l'objectif de 40 GW à l'horizon 2050. Par ailleurs, nous proposons que cette identification fasse l'objet d'un seul et unique débat public national, répondant ainsi aux demandes du public, des représentants de la filière et du gestionnaire de réseau de ne pas voir se multiplier de telles consultations pour avoir plus rapidement une vision globale à long terme du développement des usages de l'électricité produite à l'échelle des différentes façades concernées. Cela permettrait de concevoir et d'assurer une coexistence plus apaisée avec les activités de l'économie bleue (notamment la pêche) et aussi de réduire substantiellement les délais en matière de développement des projets éoliens en mer. Une telle planification permettrait également au gestionnaire du réseau (RTE) d'anticiper la mise en place des infrastructures marines associées à ces projets qui se trouvent désormais sur le chemin critique de leur mise en œuvre.

Grâce à cette vision de long terme, l'État pourra, enfin, opérer un véritable changement d'échelle, lequel est indispensable pour assurer la stabilité de notre système énergétique et notre sécurité d'approvisionnement.

Il pourra aussi standardiser au maximum les procédures pour accélérer le développement de l'éolien en mer et lancer de manière systémique les études environnementales et techniques nécessaires aux candidats porteurs de projet. Comme ses voisins européens, il pourra prévoir d'attribuer des appels d'offres multi-projets, chacun de plusieurs GW.

En complément, nous préconisons d'encadrer les délais d'instruction des demandes d'autorisations (en les limitant à 9 mois comme proposé par le rapport du CGEDD) et, possiblement, ceux des recours contentieux devant le Conseil d'État.

L'ensemble de ces propositions permettraient de raccourcir de deux à trois ans la durée d'exécution des projets.

Une fois ces étapes de planification et de simplification franchies, il pourrait être envisagé d'organiser une sortie progressive des mécanismes de soutien en optant pour un accompagnement de la décarbonation de l'industrie au travers de contrats d'achat conclus avec les consommateurs finaux.

Conclusion

L'accélération du déploiement des énergies renouvelables est un facteur déterminant de l'équilibre du marché de l'électricité dans un contexte d'urgence climatique, de sécurisation de l'approvisionnement énergétique des pays européens et de réindustrialisation des territoires. Ce constat étant posé, l'enjeu de l'acceptabilité de la transition écologique est bien entendu au cœur des préoccupations de l'ensemble des parties prenantes, qu'il s'agisse des industriels de la filière ou des acteurs locaux, notamment les élus, les habitants ou, plus largement, l'ensemble des usagers économiques présents dans les espaces d'implantation des installations d'énergies renouvelables. C'est pourquoi la planification est si importante : la visibilité de long terme est en effet une condition indispensable à l'essor de la filière considérée. La crise énergétique et géopolitique que nous vivons constitue une opportunité pour accélérer la transformation écologique de nos sociétés. La transformation va certes être difficile et coûteuse, mais c'est la seule option possible.

À propos de Vattenfall

Le groupe Vattenfall est un des principaux acteurs de l'énergie en Europe. Fondé en 1909, il est détenu à 100 % par l'État suédois et est présent dans sept pays : l'Allemagne, le Danemark, la Finlande, la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suède. Avec une électricité produite à 83 % grâce à une énergie décarbonée composée notamment d'énergie nucléaire, hydroélectrique et éolienne, l'ambition de Vattenfall est claire : contribuer à une vie sans énergies fossiles d'ici une génération. Vattenfall a annoncé en 2021 avoir pour objectif d'exclure le charbon de son mix au plus tard en 2030 et d'atteindre la neutralité carbone dès 2040. Pour y parvenir, Vattenfall concentre l'ensemble de ses nouveaux investissements (soit plus de 1 milliard d'euros par an) dans les énergies renouvelables. Le groupe est en effet un des principaux acteurs des énergies renouvelables en Europe et est l'un des chefs de file de l'éolien en mer avec 12 parcs en exploitation dans cinq pays et plus de 5 GW en développement. Le groupe Vattenfall est aussi distributeur et fournisseur d'électricité verte et de gaz naturel ; ses clients sont des particuliers et des entreprises. Au-delà du strict domaine de l'énergie, le groupe s'engage également dans la décarbonation des transports et de l'industrie.

Vattenfall est présent en France depuis plus de vingt ans assurant la fourniture d'énergie auprès des entreprises et, depuis 2018, auprès des clients particuliers. Avec ses 10 000 clients professionnels et plus de 100 000 clients particuliers, Vattenfall poursuit la trajectoire qu'il s'est fixée en France, c'est-à-dire intégrer le top 5 des fournisseurs d'énergie d'ici à 2025. Vattenfall vise également à développer sa propre capacité de production à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2030, notamment à travers l'éolien en mer. Vattenfall est actuellement préqualifié au titre de trois appels d'offres d'éolien en mer ; pour des projets prévus en Normandie, en Bretagne Sud et en Méditerranée.

De l'enjeu de faire émerger des marchés de long terme de l'électricité

Par Antoine DEREUDDRE

Chef économiste à la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Jamais les prix de l'électricité du marché de gros français n'ont été aussi élevés. Nos voisins, pourtant dotés d'un parc plus carboné, nous vendent une électricité qu'ils produisent à moindre coût. Cette situation amère, en apparence aberrante, contraste de façon saisissante avec les années passées, où les prix français étaient parmi les plus bas d'Europe.

Nous ne nous attarderons pas ici sur les causes immédiates de la crise tant elles sont flagrantes. Sans nier l'urgence de la situation présente, il paraît néanmoins utile d'examiner quelques pistes d'une réforme possible des mécanismes de marché à long terme.

Le point de départ de notre réflexion repose sur l'hypothèse qu'un marché liquide des contrats à long terme est aussi nécessaire au bon fonctionnement du système que les marchés de court terme.

Partant du constat d'un marché encore incomplet, où les contrats à long terme ne se développent pas spontanément, nous envisageons les prémises d'une régulation prudentielle par les quantités.

Le niveau et la volatilité extrêmes des prix de gros suscitent un débat légitime sur le bien-fondé du marché européen de l'électricité

La présente contribution au débat s'attache à poser les jalons d'une réflexion sur le fonctionnement du marché de gros, non seulement comme mécanisme de fixation des prix de court terme, mais aussi comme outil d'orientation et de déclenchement des investissements.

Avant de nous pencher sur l'organisation du marché, il est utile d'avoir à l'esprit l'arrière-plan théorique du développement du parc électrique

En théorie, il existe un unique parc optimal adapté aux sous-jacents que sont la demande, les coûts de chaque technologie (émissions incluses), les effacements de consommation et les mix des pays voisins. Il intègre des marges liées aux incertitudes pesant sur les sous-jacents.

Ce parc, composé de technologies variées – moyens de base à coût variable quasi nul, moyens de pointe à faibles coûts fixes, flexibilités, interconnexions –, minimise les coûts du système.

Le parc n'étant pas reconstruit chaque année et les installations ayant une durée de vie s'étendant sur plusieurs décennies, un objectif plus réaliste consiste à

atteindre un niveau correspondant au parc ajusté, point actuel de la trajectoire de développement qui minimise les coûts sur longue période.

Les erreurs de prévision entachant les décisions d'investissement peuvent mener à un parc inadapté et donc coûteux pour la société :

- un sous-équipement conduit au rationnement, dont les conséquences sont catastrophiques du fait du rôle de l'électricité dans nos sociétés modernes ;
- un sur-équipement pousse à un gaspillage des ressources rares et amène l'exploitant à s'habituer à l'inefficacité.

Pour caricaturer – la réalité se situant souvent entre ces deux extrêmes – on peut opposer deux modes de décision en matière d'investissement : d'un côté, la planification centrale et, de l'autre, le marché ouvert¹

La planification centrale, étant dépourvue des mécanismes autocorrectifs que sont les prix de marché et la discipline de la concurrence, peut connaître des cycles

¹ L'ouverture en 2000 du marché de gros en Europe a moins marqué une rupture qu'une évolution : un marché « gris » de court et de long terme existait déjà ; la planification centrale a perduré sous diverses formes institutionnelles ; en France, les prix restent actuellement fixés par l'État pour environ la moitié de la production.

de sur- et de sous-équipement, dont les conséquences en termes de prix sont supportées par les consommateurs, parfois longtemps après.

Dans un système de marché, les erreurs de prévision sont en principe payées par ceux qui les commettent. Mais le marché actuel ne s'est pas spontanément doté de contrats à long terme seuls à même de permettre de lisser la volatilité des tarifs et de sécuriser les investissements.

Au sein des marchés de gros de l'électricité, il convient de distinguer le segment de court terme de celui de long terme

Le marché de court terme remplit la fonction d'envoyer en quasi-temps réel les signaux économiques permettant d'activer ou non des unités de production ou de consommation. Son architecture, fondée sur le principe du coût marginal naturellement en application dans les marchés des commodités, n'a pas été pris en défaut. Il apparaît compliqué d'imaginer un système assurant l'équilibre à court terme qui ne reposerait pas sur un tel principe. Déjà utilisé par le monopole historique, le principe du coût marginal est tellement élémentaire qu'il n'est d'ailleurs énoncé dans aucune directive ou texte législatif ou réglementaire.

À l'inverse, le marché de long terme – celui anticipant la livraison d'énergie sur un laps de temps variant de quelques jours à plusieurs années – reste illiquide et insuffisamment développé, voire inexistant aux échéances supérieures à trois ans. Alors qu'il pourrait sembler naturel que des contrats à long terme soient spontanément conclus entre les producteurs et les consommateurs de façon à satisfaire le double enjeu de la sécurisation de l'approvisionnement et de la maîtrise des prix, la demande pour ces produits est restée dormante depuis l'ouverture du marché².

Au niveau collectif, il existe un risque d'inadéquation à long terme entre l'offre et la demande. À l'échelle individuelle, presque personne n'a intérêt à payer pour le couvrir

Cette situation peut sembler paradoxale, quand dans d'autres secteurs, des contrats à long terme se sont développés pour répondre à la demande. Ainsi, la dette souveraine française est contractualisée à une échéance de 50 ans pour répondre à la demande de certains investisseurs. De leur côté, les particuliers s'endettent parfois sur 30 ans pour financer leurs investissements immobiliers.

Parmi les raisons de ce manque d'appétence, peuvent être invoqués certains facteurs contingents, notamment :

- un prix spot qui s'est révélé par le passé souvent plus intéressant que le prix à terme ;

- l'existence dans notre pays d'un produit spécifique, l'ARENH, équivalant à une option d'achat gratuite renouvelée chaque année ;
- les mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables, qui les ont sorties du marché des contrats à long terme ;
- une instabilité réglementaire incitant à limiter l'horizon et les volumes de couverture ;
- des fourchettes de cotation trop larges liées à une illiquidité autoentretenu ;
- des appels de marge parfois difficilement supportables par la trésorerie des acheteurs – et même par celle des vendeurs.

Mais ces facteurs n'expliquent pas tout. Les acheteurs ont peu intérêt pour des raisons structurelles à sécuriser leur approvisionnement à long terme.

Le besoin de couverture des fournisseurs dépend moins de la consommation nationale que de leurs parts de marché, qui peuvent varier rapidement au gré du jeu de la concurrence. Un fournisseur est donc difficilement en mesure d'estimer son besoin de couverture au-delà de quelques trimestres. Leurs clients de bas de portefeuille pouvant les quitter à tout moment, sans pénalités, les fournisseurs limitent généralement l'échéance de leurs contrats d'achat à un ou deux ans (sauf couverture *back-to-back* de contrats d'une durée plus longue).

Les consommateurs signent des offres de détail portant sur de courtes durées (dépassant rarement 2 ans). Habités à des tarifs stables, ils espèrent une intervention de l'État en leur faveur en cas de crise. Les consommateurs voient donc mal quelle assurance un contrat à long terme pourrait leur apporter.

À l'amont, la situation est différente, mais cela reste sans effet. Certes, les producteurs à coûts fixes élevés, qui se financent par des emprunts à long terme, cherchent à vendre leur électricité à des échéances lointaines, mais la demande privée de contrats à long terme de fourniture d'électricité n'existe pratiquement pas, celle-ci étant limitée à certaines entreprises souhaitant verdir leur approvisionnement au travers de contrats de gré à gré (Corporate Power Purchase Agreements). Les dispositifs publics de soutien aux renouvelables demeurent dès lors le principal moyen de sécuriser les revenus.

Une réforme doit donc concerner l'émergence d'une nouvelle classe de contrats à long terme qui soient suffisamment liquides, plutôt qu'un changement du mode de fixation des prix sur le court terme

La meilleure façon de créer et d'animer un marché de l'électricité à long terme est encore à imaginer.

Une des options envisagées est celle d'un acheteur unique, et public, qui concentrerait l'ensemble des tran-

² Si l'on met de côté l'ambitieux dispositif Exeltium, dont l'histoire pourrait faire l'objet d'un article à part entière, ainsi que le développement encore timide des Power Purchase Agreements.

sactions en achetant à long terme directement auprès des producteurs *via* des appels d'offres et rétrocéderait les quantités achetées auprès des fournisseurs à prix coûtant.

Une autre option est celle d'un marché organisé entre plusieurs producteurs, grands consommateurs, fournisseurs et acteurs de marché, ce qui suppose :

- que les produits échangés soient normalisés et fongibles entre eux ;
- l'émergence d'un « teneur de marché », qui en assure à tout moment la liquidité au travers d'ordres d'achat et de vente à prix très proches.

Les deux hypothèses se traduisent par une répartition du risque bien différente.

La première conduit naturellement à ce qu'un acteur public assume une fonction de planification centralisée, décidant à son niveau des investissements dans les différentes technologies de production, de stockage et de flexibilité. Les erreurs de planification seront portées par cet acheteur central, même si, en pratique, les conséquences financières de celles-ci seront payées par les consommateurs et les contribuables.

La seconde hypothèse rattache cette fonction prévisionnelle à l'évolution et à la confrontation des offres concurrentes des différentes technologies et des prix afférents sur le marché des contrats à long terme. Elle permet sans doute d'être plus réactif et efficace, mais pose en parallèle une question de nature politique : celle de laisser à certaines composantes la capacité de décider du mix énergétique, surtout quand cette question peut affecter la souveraineté nationale.

Ce modèle a vocation à s'appliquer à l'échelle de l'ensemble de l'Europe, un marché liquide où s'échangent des contrats de long terme, mais restant suffisamment souple pour s'adapter aux différences nationales. La décision d'accorder une préférence à certaines technologies reste compatible avec l'instauration d'un tel système sous réserve de préserver les signaux économiques pertinents pour guider le dosage du mix.

Dans les pays où la construction de nouvelles centrales nucléaires n'est pas envisagée, le nombre des options technologiques susceptibles de composer le mix électrique est certes réduit, mais cela n'empêche pas une optimisation du mix bas-carbone grâce à une mobilisation de celles qui restent disponibles, y compris au travers d'une régulation *via* des contrats à longue échéance.

À l'inverse, certains États membres, dont la France, gardent ouverte l'option du nucléaire pour assurer leur sécurité d'approvisionnement à long terme. Le modèle de marché liquide assis sur des contrats de long terme est pleinement compatible avec ce choix de politique énergétique. Il pourrait constituer l'outil privilégié de développement du nucléaire aux côtés d'autres technologies. Il permettrait en outre de :

- définir explicitement les besoins nationaux en matière de sécurité d'approvisionnement à hauteur des souhaits des pouvoirs publics et à des échéances

compatibles avec les constantes de temps propres au nucléaire, mais ce sans écarter les autres technologies ;

- guider le mix vers un bon équilibre entre le nucléaire et les autres technologies selon leurs caractéristiques respectives en termes de coûts fixes, de coûts variables et de pilotabilité ;
- financer les coûts de construction sur toute la durée des chantiers en répercutant dans les prix de détail une partie de la valeur des contrats à venir ;
- garder une souplesse maximale, les contrats pouvant être échangés entre les acteurs en fonction de l'évolution de leurs investissements ;
- sécuriser l'évolution des prix de détail ;
- fournir aux consommateurs industriels des contrats de long terme à des prix compétitifs.

Autre avantage majeur, tout cela pourrait se faire sans avoir besoin de mettre en place un mécanisme de soutien public, dont la compatibilité avec les principes du marché européen reste une question ouverte.

Une régulation prudentielle des fournisseurs pourrait reposer sur des obligations de couverture minimale

Si l'on souhaite protéger les consommateurs contre la volatilité des prix et leur évolution non maîtrisée sur le long terme, il pourrait être utile de prévoir à l'avance un mécanisme d'atténuation des variations de ceux-ci sans pour autant neutraliser l'incitation à la flexibilité.

Une solution possible serait de réguler l'activité des fournisseurs en adoptant la même approche prudentielle que celle retenue pour la régulation de l'activité des banques. Il s'agirait dès lors de vérifier qu'ils disposent d'une couverture suffisante pour assurer l'approvisionnement de leurs clients. Cette régulation permettrait de garantir, *ex ante*, que les prix de détail restent inférieurs à un prix décidé politiquement (bouclier tarifaire).

Ce dispositif pourrait s'appuyer sur un marché à terme émettant un signal-prix pertinent pour guider les échanges d'électricité à longue échéance.

L'idée d'une régulation prudentielle des risques actif-passif n'est pas originale. Elle s'inspire de la régulation de l'activité des institutions financières, laquelle repose sur le respect de ratios de solvabilité et de liquidité.

La définition de ce que pourrait être une régulation prudentielle de l'activité des fournisseurs d'électricité en est encore au stade de l'ébauche. Nous nous limiterons ici à en retracer sommairement les principales caractéristiques.

Collectivement, la régulation consisterait à définir une trajectoire pluriannuelle de quantités d'énergie à sécuriser à un horizon de long terme (à titre de référence, les

contrats à long terme historiques pouvaient s'appliquer sur des durées allant parfois jusqu'à 40 ans).

La méthode de détermination de la trajectoire année par année ferait l'objet d'une consultation de l'ensemble des acteurs concernés. Elle prendrait en considération, outre la croissance de la demande, la durée de vie des installations de production en exploitation et de celles en développement, ainsi que la marge de sécurisation souhaitée. La trajectoire serait mise à jour régulièrement à partir des dernières informations disponibles.

Le respect de cette trajectoire serait ensuite réalisé entre les différents fournisseurs titulaires d'une licence, qui seraient obligés de détenir des contrats à long terme (exactement comme les émetteurs de CO₂ qui doivent acheter des certificats de droit d'émission).

Au niveau de chaque fournisseur, la régulation consisterait ainsi en une obligation de couverture minimale au travers de contrats standards, fongibles et liquides, et ce à due proportion de son portefeuille au regard de la consommation nationale. À titre purement illustratif, la couverture minimale pourrait représenter 80 % de la consommation Y + 1, 75 % de la consommation Y + 2, etc.

Le profil de consommation aurait un effet sur le volume des contrats à détenir. Le coefficient de conversion entre le profil agrégé de chaque fournisseur et le produit standard *baseload* serait défini selon une méthodologie transparente en termes de couverture, portant plutôt sur la valeur que sur les volumes et utilisant des observations de marché.

Les producteurs seraient les vendeurs naturels de ces contrats, mais d'autres acteurs pourraient aussi jouer un rôle en la matière. Les contrats nécessaires pour assurer la couverture des investissements en cours et des échanges transfrontaliers et la liquidité du marché pourraient être gérés par des acteurs financiers, permettant ainsi une mise en concurrence non biaisée entre les acteurs, les technologies et les zones de prix.

À cet égard, des contrats à long terme liquides d'accès aux capacités d'interconnexion devraient par ailleurs être créés aux mêmes échéances.

Certains appels de marge pourraient bénéficier de garanties publiques, qui seraient accordées aux acteurs dotés de portefeuilles physiques de production ou de consommation, de façon à limiter leurs besoins de trésorerie en cas de forte volatilité des prix.

Un changement de fournisseur entraînerait le transfert au nouveau fournisseur de la valeur des contrats concernés.

L'expérience d'autres secteurs montre qu'une telle régulation serait complexe à mettre en œuvre, mais reste gérable. Surtout, le développement d'un marché liquide de contrats à long terme régulé par les quantités pourrait offrir des avantages décisifs, parmi lesquels :

- la réaction rapide des investisseurs face à un choc d'offre ;
- la mise en concurrence équitable entre les différentes technologies de production ;

- l'accueil facilité de nouveaux entrants ;
- le bon reflet des coûts fixes de production ;
- le lissage sur une longue période des évolutions des prix de détail, ce qui peut être considéré comme l'équivalent décentralisé du bouclier tarifaire ;
- l'absence de frein aux effacements de consommation et aux flexibilités, les contrats portant sur des volumes fixés *ex ante* ;
- et, enfin, l'absence de toute intervention publique dans le processus de fixation des prix.

Conclusion

Il semble ainsi que la conception d'un parc ajusté, qui soit apte à servir les enjeux de préservation du pouvoir d'achat du consommateur et de la compétitivité d'une industrie appelée à s'électrifier dans le contexte de la décarbonation de notre économie, pourrait reposer sur les mécanismes d'un marché de contrats à long terme. Son organisation, son extension et les modalités précises de sa régulation, en particulier pour le parc nucléaire français à long terme, restent à expertiser plus avant.

Bibliographie

- ARROW K. (1964), "The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk-bearing", *The Review of Economic Studies*, vol. 31, n°2, April, pp. 91-96.
- BOHN R., CARAMANIS M. & SCHWEPPE F. (1984), "Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time", *The RAND Journal of Economics*, vol. 15, n°3, Autumn, pp. 360-376.
- DECRE F. & CHEFDEVILLE H. (2000), « Principes de tarification de l'électricité en France », *Techniques de l'ingénieur*, traité de Génie électrique, D 4 023-1.
- MAERE D'AERTRYCKE G., EHRENMANN A. & SMEERS Y. (2017), "Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts", *Energy Policy* 105, pp. 571-583.
- WOLAK F. (2003), "Diagnosing the California Electricity Crisis", *The Electricity Journal*, September/October, doi:10.1016/S1040-6190(03)00099-X.
- WOLAK F. (2022), "Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermittent Renewables", *Environmental and Energy Policy and the Economy*, vol. 3.

La nécessité de faire évoluer le modèle du marché européen de l'électricité

Par Boris SOLIER

ART-Dev, Université Montpellier, CIRAD, CNRS, Université Paul Valéry Montpellier 3, Université Perpignan Via Domitia, Montpellier

La crise énergétique et l'envolée des prix de l'électricité en Europe ont amené un certain nombre d'observateurs et de décideurs politiques à remettre en question le modèle de marché actuel fondé sur les coûts marginaux. Parmi les nombreuses propositions de réforme formulées, deux d'entre elles ont plus particulièrement retenu l'attention : 1) plafonner à court terme les prix du gaz utilisé pour la production d'électricité (option espagnole) ; ou 2) instaurer à moyen terme un modèle de marché dual combinant un ordre de mérite fondé sur les coûts marginaux pour les énergies fossiles à coûts variables élevés et des contrats de long terme basés sur les coûts moyens pour les producteurs bas-carbone à coûts fixes élevés (option grecque). Le débat se pose avec d'autant plus de vigueur que la hausse des coûts de l'énergie constitue le principal moteur de l'inflation en Europe, laquelle atteignait plus de 10 % sur un an en octobre 2022. Une situation qui pèse sur la compétitivité de la zone euro face à ses principaux partenaires commerciaux souvent moins sévèrement affectés par la crise énergétique.

Le secteur électrique européen traverse, depuis la mi-2021, une crise sans précédent marquée par la flambée des prix de l'électricité, une volatilité accrue des marchés et des craintes de *black-out*. Les prix sur les marchés de gros, qui s'établissaient traditionnellement sous la barre des 50 euros le mégawattheure (MWh) au cours des dix dernières années, ont plus que doublé en 2021 et s'élevaient en moyenne à plusieurs centaines d'euros au cours de l'année 2022. Des pics de prix à plusieurs milliers d'euros ont été observés à certaines heures, et le plafond de prix de 3 000 euros le MWh a même été atteint le 4 avril 2022 sur le marché au comptant français.

C'est avant tout la très forte augmentation des cours du gaz naturel, portés par le contexte de la guerre en Ukraine, qui a provoqué celle des prix de l'électricité. Les centrales à gaz se sont en effet fréquemment retrouvées en position de déterminer le prix (*price maker*) sur le marché de gros. Rappelons qu'en Europe, environ 20 % de l'électricité sont produits à partir de gaz naturel. Cette situation s'explique également par la fermeture ces dernières années de nombreuses centrales pilotables (notamment des centrales à charbon, mais aussi nucléaires) et, plus récemment, par la chute de la production d'électricité décarbonée (l'hydraulique et le nucléaire), ce qui a eu pour effet d'accroître la corrélation entre les prix du gaz et ceux de l'électricité.

Les ménages et les entreprises ont vu leurs factures s'envoler, aggravant la précarité énergétique et les risques de faillites d'entreprises. Face à cette situation

inédite depuis l'ouverture à la concurrence du secteur – amorcée à la fin des années 1990 –, les États membres de l'Union européenne (UE), encouragés par la Commission européenne, ont adopté des mesures d'urgence visant à protéger les consommateurs et les entreprises des hausses de prix. Simultanément, plusieurs pays, dont la France et l'Espagne, ont appelé à une réforme en profondeur du marché de l'électricité afin de déconnecter les prix de l'électricité de ceux du gaz. Un souhait partagé par la présidente de la Commission européenne, Ursula Von der Leyen, qui a affiché à plusieurs reprises son intention de réformer le marché de l'énergie accusé de « ne plus rendre justice aux consommateurs »¹.

Plusieurs propositions de réforme ont été formulées dans le but de découpler le prix de l'électricité de celui des énergies fossiles. Mais les États membres peinent à s'accorder sur la réponse commune à apporter. À court terme, l'option qui semble être privilégiée est celle d'un plafonnement temporaire des prix du gaz utilisé pour la production d'électricité sur le modèle du dispositif mis en œuvre, non sans succès, par l'Espagne. Il s'agit toutefois d'une rustine, dont la généralisation à l'ensemble de l'Europe se heurte à un certain nombre d'obstacles.

¹ "The current electricity market design – based on merit order – is not doing justice to consumers anymore [...] This is why we will do a deep and comprehensive reform of the electricity market", discours sur l'état de l'Union de la présidente von der Leyen à Strasbourg, le 14 septembre 2022, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ov/speech_22_5493

En parallèle, la Commission européenne prépare une réforme en profondeur du modèle de marché actuel de l'électricité, qui pourrait consister à combiner le marché de gros reposant sur les coûts marginaux de court terme avec des mécanismes de financement basés sur les coûts moyens de long terme. Un projet ambitieux qui permettrait d'aligner ledit modèle de marché avec les enjeux de la transition énergétique en Europe.

Les atouts et les limites du modèle de marché actuel de l'électricité

Le modèle du marché de l'électricité développé jusqu'à présent en Europe a favorisé la sécurité d'approvisionnement et la convergence des prix au travers d'une intégration croissante des marchés. Il doit aujourd'hui évoluer pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, lesquels sont renforcés par la crise énergétique.

L'intégration des marchés de gros de l'électricité

La libéralisation du secteur de l'énergie en Europe avait notamment pour ambition d'encourager la création d'un marché unique de l'énergie, dont les conséquences devaient être une convergence des prix et une sécurité d'approvisionnement accrue du fait du développement des échanges. La priorité a surtout été donnée à l'intégration des marchés au comptant de l'énergie à travers le couplage des marchés nationaux et le passage à des mécanismes d'enchères implicites, qui ont permis un usage plus efficace des capacités d'interconnexion. Les échanges entre pays ont été facilités, ce qui a eu pour effet de favoriser la convergence des prix de gros qui est désormais une réalité en Europe, du moins au niveau régional. À titre d'illustration, les écarts de prix horaires de l'électricité entre les pays de l'Europe de l'Ouest (l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France et les Pays-Bas) étaient inférieurs à un euro par MWh près de la moitié du temps en 2020 (ACER/CEER, 2021). Les prix de l'électricité sont du reste demeurés relativement bas en Europe au cours de la dernière décennie, bénéficiant d'un contexte marqué par la stagnation de la demande d'électricité et des faibles prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux. L'intégration des marchés électriques a également contribué à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement sur le continent. Un atout sur lequel a pu compter la France récemment, dont les importations ont augmenté de plus de 25 % en 2021 à la suite des difficultés rencontrées par son parc de production.

La prise en compte du signal-prix du carbone

Le prix de l'électricité sur les marchés de gros a intégré, à partir de 2005, le coût associé aux émissions de CO₂ de la production électrique, qui évolue en fonction du prix du quota déterminé sur le marché européen du carbone. Les producteurs d'électricité d'origine fossile ont vu leur coût de production augmenter et, de fait, leurs rentes infra-marginales rétrécir. Mais le prix du carbone s'est révélé le plus souvent insuffisant pour inciter les opérateurs à privilégier les ressources

les moins émettrices (Percebois et Solier, 2022). Au Royaume-Uni – pays qui a mis en place dès 2013 un mécanisme de prix plancher pour les émissions de CO₂ du secteur électrique –, le prix du carbone a permis au contraire d'enclencher une sortie rapide du charbon, qui ne représentait plus que 2 % de la production électrique en 2021 (contre près de 40 % en 2012). Avec l'adoption en 2021 de la loi européenne sur le climat et les perspectives de renforcement du marché carbone portées par le paquet « Fit for 55 », le prix du quota s'est envolé sur le marché contribuant à la hausse des prix de l'électricité. En 2022, il fluctuait dans une fourchette comprise entre 70 et 100 euros la tonne (contre 25 €/tCO₂ en 2020). La combinaison d'un signal-prix du carbone fort en Europe avec des marchés de l'électricité interconnectés, assurant l'appel des moyens de production sur la base des coûts marginaux croissants, constitue un atout important pour une décarbonation efficace du secteur électrique.

Le besoin de signaux de long terme pour favoriser le financement de la transition énergétique

Si le marché de gros basé sur les coûts marginaux assure, en théorie, une utilisation optimale des ressources à court terme, il permet également, sous certaines conditions, d'envoyer les bons signaux pour l'investissement et garantir ainsi une évolution optimale du mix (Stoft, 2002). Une première source d'inefficacité est apparue à la fin des années 2000 avec le recours aux systèmes des prix garantis (*feed-in-tariffs*) pour le développement de la production renouvelable. Cette électricité à un coût marginal proche de zéro, mais qui était financée hors marché, a conduit à des prix de gros très faibles, voire parfois négatifs, aggravant le problème de *missing money*. Les États européens ont dû introduire des marchés de capacités en complément des marchés *energy only* pour permettre aux opérateurs de couvrir les coûts fixes de leurs centrales.

La crise énergétique a révélé non seulement la dépendance de l'Europe aux énergies fossiles et les implications du modèle de marché actuel sur la formation des prix de l'électricité, mais également le besoin de détenir des marges de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La transition énergétique va nécessiter des investissements importants dans les énergies décarbonées (les renouvelables et le nucléaire) et les moyens de flexibilité, comme le stockage, qui permettent de contrebalancer l'intermittence croissante des systèmes électriques. Il s'agit de technologies pour lesquelles les coûts en capitaux sont élevés par rapport aux coûts de fonctionnement, ce qui complique le recouvrement des coûts fixes sur les marchés de gros. Par ailleurs, investir dans ces technologies capitalistiques requiert d'avoir une certaine visibilité sur les prix futurs de l'électricité afin de limiter le risque d'investissement. Si les marchés à terme proposent aujourd'hui des contrats pour des maturités parfois supérieures à dix ans, la liquidité est souvent insuffisante au-delà de trois ans et ne permet pas de couvrir les contrats de long terme de type PPA (*Power Purchase Agreement*) passés entre les producteurs et les fournisseurs ou

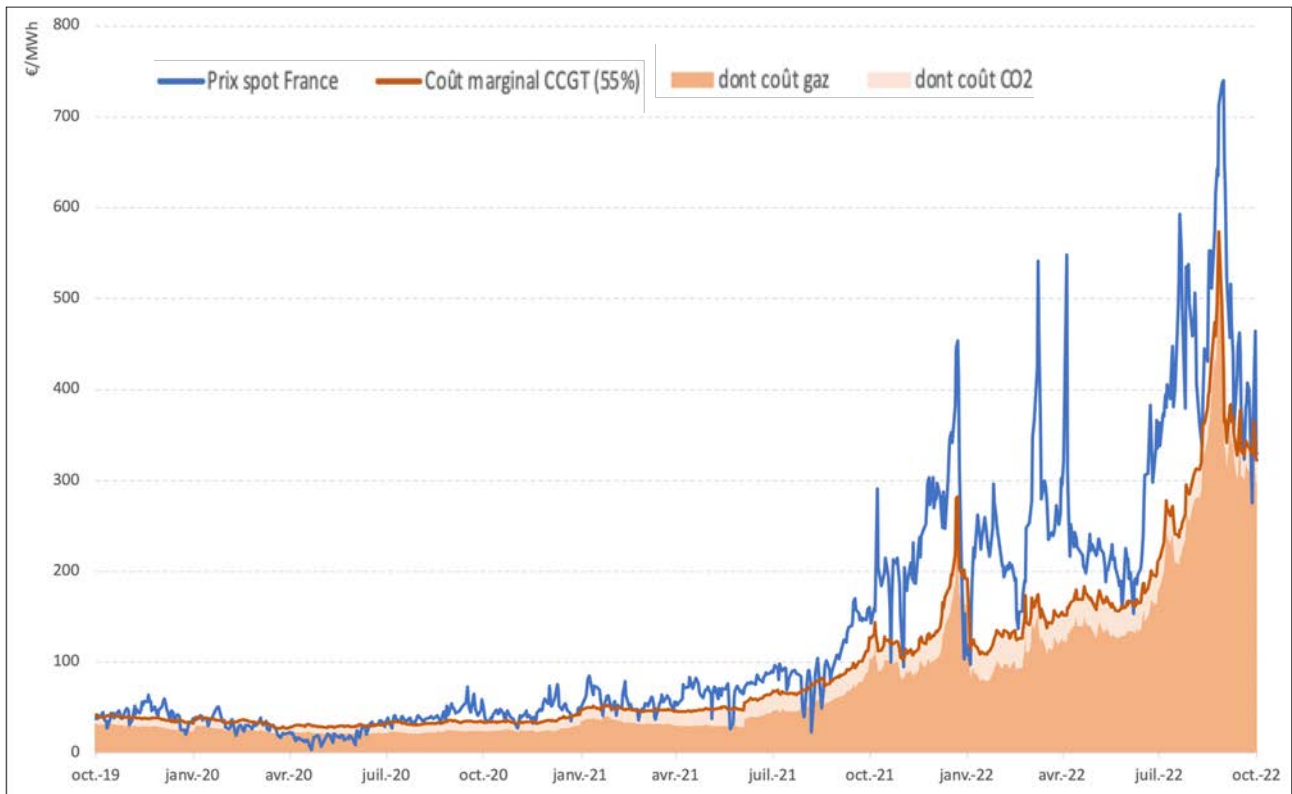


Figure 1 : Évolution du prix journalier moyen de l'électricité sur le marché *Day-ahead* français et du coût marginal des centrales à gaz sur la période allant d'octobre 2019 à octobre 2022 – Source : SOLIER B., à partir des données de EEX, ENTSO-E et ICE.

les gros consommateurs. Aligner le modèle actuel sur les enjeux de la transition énergétique nécessitera par conséquent de compléter les marchés à terme et de réduire le risque supporté par les investisseurs.

Les options pour réformer le modèle du marché de l'électricité

Plusieurs propositions de réforme du modèle de marché ont été formulées depuis le début de la crise énergétique : certaines pouvant être mises en œuvre rapidement, tandis que d'autres ne pourraient l'être qu'à plus long terme. Les implications en termes de poids du marché et du rôle des signaux-prix sont très différentes.

Plafonner le prix de l'électricité sur le marché de gros

Il s'agit de redéfinir le prix plafond sur le marché de gros (un prix actuellement de 4 000 euros le MWh) à un niveau considéré comme acceptable pour les consommateurs. Une telle mesure permettrait de faire baisser rapidement les prix de gros, mais sa mise en œuvre entraînerait une réduction de l'offre sur le marché, les centrales dont le coût marginal est supérieur au prix plafond n'étant plus incitées à produire. On peut envisager un mécanisme de compensation pour ces producteurs, mais cela s'avérerait coûteux. Un tel mécanisme réduirait par ailleurs toute incitation à la sobriété énergétique, augmentant le risque de *black-out* et celui d'une hausse de la consommation d'énergies fossiles. Les acteurs pourraient également être tentés de privilé-

gier les transactions de gré à gré dans l'hypothèse où le prix plancher ne concernerait que le marché organisé, ce qui réduirait l'efficacité du dispositif. C'est une proposition qui a politiquement peu de chances d'être adoptée au niveau européen.

Plafonner le prix du gaz utilisé pour la production d'électricité

Le plafonnement du prix du gaz utilisé pour la production d'électricité figure parmi les propositions de réforme les plus intensément débattues. C'est le dispositif que l'Espagne et le Portugal ont appliqué à partir de juin 2022, avec l'aval de la Commission européenne. Le prix du gaz servant à la production d'électricité y est plafonné à 40 € le MWh et la différence entre le prix de marché du gaz et le prix plafond est prise en charge par l'État. Le coût de la mesure est ensuite financé par l'ensemble des consommateurs *via* une taxe prélevée sur la facture d'électricité. La mesure qualifiée d'« exception ibérique » a permis de faire baisser de 20 à 30 % la facture acquittée par 10 millions de consommateurs espagnols qui bénéficient d'un tarif réglementé indexé sur le marché de gros (Hidalgo-Pérez *et al.*, 2022). Elle a en revanche entraîné une augmentation de la consommation de gaz (et donc du prix du gaz payé par les autres secteurs) et des exportations d'électricité vers la France.

Sa généralisation à l'ensemble de l'Europe soulève trois enjeux principaux :

- Le premier enjeu concerne le choix du niveau auquel fixer le prix plafond. Un plafond trop élevé limiterait

l'effet du dispositif sur le prix de gros et donc l'utilité de la mesure. Tandis qu'un plafond trop bas diminuerait fortement le coût marginal des centrales à gaz et donc les prix de l'électricité sur les marchés de gros, augmentant la consommation d'électricité et celle de gaz en Europe. Cela aurait également pour effet de modifier en retour l'ordre de mérite des centrales électriques sur le marché de gros, ce qui nécessiterait d'étendre la mesure aux centrales à charbon et augmenterait significativement le coût du dispositif.

- Le second enjeu est celui du risque d'une hausse des exportations d'électricité vers les pays voisins avec lesquels l'UE est interconnectée (principalement le Royaume-Uni et la Suisse). Pour éviter les fuites d'électricité subventionnée, l'UE devra négocier avec les pays concernés l'adoption d'un mécanisme similaire ou, à défaut, restreindre le dispositif aux exportations intra-UE.
- Le dernier enjeu est lié à la prise en compte des effets distributifs que ne manquera pas de générer la mesure au sein de l'UE. Le subventionnement des prix du gaz au profit du secteur électrique devrait entraîner une augmentation de la demande de gaz en Europe et donc une hausse du prix payé par le secteur non électrique, notamment par les consommateurs industriels. En outre, tous les pays de l'UE ne bénéficieront pas dans les mêmes proportions du plafonnement en faveur du secteur électrique des prix du gaz. Certains d'entre eux supporteront même des coûts élevés en raison du poids important du gaz dans leur mix électrique. Traiter ces effets distributifs nécessiterait de créer un fonds de compensation spécifique, qui serait chargé de répartir équitablement le coût du dispositif entre les différents pays.

Rémunérer les producteurs sur la base du prix offert (*pay-as-bid*) et non du prix d'équilibre (*pay-as-clear*)

Dans le cadre des marchés d'échange journalier (*Day-ahead*), les producteurs sont rémunérés sur la base du prix d'équilibre du système (*pay-as-clear*), qui correspond au prix de la dernière enchère acceptée. Ils sont ainsi incités à proposer un prix d'offre proche de leurs coûts marginaux afin de maximiser leurs chances d'être sélectionnés. Avec des enchères de type *pay-as-bid*, les producteurs retenus perçoivent non pas le prix d'équilibre, mais le prix de l'électricité qu'ils ont demandé. Ils sont dès lors incités à proposer un prix supérieur à leur coût marginal afin de pouvoir couvrir leurs coûts fixes et éviter ainsi la malédiction du vainqueur. Le risque dans ce cas est que le prix proposé par le producteur soit trop élevé et que son enchère ne soit donc pas retenue. Les producteurs ont donc un intérêt à chercher à anticiper le prix de la dernière offre qui sera acceptée et à proposer un prix juste inférieur à celui-ci. Cette complexité dans la fixation du prix est susceptible de réduire l'efficacité allocative du marché par rapport au système actuel d'enchères à « prix limite » ; les enchères au « prix demandé » n'offrent en outre aucune garantie quant à une diminution du prix d'équilibre (Pototschnig *et al.*, 2022). Une alternative pourrait consister à opter

pour une rémunération fondée sur la moyenne des coûts marginaux du marché (Percebois et Pommeret, 2022), avec un mécanisme de compensation pour les producteurs dont le coût marginal serait supérieur à la moyenne, ce qui permettrait de réduire le prix sur le marché de gros et donc le coût pour le consommateur.

Mettre en place un modèle d'acheteur unique (ou central)

Dans ce cas, la concurrence est maintenue, mais seulement au niveau du marché de gros entre producteurs : la totalité de l'électricité est vendue *via* des contrats de long terme à un acheteur unique qui sélectionne les producteurs par appels d'offres. Le prix de l'électricité serait déterminé non plus en fonction du coût variable de court terme, mais reflèterait le coût marginal à long terme, ce qui permettrait de lisser le prix pour le consommateur. C'était la position défendue sans succès par la France lors des négociations sur la directive de 1996 qui a conduit à une ouverture totale du secteur électrique à la concurrence. Notons que certains proposent aujourd'hui une solution assez proche de celle-ci avec un marché de gros délivrant des prix horaires calés sur les coûts marginaux et un « acheteur central » qui passerait des contrats pour différence avec l'ensemble des moyens de production d'électricité (d'origine fossile comme décarbonée) pour la revendre à des prix alignés sur les coûts de long terme (Beeker et Finon, 2022). Avec de tels systèmes, dans lesquels la totalité de la production/consommation est couverte par des contrats de long terme, le partage du risque repose assez largement sur la puissance publique. Une option qui ne semble pas être envisagée à l'heure actuelle.

Opter pour un marché dual ou hybride, combinant tarification au coût marginal et contrats basés sur les coûts moyens de long terme

Cette proposition, qui émane du gouvernement grec (Council of the European Union, 2022), consiste à segmenter le marché de gros en deux compartiments : d'un côté, les centrales à coût marginal faible, mais à coûts fixes élevés, qui produisent lorsqu'elles sont disponibles (énergies renouvelables et nucléaire) ; de l'autre, les centrales à coûts variables élevés, qui produisent à la demande et permettent d'équilibrer le marché en venant en complément de la production issue des ressources renouvelables intermittentes.

Les premières seraient rémunérées non plus sur la base des coûts marginaux, mais sur la base d'un prix couvrant leur coût moyen de long terme (*Levelized cost of electricity*). Ce dernier pourrait être mis en place soit *via* des contrats pour différence (pour les nouvelles technologies), soit sous la forme d'un prix plafond appliqué à ces mêmes technologies sur le marché de gros (pour les installations existantes).

Les autres producteurs continueraient, quant à eux, de percevoir, comme aujourd'hui, le prix d'équilibre du marché de gros déterminé à partir des enchères basées sur les coûts marginaux, ce qui garantit leur utilisation

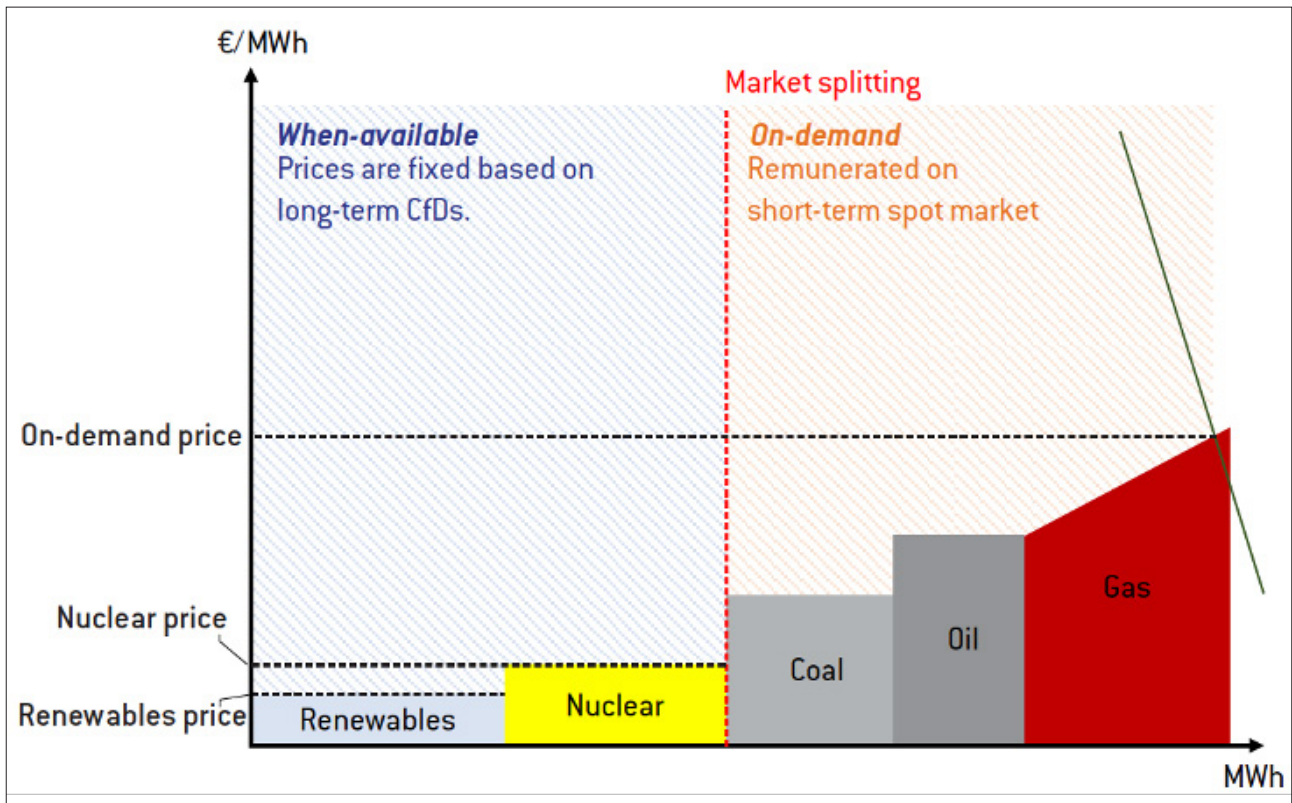


Figure 2 : Illustration de la proposition grecque d'un marché dual – Source : Heussaff *et al.*, 2022.

de façon efficace. Le prix payé par le consommateur serait une moyenne pondérée des prix observés dans chacun des deux compartiments du marché.

Ce système présente l'avantage de pouvoir rémunérer les producteurs infra-marginaux non plus sur la base du coût des centrales fossiles, mais en fonction de leur coût réel de production, ce qui permettrait de faire baisser le coût moyen de l'électricité pour le consommateur. Il offre par ailleurs une certaine garantie aux producteurs quant au prix futur de l'électricité, ce qui permet de réduire le risque d'investissement dans les installations à forts coûts en capitaux, tout en préservant un signal-prix de marché pour les centrales pilotables, l'effacement, le stockage/déstockage, etc.

Le recours à des mécanismes de type contrats pour différence ou compléments de rémunération (avec primes variables) est déjà effectif en Europe, et ce depuis de nombreuses années. De tels mécanismes ont prouvé leur utilité en période de crise, permettant à certains États, comme la France, de récupérer des recettes fiscales importantes du fait de l'envolée des prix de gros. Leur généralisation à l'ensemble des technologies bas-carbone représenterait une évolution importante du modèle de marché actuel de l'électricité et pourrait permettre d'accélérer la transition énergétique du secteur. C'est une des solutions avancées dans un document non officiel de la Commission européenne diffusé au mois d'octobre 2022².

² "Non-paper – Policy Options to Mitigate the Impact of Natural Gas Prices on Electricity Bills", <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/10/Non-paper.pdf>

Une telle réforme soulève toutefois un certain nombre de questions relatives notamment à la coexistence dans le temps entre les deux segments de marché évoqués *supra* et les incitations à destination du consommateur pour qu'il réduise sa demande. Sa mise en œuvre pourrait néanmoins s'avérer complexe compte tenu de la multiplicité des modes existants de contractualisation des énergies bas-carbone (obligations d'achat, ventes sur les marchés de gros, contrats bilatéraux, PPA, etc.).

Revenir à des monopoles nationaux avec des prix calés sur les coûts de production

Dans la mesure où des différences importantes subsistent dans les mix électriques des différents pays européens, le prix sur les marchés de gros peut parfois être assez éloigné de celui qui serait obtenu uniquement à partir du coût de production des moyens nationaux. C'est la raison pour laquelle des voix se sont élevées pour demander la sortie du marché européen de l'électricité et un retour aux monopoles nationaux. Ces derniers seraient, comme avant la libéralisation, en charge d'assurer à la fois le *dispatch* des moyens de production à court terme et la planification des investissements à long terme. Le monopole serait de la sorte en mesure de pratiquer des prix de vente calés sur les coûts moyens de long terme, ce qui permettrait un lissage des prix pour le consommateur. Notons qu'un marché de court terme pourrait tout de même être conservé pour assurer les échanges transfrontaliers. Ces derniers seraient toutefois extrêmement réduits par rapport à la situation actuelle, malgré des bénéfices tirés des échanges qui sont estimés à plusieurs

dizaines de milliards d'euros par an pour les pays européens (ACER, 2022). C'est une position qui n'est officiellement soutenue par aucun État membre.

Conclusion

Parmi les différentes propositions de réforme avancées, deux semblent être plus particulièrement prise en considération à l'heure actuelle : celle d'un plafonnement temporaire des prix du gaz utilisé pour la production d'électricité, d'un côté, et celle d'un marché dual combinant tarification au coût marginal pour le pilotage à court terme du système et contrats de long terme basés sur les coûts moyens pour le financement des capacités bas-carbone, de l'autre. Si la première option pourrait permettre d'enclencher rapidement une baisse des prix de gros de l'électricité en Europe, il s'agit avant tout d'une rustine, dont les gains à court terme sont susceptibles d'être inférieurs aux coûts à plus long terme. La seconde proposition implique une révision plus en profondeur du marché de l'électricité visant à aligner le modèle actuel avec les objectifs de décarbonation et d'indépendance énergétique de l'Europe. Elle repose sur une refonte des mécanismes existants de soutien aux énergies renouvelables, auxquels viendraient se substituer des systèmes de type contrats pour différence qui seraient étendus au financement des nouveaux réacteurs nucléaires. La mise en œuvre d'une telle réforme pourrait néanmoins s'avérer complexe à la fois sur les plans politique, technique et opérationnel ; elle nécessitera un fort volontarisme de la part des décideurs publics qui la soutiennent.

Bibliographie

- ACER (2022), "ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design", avril.
- ACER/CEER (2021), "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020", october.
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION (2022), "Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices – Information from the Greek delegation", 11398/22, Brussels, 22 July, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>
- FINON D. & BEEKER E. (2022), « Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel », *Revue de l'Énergie*, n°662, mai-juin.
- HEUSSAFF C., TAGLIAPIETRA S., ZACHMANN G. & ZETTELMEYER J. (2022), "An assessment of Europe's options to reduce energy prices", Policy Contribution 17/2022, Bruegel.
- PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2022), « Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ? », *Revue de l'Énergie*, n°662, mai-juin.
- PERCEBOIS J. & SOLIER B. (2022), *Le nucléaire dans le marché européen de l'électricité. Économie du nucléaire – Volume 2*, sous la direction de PERCEBOIS J. & THIOILLIÈRE N., ISTE Éditions.
- POTOTSCHNIG A., GLACHANT J.-M., MEEUS L. & RANCI P. (2022), "Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition", *Policy briefs*, Florence School of Regulation, may.
- STOFT S. (2002), *Power system economics. Designing markets for electricity*, IEEE Press.

Les secteurs électriques en marche vers un régime hybride combinant marché et planification

Par Dominique FINON

Directeur de recherche émérite au CNRS, chercheur associé à la chaire « European Electricity Markets » (Paris Dauphine)

La résurgence de l'intervention publique dans le secteur électrique soulève la question de savoir comment adapter au mieux le *market design* pour relever le défi de l'investissement associé aux objectifs de sécurité de la fourniture et de décarbonation. L'évolution vers un régime de marché hybride semble inévitable, que ce soit en Europe ou aux États-Unis, dès lors que sont introduites hors marché des énergies renouvelables intermittentes et qui, du fait d'un coût marginal nul, faussent toutes les coordinations en place. Ce régime repose sur deux formes de régulation : d'une part, une planification s'articulant avec une concurrence « pour les marchés » destinée au développement de nouvelles capacités s'appuyant sur différentes techniques et, d'autre part, une concurrence « sur le marché » limitée à la réalisation du *dispatching* économique. La crise actuelle liée à l'augmentation des prix de l'électricité devrait accélérer cette mutation, en donnant un poids nouveau à la recherche d'un alignement des prix de vente sur les coûts de développement du système.

Introduction

Les réformes de libéralisation du secteur électrique ont instauré dans les années 1990 un régime institutionnel, dans lequel les décisions d'équipement et les modes de gestion des risques d'investissement sont privatisées et décentralisées au niveau d'agents en concurrence. Les décisions sont censées aboutir à une capacité adéquate pour satisfaire les besoins en toute situation et à un *mix optimal* pour satisfaire les besoins structurels de puissance sur l'année. Mais la situation a changé dans les pays qui ont tenu à assurer coûte que coûte la sécurité de la fourniture, avant de s'engager à atteindre des objectifs prioritaires de décarbonation, principalement en recourant aux énergies renouvelables intermittentes.

La philosophie du laisser-faire avec une libre entrée et une libre sortie guidées par les forces du marché a été rapidement remplacée par une intervention gouvernementale étendue qui affecte les différents types de techniques qui doivent entrer ou sortir du système et la manière dont elles seront rémunérées après réalisation de l'investissement. La puissance publique est en train de redevenir le principal pilote et le principal décideur en matière de choix de technologies et de niveau de capacités à atteindre pour suivre la croissance des besoins, assurer la sécurité de la fourniture et piloter la transition bas-carbone, tout en assumant les risques-prix des investisseurs au travers des arrangements de long terme. Récemment, dans son diagnostic de l'évolution des marchés électriques sous l'effet de l'entrée à grande échelle des EnR sur ces marchés aux États-Unis, Paul Joskow, le théoricien de l'ouverture à la

concurrence des secteurs électriques, a identifié un changement de régime, lequel s'oriente vers un mix de planification et de marché, d'où l'intitulé de son article : "From Hierarchies to Market and Partially Back again to Hierarchies"¹ (Joskow, 2021). Antérieurement, soit avant la dérégulation, l'action de la « hiérarchie », que le « marché » avait remplacée, reposait sur deux piliers : la planification des monopoles de service public et le report des risques d'investissement sur les consommateurs à travers l'intégration verticale et la réglementation des tarifs.

Cette évolution vers la « hiérarchie » pourrait s'accélérer à la suite de la crise actuelle, laquelle a mis en lumière deux éléments : d'une part, un fonctionnement des marchés spot qui sera de plus en plus erratique, lorsque beaucoup de capacités d'EnRi auront été mises en place ; ce qui fait douter que ces marchés puissent guider à eux seuls le système sur la trajectoire de transition bas-carbone ; et, d'autre part, le besoin de protection des consommateurs contre les épisodes de prix extrêmes, un enjeu qui conduit à rechercher une nouvelle voie qui amène à aligner les prix de vente finals sur les coûts de long terme des producteurs, car ils seraient plus stables que ceux déduits peu ou prou des prix spot, comme actuellement.

Dans la suite de cet article, nous ferons un rappel de l'organisation du marché à pas horaire que l'on ne connaît pas assez, pour souligner ses effets en termes d'imperfections de marché (incomplétude) et de défaillances

¹ Selon les concepts de l'économie des coûts de transaction.

de marché (incitations à investir). Dans un second temps, nous présenterons les ajustements apportés au *market design* pour compléter ce que l'on a nommé les *missing markets* par des dispositifs de garantie de revenus (contrats de capacité, contrats financiers pour différence, etc.). Leur essor nécessite le développement d'une coordination publique de long terme et de plus en plus stricte, et donc laissant de moins en moins d'autonomie à des agents privés supposés être en concurrence. Nous concluons en nous interrogeant sur l'effet possible de la crise actuelle sur la consolidation du régime hybride planification-marché.

Des imperfections du marché aux défaillances de celui-ci

Le marché de l'électricité exerce une double fonction de coordination. Sur le court terme, il assure un appel efficace aux équipements de producteurs en concurrence, qui sont sollicités par ordre de mérite. Sur le long terme, il met en évidence les raretés de capacité pour chacune des technologies contribuant différemment aux besoins de puissance horaire ; il le fait par le biais du prix spot qui est censé orienter les décisions de long terme des investisseurs. Mais le *market design* qui est basé sur un marché de gros à pas horaire, dont les prix se répercutent dans les prix de détail proposés par les fournisseurs en concurrence, présente un quadruple inconvénient :

- il ne permet d'instaurer aucun lien entre les prix horaires, ce qui rend difficile l'appréhension des risques-prix ;
- il génère des prix de court terme qui ne reflètent aucunement les prix de revient de chacune des techniques de production. En effet, par le jeu de la concurrence entre producteurs, ils sont fixés chaque heure, sur la base du coût marginal (coût du combustible) de la dernière centrale appelée par le marché ;
- il ne donne pas de signal de long terme ; en effet, pour investir dans un nouvel équipement bas-carbone, doit exister un décalage entre le prix aligné sur le coût du combustible utilisé par le dernier producteur appelé (le producteur marginal) et les coûts d'exploitation bas ou nuls de la technique bas-carbone considérée (renouvelables ou nucléaire), ce que l'on appelle la rente infra-marginale horaire : pour un équipement, les sommes précitées actualisées dans la durée doivent couvrir le coût des investissements. La volatilité des prix rend impossibles les anticipations de long terme au regard de cette rente horaire pour un investisseur potentiel dans une technologie bas-carbone ;
- il expose les consommateurs à des épisodes prolongés de prix très élevés dus à la volatilité des prix des combustibles fossiles (en particulier le gaz, comme actuellement).

Cette structuration provoque, pour reprendre le langage de la théorie de l'équilibre Arrow-Debreu, une « incomplétude de marché » en empêchant le développement sur les marchés à terme de produits de long terme qui

permettraient de couvrir le risque-prix pendant toute la durée d'amortissement de l'investissement réalisé. Les marchés financiers ne sont pas efficaces pour évaluer certains types de risques, comme ceux très particuliers liés aux marchés électriques. Ces marchés n'offrent que des produits de maturité courte (un ou deux ans maximum), les plus utilisés étant les produits à trois mois².

De la même façon, des contreparties apparaissent difficilement possibles du côté des gros acheteurs (les fournisseurs, les industriels) pour qu'ils puissent passer à des contrats de long terme à prix fixe, lesquels permettent de couvrir le risque-prix que supporte un nouveau producteur du fait d'un désalignement systématique de ce prix par rapport à leurs intérêts. En effet, les fournisseurs ne cherchent pas à bénéficier de tels contrats à prix fixe, car, en cas d'inversion de la tendance des prix du marché de gros, leurs clients pourraient se tourner vers un autre fournisseur qui leur proposerait des prix plus bas. De leur côté, les industriels électro-intensifs craignent, s'ils s'engagent dans un tel *power purchase agreement* (PPA)³ de long terme avec un nouveau producteur, de ne pas pouvoir bénéficier des périodes où les prix spot sont bas. De plus, ils ont peu d'intérêt à se prémunir contre des prix spot élevés, car leurs profits sont corrélés positivement avec le prix de leur intrant principal (Longva, 2011).

Quant au problème redistributif, cette organisation du marché rend difficile la protection des consommateurs à travers la fonction d'intermédiation des fournisseurs, lesquels gèrent le risque de marché pour leur clientèle. Pour les ménages et les consommateurs moyens, les prix proposés sont, pour la plupart, fixés sur des périodes de un à deux ans. Il s'en suit qu'en cas de hausse prolongée des prix spot comme c'est le cas actuellement, soit ils font faillite s'ils ne se sont pas assez « *hedgés* » (couverts) au regard de ces deux segments de clientèle, soit ils doivent, s'ils veulent s'en sortir au mieux, répercuter intégralement les hausses des prix spot sur les prix de vente qu'ils réservent à leurs autres types de clients, ce qui ne fait que transférer le problème du *hedging*. Enfin, le producteur qui investit et qui, pour se couvrir, contracterait avec un ou plusieurs gros consommateurs industriels s'exposerait au risque de défaillance de sa contrepartie, qui pourrait faire faillite ou qui, par opportunisme, pourrait décider de se délocaliser dans un pays où l'électricité est moins chère. Néanmoins, il existe des exceptions comme les coopératives d'achat qui sont composées de fournisseurs régionaux et de gros industriels (papeteries, etc.) s'appuyant sur des ressources locales. Ces structures coopératives ont ainsi été en mesure de conclure des contrats crédibles à prix fixe sur trente ans avec un producteur ayant investi dans un grand équipement nucléaire : c'est, par exemple, le cas des montages

² Voir : https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

³ Nom donné à ces contrats et auquel la profession est familière.

Mankala en Finlande⁴, notamment celui qui a encadré la réalisation du projet de l'EPR d'Olkiluoto III, construit et exploité par TVO pour le compte de ses actionnaires. Mais ces schémas sont-ils généralisables au regard des nombreuses conditions à remplir pour que de tels montages soient réalisables et solides dans la durée ?

Corriger les défaillances de marché

Les marchés de l'électricité sont donc incomplets. Ils peinent à fournir des incitations à l'investissement qui soient pertinentes pour aboutir à un mix de production socialement optimal en termes d'équipements pour la pointe, de centrales de base et de technologies bas-carbone (EnRi), des dimensions toutes trois intensives en capital par MWh produit. Même les équipements les moins capitalistiques, les cycles combinés à gaz (CCG), et qui sont en outre exposés à un faible risque-prix sur leur intrant en raison de la forte corrélation entre le prix du gaz et les prix du marché horaire, ont eux aussi connu de grandes difficultés dans leur développement par de *pure players*, lesquels ont connu la faillite dès le premier retournement du marché. Depuis bientôt quinze ans, il n'y a plus d'investissement fait par le marché en matière de CCG, pas plus que dans le cadre de PPA conclus avec de gros acheteurs. Pour y remédier, il faut donc corriger le *market design*⁵.

La sécurité de la fourniture, un bien collectif

Les marchés *energy only* ne peuvent garantir l'installation d'une capacité adéquate pour assurer la sécurité de la fourniture dans toutes les situations, et ce pour une raison principale : la difficulté de couvrir les coûts d'investissement dans des équipements de pointe par des revenus qui sont soumis aux aléas fondamentaux des pics de prix et des rentes de rareté qui peuvent en être retirées. Depuis peu, cette défaillance du marché est amplifiée par le développement des EnR intermittentes et l'émergence de coûts marginaux nuls, qui, tous deux, accroissent la volatilité des prix. De plus, sur le long terme, ils ont des effets non anticipables se traduisant par une baisse des prix moyens et des rentes horaires. Pour assurer une offre suffisante de ce bien collectif, la solution réside dans l'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité (MRC).

Sans entrer dans le détail, étant donné le large éventail de *designs* possibles du MRC, les mécanismes les plus performants pour atteindre en temps voulu et à moindre coût l'objectif souhaité en termes de marges de réserve sont ceux qui combinent la programmation (fixer un objectif de marges de réserve en fonction de l'anticipation du développement de la demande de puissance en pointe) avec la mise aux enchères de contrats à terme pour assurer une rémunération de la

puissance garantie en distinguant les équipements à créer de ceux existants⁶. Le coût du MRC, c'est-à-dire le coût des contrats correspondants, est ensuite reporté sur les consommateurs au travers d'une taxe s'ajoutant aux tarifs de transport.

Pour piloter ce mécanisme, une entité dédiée se voit attribuer la responsabilité de la programmation du système et de la gestion des contrats de capacité en tant que contrepartie, ce que fait généralement le gestionnaire du système (l'ISO aux États-Unis et le GRT en Europe). La fonction de programmation est renforcée lorsqu'il faut faire face au développement à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes. Au-delà d'un certain seuil de production des EnRi, ce développement nécessite de prendre des précautions accrues pour s'assurer d'avoir les marges de réserve nécessaires en cas de « trou noir » des productions considérées et de disposer de suffisamment de sources de flexibilité (moyens de stockage, turbines à gaz) pour s'assurer de la stabilité et de l'équilibre du système en temps réel. Ce besoin de programmation s'accroît pour pouvoir harmoniser le développement des différentes sources d'EnRi avec celui des sources de flexibilité, en attribuant aux producteurs des contrats rémunérant la capacité fournie, les revenus qu'ils peuvent espérer sur les marchés de l'énergie et des services étant très aléatoires.

Le contournement des barrières à l'investissement dans les énergies bas-carbone

Les contrats de couverture de risque-prix signés avec l'État ou ceux passés entre particuliers (comme les PPAs) vont jouer un rôle crucial dans le déclenchement des investissements dans des techniques bas-carbone qui sont toutes très capitalistiques, les EnR comme le nucléaire et le CSC (captage et stockage du carbone). Certes, instaurer un prix significatif du carbone serait en théorie suffisant pour déclencher des décisions d'investissement dans des techniques bas-carbone (EnR, nucléaire) en jouant sur le signal-prix des marchés de l'électricité (en effet, il augmente les coûts marginaux des équipements fossiles sur les marchés horaires, et par là même les rentes horaires). Mais, dans les faits, ce n'est pas suffisant pour qu'il ait ce pouvoir incitatif, car il ne fait qu'accroître les risques de marché pour un investisseur. En effet, le prix du carbone qui s'impose dans le secteur électrique émane d'un marché de permis d'émission de CO₂ ; à ce titre, il manquera toujours de crédibilité, car il ne peut envoyer un signal stable et générer un niveau élevé de prix, deux conditions essentielles pour qu'il puisse contribuer au déclenchement d'investissements dans des techniques dont les coûts fixes sont élevés.

La possibilité de passer des contrats de long terme à des dispositifs de couverture du risque-prix est d'une importance cruciale pour ces investissements, car les

⁴ <https://www.borenium.com/insights/2022/10/17/what-is-the-mankala-model-found-in-finnish-power-production/>

⁵ FINON D., MARTY F. & DEFEUILLEY C. (2014), « Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés électriques », *Économie et Prévisions*, n°197-198, numéro spécial « Organisation, innovations and firms », avril.

⁶ On pense aux enchères centralisées de contrats *forward* : un dispositif adopté dans plusieurs États aux États-Unis, ainsi qu'au Royaume-Uni, en Italie et en France (pour les nouveaux équipements).

dispositifs de ce type permettent de faire baisser significativement le coût du capital. Avec de tels contrats qui couvrent l'essentiel des revenus tirés de l'équipement, le producteur n'est dès lors plus exposé au risque-prix. Le financement par la dette peut couvrir la majeure partie de l'investissement et, dans le même temps, le recours aux capitaux propres peut être limité à 10-20 %, ce qui réduit drastiquement le coût moyen pondéré du capital (WACC), et au-delà le prix de revient du MWh. Dans le cas d'un nouveau nucléaire affichant un coût de 5 000 €/kW, le coût du MWh baisserait de 110 €/MWh à 60 €/MWh environ, si le WACC était de 3-4 % au lieu de 8-9 %.

Certes, le développement des installations bas-carbone pourrait se faire dans le cadre de PPAs conclus entre des parties privées, un dispositif où l'acheteur assume les risques de marché. Mais cette voie ne peut pas être centrale pour encadrer le développement des EnRs et, plus largement, celui des technologies bas-carbone, comme l'a montré Paul Joskow dans un article assez récent (Joskow, 2019). Aux États-Unis, les gros acheteurs ne s'engagent dans le cadre de tels contrats que parce qu'ils sont soumis à des obligations de réduction de leurs émissions qu'ils peuvent satisfaire à travers la fourniture d'une électricité verte non carbonée, et ce même si une Clean Energy Obligation porte sur les producteurs d'électricité. En Europe, la signature de PPAs avec des développeurs de sources d'EnR est encouragée par l'obligation faite à certains acheteurs à prix de gros de s'approvisionner auprès de pays producteurs d'EnR (comme l'Espagne), ou bien encore par le fait qu'ils vont bénéficier de subventions implicites, par exemple l'attribution de certificats d'origine. Par ailleurs, on peut se demander quel est l'intérêt pour ces gros acheteurs d'électricité de contracter avec un producteur d'EnR, alors qu'ils ont besoin concrètement d'une fourniture garantie, devant pour ce faire compléter cette fourniture par des achats sur le marché spot à des prix sur lesquels ils n'ont aucun contrôle.

Quoi qu'il en soit, la voie que représentent les contrats de couverture de risque-prix conclus avec l'État, s'avère être la plus solide et la plus efficace pour porter le développement des technologies bas-carbone. Le Royaume-Uni a montré le chemin avec la mise en place de contrats financiers de couverture des risques attribués par enchères. Ces contrats for difference (CfD) sont des contrats fondés sur deux options symétriques. Engagé dans un tel contrat, un producteur encaisse ou décaisse la différence entre le prix du marché horaire et un prix de référence défini dans le contrat, selon que le premier est supérieur ou inférieur au second. C'est aussi le principe des contrats de complément de rémunération (CCR) qui ont succédé au sein de l'UE aux tarifs d'achat accordés aux grandes installations d'EnR.

La montée de la coordination publique

Deux voies de pilotage de l'action publique sont possibles pour assurer la sécurité de la fourniture et la transition bas-carbone (Finon et Roques, 2014). L'une est basée sur des obligations pesant sur différents agents (producteurs, fournisseurs, etc.) en termes de certificats de capacités garanties, de réduction des

émissions, de part d'électricité verte, de montant des certificats d'efficacité énergétique, etc. Cette approche réserve une grande autonomie aux acteurs décentralisés dans leurs décisions d'investir, avec des possibilités d'échanges des obligations auxquelles ils sont soumis sur un marché de certificats pour faire baisser le coût lié au respect desdites obligations, et de recourir à des arrangements privés portant sur la couverture des risques, comme les PPAs. L'État se contente alors de tracer la trajectoire à respecter en matière d'obligations, de vérifier leur respect et de surveiller le fonctionnement du marché des certificats. L'autre approche, celle centralisée, repose sur une gouvernance forte combinant planification, programmation d'enchères successives et rôle de contrepartie des contrats de garantie de revenus (CfD, contrats de capacité). Pour ne pas désigner cette centralisation par son nom, celui de « dirigisme », on parle volontiers de concurrence hybride, où l'on allie la « concurrence dans le marché », à travers les coordinations de court terme, et la « concurrence pour les marchés », par le biais de l'accès aux contrats de long terme encadrant les investissements s'adressant à chaque technique de production bas-carbone.

Si l'on compare ces deux approches à la lumière de l'expérience de différents pays (voir Finon et Roques, 2014), l'on observe aisément que la première pêche par ses difficultés à atteindre les objectifs fixés, par l'addition de risques-prix (marchés de MWh, de certificats, etc.) avec les incertitudes politiques et réglementaires (changements du *design* du dispositif) qui pèsent sur les investisseurs et, au bout du compte, par des coûts élevés du capital mobilisé, ce qui rehausse le coût de la politique mise en œuvre. La seconde approche, qui tend à devenir dominante du fait d'un abandon de la première, présente certains mérites, elle permet notamment d'atteindre avec efficacité les objectifs fixés, d'assurer une stabilité du cadre de l'investissement grâce à une contractualisation efficace et, au-delà, de limiter les coûts d'ensemble de la fourniture électrique sur le long terme, en limitant les coûts du capital. De plus, cette approche présente la possibilité de rationaliser et d'optimiser les choix d'ensemble faits dans le cadre d'une planification rationnelle et évolutive, ce qui, comme nous venons de le rappeler, permet de minimiser l'ensemble des coûts de long terme et les prix proposés aux consommateurs.

Ce n'est pas pour l'heure l'approche retenue par les États membres de l'UE qui ont pris l'habitude de suivre les prescriptions des politiques Climat-Énergie définies en termes d'objectifs de parts d'EnR par la Commission européenne sur la base de critères purement politiques, et donc sans prise en considération des autres technologies bas-carbone, ni rationalisation de la décision en termes de coûts marginaux de réduction des émissions de chaque mesure mise en œuvre. L'idéal pour assurer une coordination de long terme efficace dans un pays serait d'installer une instance dotée de compétences de modélisation complexe pour assurer le pilotage de l'évolution du mix électrique et conseiller le pouvoir politique de façon impartiale, comme c'est le cas du Brésil ou de la province canadienne de l'Ontario, qui ont tous deux mis en place un régime hybride en 2005-2006.

On peut parler de planification pour caractériser ce pilotage de long terme, car c'est bien de cela dont il s'agit, quand on s'emploie à définir les niveaux de capacité à atteindre pour chaque technologie et que l'on organise ensuite des enchères pour attribuer des contrats à différents producteurs et les amener en conséquence à développer des actifs.

L'idée serait que chaque État membre puisse développer une planification rationnelle, comme l'ont déjà fait les Britanniques à travers l'Electricity Market Reform de 2011. Cette réforme a permis d'organiser de façon cohérente le nouveau régime basé sur l'attribution de CfD et de forward capacity contracts, des contrats gérés ensuite par une entité publique de statut commercial, la Low Carbon Contracts Company (LCCC). Une gouvernance cohérente a été mise en place, basée sur une fonction de planification assumée conjointement par le gestionnaire du système britannique (le National Grid), le régulateur, le Climate Change Committee et le gouvernement.

Vers une main visible renforcée ?

On devine que ces évolutions ne se font pas sans frictions dans l'Union européenne tant elles sont orthogonales par rapport au formalisme des règles s'appliquant en matière de concurrence, lesquelles sont *a priori* défavorables au passage à des contrats de long terme, et en matière de limitation des aides d'État. Celles-ci ont évolué avec peine lorsqu'il a fallu arriver à un accord sur l'installation de mécanismes de capacité, lesquels sont considérés comme des aides d'État. Ce fut plus facile dans le cas des EnRi, lesquelles sont devenues compétitives à la suite du passage des tarifs d'achat (justifiés par le soutien à l'innovation) aux CCRs attribués aux enchères, dont le dispositif est formalisé dans les lignes directrices sur les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie de 2016. Mais soyons certains qu'il faudra encore de longues discussions pour que soit reconnue aux États membres l'entière faculté de décider par eux-mêmes et de planifier pour pouvoir coordonner étroitement les choix de long terme faits par les agents privés ; et ce même si l'article 194, alinéa 2, leur donne, en matière de souveraineté des choix de mix énergétique, toute légitimité pour le faire. C'est tout autre chose que la programmation des infrastructures électriques que réalisent les GRT dans chaque pays et qui est reconnue dans des textes (comme le règlement 2019/943 relatif aux plans décennaux à communiquer à la Commission). Mais la crise actuelle liée à l'augmentation des prix de l'électricité pourrait donner une nouvelle impulsion à ce mouvement tendant à plus de cohérence grâce à la coordination publique, notamment en complétant le *market design* actuel.

Les mouvements de prix qui atteignent des niveaux élevés et traduisent une grande volatilité ont attiré l'attention sur la capacité de ce marché à permettre une évolution efficace des mix électriques vers l'objectif de neutralité carbone. Certains anticipent des baisses de prix moyens et une réduction des rentes infra-marginales des EnRi pour déclencher des inves-

tissements par le marché. D'autres pointent le besoin accru d'équipements à gaz pour assurer le *back-up* des EnRi et compenser leurs effets sur les prix horaires une majorité des heures de l'année. Ce souci conduit à plaider en faveur du recours permanent aux contrats de long terme, comme on commence à le reconnaître à Bruxelles. Mais, fort de la croyance dans le marché, on se focalise sur la promotion des PPAs entre acteurs privés pour repousser l'idée de voir l'État prendre en main ces développements par le biais de la planification et la conclusion de CfD qu'ils passeraient avec des investisseurs bas-carbone. Mais, comme nous l'avons déjà dit, emprunter la voie des PPAs conduit à s'appuyer sur des béquilles permanentes, sans aucune cohérence économique. La voie des CfD systématisés apparaît être la plus efficace pour autant que l'on soit un peu pragmatique.

Le modèle de l' « acheteur central de long terme », dont nous avons défini les grands traits dans un article récent de la *Revue de l'énergie* (Finon et Beeker, 2022), répond à cet objectif d'accélérer la transition bas-carbone, tout en apportant une solution élégante et pérenne pour atteindre l'objectif de protection des consommateurs contre les épisodes de prix élevés. Cet enjeu, révélé par la crise actuelle des prix, n'a jusqu'ici rencontré que des réponses externes (mesures compensatoires, plafond de revenus infra-marginaux des équipements, etc.), car la conviction dominante est que le *market design* n'est pas défaillant. Notre solution consiste à adjoindre à celui-ci un tiers qui organise les marchés de long terme dans le but d'attribuer et de gérer des contrats assurant un revenu garanti aux producteurs bas-carbone non seulement pour leurs nouveaux équipements, mais aussi pour ceux existant. Il aurait aussi vocation à passer des contrats de capacité avec les centrales fossiles flexibles et les centres de stockage qui assurent la stabilité du système et le *back up* des EnRi.

Ce rôle central lui permet d'avoir la main sur les coûts de long terme se rattachant à chaque équipement. Fort de cette position, il peut proposer aux fournisseurs de vendre à des prix de gros alignés sur les coûts de long terme des producteurs bas-carbone et des sources génératrices de flexibilité (selon des règles transparentes qui seraient définies et contrôlées par le régulateur). À leur tour, les fournisseurs en situation de concurrence pourront proposer des prix de vente plus ou moins stables à leurs différents types de clientèles, selon leur profil de charge (plat, horo-saisonnier, effaçable, etc.). Les prix de vente finals comportent toutefois une part variable qui suit les hausses du marché spot. Cette part correspond aux coûts que les fournisseurs doivent assumer pour compléter leur *sourcing* par des achats sur le marché spot lors des pointes de demande et des périodes de faible production des EnRi. Cette variabilité des prix de détail en période de rareté de la production EnR ou de prix du gaz élevé inciterait les consommateurs à la flexibilité. L'entité publique à installer couvrirait donc une grande partie des risques-prix de fournisseurs qui n'ont pas l'habitude de se « hedger » suffisamment, en même temps qu'elle assumerait en

amont les risques-prix des investisseurs bas-carbone et de ceux ayant investi dans des actifs flexibles.

L'intérêt de ce nouveau modèle de marché est qu'il ne nécessite pas de bouleversement de l'architecture du marché actuel, pas plus qu'une remise en cause des institutions mises en place depuis vingt ans. Il s'agit de consolider la brique « Marchés de long terme » qui a déjà été ajoutée à ce marché pour assurer la rémunération des capacités garanties et la couverture du risque-prix des investissements EnR. Il suffit d'élargir le champ d'application de cette brique aux équipements existants, ainsi qu'à toutes les technologies bas-carbone (dont le nucléaire et le CSC) et aux sources de flexibilité (stockage, etc.). Le besoin de cohérence implique aussi de renforcer la gouvernance du long terme par un pilotage formalisé et structuré. Dans sa première analyse, en 2019, de l'évolution des *market designs* aux États-Unis, Paul Joskow regrettait le fait que le rôle de la planification au niveau des systèmes électriques, alors en pleine évolution, reste occulte, une non-reconnaissance qui ne facilitait pas la cohérence des transitions institutionnelles à opérer. Il serait peut-être temps qu'une conversion au modèle précité se concrétise à l'échelle de l'Union européenne.

Références bibliographiques

- FINON D. & ROQUES (2014), "European Electricity Market Reforms: The Visible Hand of Public Coordination", *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, n°4.
- FINON D. & BEEKER E. (2022), « Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché actuel de l'électricité », *Revue de l'énergie*, n°662, mai-juin, pp. 47-59.
- JOSKOW P. (2019), *Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewables, Generation at Scale: The U.S. Experience*, MIT-CEEPR, Working Paper, n°2019-001.
- JOSKOW P. (2021), *From Hierarchies to Markets and Partially Back Again in Electricity: Responding to Deep Decarbonization Commitments and Security of Supply Criteria*, MIT-CEEPR, Working Paper, CEEPR WP n°2021-008.
- LONGVA P. (2011), "Long term contracting and risk management, the point of view of a large electricity consumer", in GLACHANT J. M. & FINON D. (éd), *Competition, Contracts and Electricity Markets: A New Perspective*, Edward Elgar Publisher, pp. 177-182 (Chapter 7).

Le marché de l'électricité, le moteur de la transition énergétique

Par Davide ORIFICI

Directeur des Affaires publiques et réglementaires et de la communication de la Bourse européenne de l'électricité Epex Spot

La crise des prix de l'énergie exerce une pression sur les ménages, les entreprises et les décideurs politiques. Un « dysfonctionnement » ou, plutôt une « inadéquation » du marché européen de l'électricité a rapidement été désignée comme coupable dans le débat public. Est-ce à juste titre ? La réponse est : non.

Même s'il est actuellement sous le feu des critiques, le marché paneuropéen de l'électricité est non seulement ce qui permet la transition énergétique sur le continent, mais aussi ce qui la fait avancer. Grâce à des signaux-prix fiables et transparents qui reflètent correctement l'offre et la demande, les actifs de production sont activés pour satisfaire la demande au coût le plus bas possible. Les énergies renouvelables sont intégrées efficacement, l'utilisation des infrastructures est optimisée et l'approvisionnement est sécurisé au-delà des frontières. En outre, de nombreux instruments fondés sur le marché sont disponibles pour réduire les coûts de la transition énergétique et pour impliquer le consommateur final dans les efforts de décarbonisation ; en bref, pour engager l'Europe sur la voie du « Net Zéro ».

La crise actuelle

Depuis l'automne 2021, nous avons assisté à des niveaux de prix sans précédent sur les marchés européens de l'électricité, avec une augmentation des prix de gros de 200 % en moins d'un an. Cette situation de marché tendue s'est aggravée du fait d'événements géopolitiques, à savoir l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui a eu un impact sur les flux de gaz vers l'Europe¹. Les prix de l'énergie, en particulier les prix de détail, constituent une question politique extrêmement sensible. Les prix élevés de l'énergie affectent différemment les pays, ce qui entraîne des désaccords entre les États membres de l'Union européenne (UE) sur la manière de réagir à cette flambée des prix.

Alors que la Commission européenne ainsi que certains États membres défendent le marché intérieur de l'énergie de l'UE, d'autres remettent en cause la conception même du marché de l'électricité. Récemment, des interventions sur le marché, telles que le plafonnement des prix de l'électricité ou du gaz, ont été discutées comme un moyen potentiel de sortir de la crise liée à l'envolée des prix de l'énergie. Mais la conception du marché de l'électricité en est-elle vraiment responsable ?

En outre, les critiques s'élèvent pour déplorer l'incapacité du marché à intégrer efficacement la quantité croissante d'énergies renouvelables. Selon eux, le coût de production des énergies renouvelables, plutôt faible comparé à d'autres moyens de production, ne se traduit

pas de manière adéquate dans le prix de compensation du marché. Le marché est-il vraiment apte à accélérer la transition énergétique ?

Le marché et la transition – Un effort européen

Au cours de la dernière décennie, le continent européen a collectivement choisi la voie d'un avenir décarboné. Il s'agit d'un effort partagé qui se traduit également sur le marché commun de l'énergie. Au cours des dernières années, ce marché est devenu un système étroitement interconnecté et basé sur l'offre, la demande et sur les gains d'efficacité. Le parc de production paneuropéen reste extrêmement divers, ce qui représente sa grande force. Afin de solliciter les centrales les plus efficaces et les moins chères pour répondre à la demande, les acteurs ont besoin d'une information précise : qui a besoin d'électricité, de quel volume, où et quand ?

La détermination des unités de production qui doivent être activées afin de satisfaire la demande se fait par le biais d'un signal-prix. En même temps, les interconnexions transfrontalières permettent la libre circulation de l'électricité entre les pays. Il faut souligner ici que ces capacités sont à ce jour limitées ; pour y pallier, des projets d'interconnexions sont actuellement mis en œuvre. Ce processus d'optimisation est également déterminé par le prix du marché.

L'électricité n'est pas une marchandise comme les autres, car elle a la particularité de ne pas pouvoir être stockée efficacement. En outre, la fréquence du réseau

¹ Détails sur les flux de gaz de la Russie vers l'Europe, <https://graphics.reuters.com/UKRAINE-CRISIS/GAS/gdpzynlxovw/>

électrique (50 Hz) doit rester stable à tout moment, ce qui signifie que sur les réseaux de transport, un équilibre en temps réel et en permanence doit être fait entre l'apport d'électricité produite et la consommation de celle-ci. Par conséquent, l'équilibre entre l'offre et la demande est essentiel à la stabilité du système de l'électricité.

Cela fait du marché à court terme un outil essentiel pour équilibrer ce système : contrairement au marché à terme, qui est un marché essentiellement financier, le marché à court terme, également appelé « marché de l'électricité au comptant », déclenche une livraison physique de l'électricité qui a été négociée. L'électricité peut être négociée par le biais d'une vente aux enchères pour une livraison le lendemain (*Day-Ahead*), mais des ajustements de dernière minute peuvent aussi être apportés dans le cadre d'une négociation continue pour une livraison le jour même (*Intraday*). La bourse européenne de l'électricité Epex Spot gère de tels marchés au comptant dans treize pays de l'Union européenne.

Le marché, le moteur de l'intégration des renouvelables

La capacité installée d'énergies renouvelables en Europe a considérablement augmenté au cours des dernières années. Elle a atteint les 512 GW en 2021 pour les pays de l'UE². Mais il ne suffit pas de produire de l'électricité renouvelable, il faut aussi qu'elle parvienne d'une manière ou d'une autre au consommateur final. Pour cela, l'électricité renouvelable doit être intégrée dans le système électrique global, *via* le marché. Les marchés à court terme jouent un rôle essentiel à cet égard, car ils proposent de nombreux produits adaptés aux caractéristiques de la production d'électricité renouvelable.

On a souvent reproché au principe sous-jacent de la vente aux enchères *Day-Ahead*, à savoir l'ordre de mérite, d'être à l'origine de la crise liée à l'envolée des prix de l'électricité. La production des centrales électriques est mise sur le marché dans l'ordre de leur coût marginal de production, qui va du moins cher (c'est-à-dire les énergies renouvelables) au plus cher (le charbon et le gaz). Le coût marginal indique combien il en coûte à un producteur pour produire 1 MWh supplémentaire d'électricité. Selon ce principe, les unités de production les moins chères sont activées en premier pour répondre à la demande, et ce n'est que lorsqu'elles sont pleinement exploitées que l'unité la plus chère est sollicitée. À la fin du calcul des résultats de l'enchère *Day-Ahead*, tous les producteurs se voient versé le même prix. La tarification au coût marginal permet à tous les producteurs de couvrir leurs coûts à tout moment, tout en garantissant l'approvisionnement. En outre, la demande est satisfaite au prix le plus bas possible. Si la production d'énergie renouvelable est insuffisante, que la disponibilité du nucléaire est faible

et que la demande est élevée, ce sont les unités fonctionnant au charbon et au gaz qui fixeront le prix sur le marché. C'est ce qui s'est passé au cours des derniers mois. Les énergies renouvelables font partie intégrante de l'ordre de mérite et la conception du marché garantit que l'électricité renouvelable soit activée en premier pour satisfaire la demande.



Figure 1 : Le principe de la formation du prix au coût marginal – Source : Epex Spot.

Le marché *Intraday* joue également un rôle central dans l'intégration des énergies renouvelables. Sur ce marché, l'électricité est échangée en continu, c'est-à-dire que les participants émettent constamment des ordres d'achat et de vente, et dès qu'un ordre d'achat et un ordre de vente se correspondent, la transaction est exécutée. Ce marché est donc idéal pour corriger les erreurs de prévision et pour peaufiner les portfolios d'énergies renouvelables avec leur production intermittente. Les marchés *Intraday* d'Epex Spot facilitent l'intégration des énergies renouvelables grâce à des systèmes plus performants et à des produits novateurs, en particulier des produits granulaires échangés automatiquement en quasi temps réel. En effet, sur le marché *Intraday*, l'électricité est négociable jusqu'à cinq minutes avant sa livraison – il est donc un outil parfait pour les ajustements de dernière minute. En plus des contrats horaires, les participants peuvent négocier des

² IRENA, "Statistiques de Capacité renouvelable 2022", https://www.irena.org/-/media/Files/IRENAAgency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf?rev=460f190dea15442eba8373d9625341ae

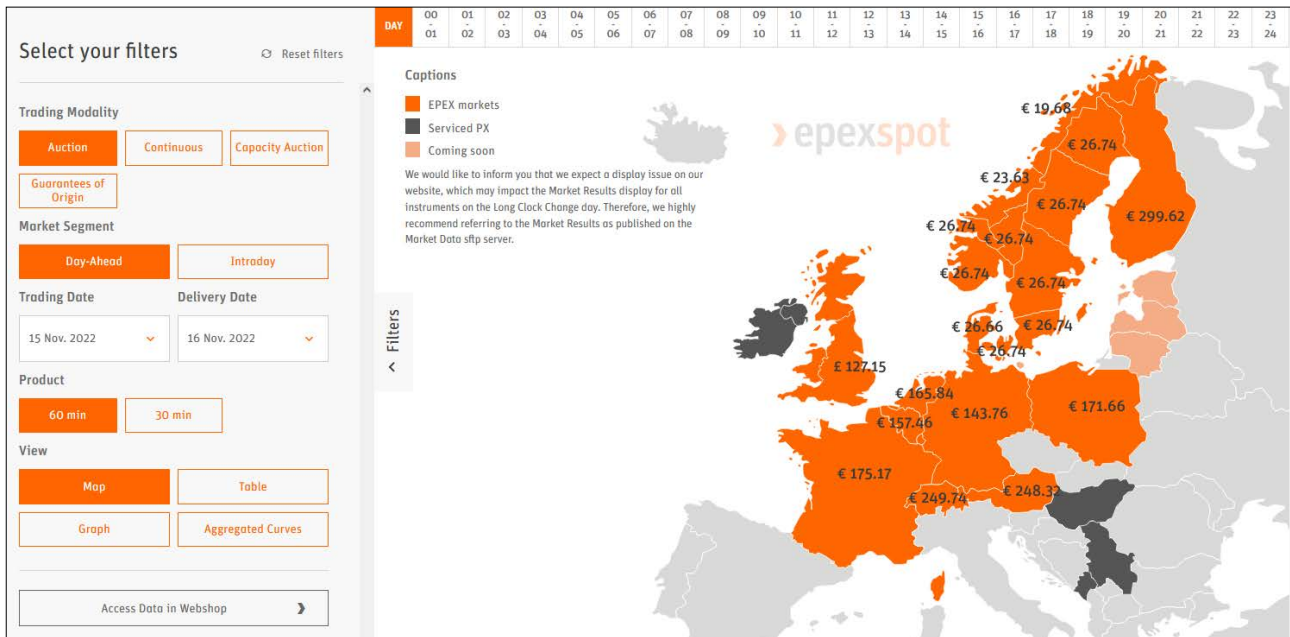


Figure 2 : Prix de l'électricité au 16 novembre 2022 – Source : www.epexspot.com.

contrats de quinze ou trente minutes afin d'équilibrer les portefeuilles d'énergies renouvelables aussi précisément que possible. Grâce à ces spécificités que présente le marché de l'électricité, les énergies renouvelables peuvent être intégrées de manière transparente dans le système.

Le marché, le moteur de l'optimisation et de la sécurité de l'approvisionnement

En rapprochant les ordres anonymes de vente et de ceux d'achat d'électricité soumis par ses membres, Epex Spot établit des prix de référence pour l'électricité, pour chaque heure de chaque journée. Ces prix de référence déterminent les décisions de production, mais aussi de consommation (quelle unité doit être activée, laquelle doit être retirée du réseau et qui consomme et quand ?) de l'ensemble du secteur. Les résultats de la vente aux enchères *Day-Ahead* sont particulièrement cruciaux en l'espèce, car ils sont essentiels pour déterminer les flux d'électricité sur le continent. Cette détermination repose sur un mécanisme appelé « couplage des marchés ».

Toutes les bourses d'électricité des vingt-sept pays européens participant au couplage unique Day-Ahead effectuent simultanément le calcul au moyen d'un algorithme commun. Cet algorithme calcule les courbes d'offre et celles de demande pour chaque pays, en fonction des carnets de commande, et détermine le prix du marché à l'intersection de ces différentes courbes. Lors de ce calcul, l'algorithme tient compte de toutes les capacités transfrontalières disponibles à l'échelle de l'ensemble des pays de l'UE et assure une utilisation optimale de ces interconnexions. L'électricité circule d'une zone où les prix sont bas vers une zone où les prix sont plus élevés, et ce tant que des capacités trans-

frontalières sont disponibles. C'est ce que l'on appelle le « couplage des marchés fondé sur les flux ». Pour la seule année 2021, les gains socioéconomiques (*social welfare*) de ce couplage des marchés s'élevaient à 34 milliards d'euros³.

Ces derniers mois, les prix de l'électricité ont reflété les conditions réelles de l'offre et de la demande en Europe. La conception du marché n'est donc pour rien dans l'explosion des prix, elle ne fait que rendre la situation sur le marché transparente. Dans un contexte de pressions pour prendre des mesures pour faire face à la crise liée à l'envolée des prix de l'énergie, les appels à intervenir pour réviser le mécanisme de formation des prix se sont multipliés. Ils peuvent sembler constituer une solution rapide, mais sont aussi susceptibles d'avoir des conséquences dangereuses.

Un plafonnement des prix limiterait artificiellement le prix du marché dans un pays donné. Mais puisque, comme expliqué précédemment, ce prix détermine les flux d'importation et d'exportation, un pays qui s'appuierait sur un tel plafonnement pourrait continuer à exporter, même si l'électricité se fait rare, compromettant ainsi sa sécurité d'approvisionnement.

Étant donné que tous les producteurs d'électricité sont payés le même prix sur le marché de l'électricité, d'autres affirment que les unités de production bon marché réalisent actuellement des bénéfices « excessifs » et que ces derniers devraient être redistribués par le biais de l'impôt. La définition donnée à l'expression « bénéfices excessifs » doit être considérée avec prudence. En fait, les coûts fixes correspondant à l'investissement initial (généralement élevés pour les technologies de produc-

³ ACER, "Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design", April, 2022, https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf

tion décarbonée) doivent être récupérés. Les mesures fiscales ne doivent pas décourager l'investissement dans les énergies renouvelables et la flexibilité, car cela mettrait en péril la transition énergétique. Les mesures de redistribution peuvent néanmoins s'avérer efficaces pour protéger les consommateurs, lorsqu'elles sont appliquées *a posteriori* et qu'elles n'entraînent pas de distorsion sur le marché, à l'instar des paiements forfaitaires ciblés. La « boîte à outils de l'UE »⁴ proposée par la Commission aux États membres énumère plusieurs de ces mesures.

Le marché, le moteur de la réduction des coûts de la transition

L'une des préoccupations croissantes concernant le système électrique est le problème de sa congestion ou, en d'autres termes, la question de savoir si le réseau électrique est adéquatement dimensionné pour transporter et distribuer l'énergie électrique des sites de production vers les centres de consommation, tout en évitant les situations de congestion. Une congestion apparaît quand le réseau n'est pas suffisamment développé pour pouvoir supporter les fortes augmentations des flux d'énergie là où elles se produisent. Le développement des énergies renouvelables intermittentes et la décentralisation du système électrique ont entraîné une augmentation de ces phénomènes de congestion au cours des dernières années au niveau du transport et continueront d'augmenter à ce niveau, mais aussi de celui de la distribution.

Cette tendance sera renforcée par la poursuite de la croissance des énergies renouvelables, que favorisent de nouvelles dispositions réglementaires (telles que la règle européenne fixant à 70 % l'objectif de capacité de transport transfrontalier disponible pour assurer les échanges d'ici à 2025) et la progression de l'électrification dans les secteurs du chauffage et de la mobilité. Relever un tel défi en comptant uniquement sur l'expansion du réseau s'avérerait très coûteux : un coût variant entre 11 et 29 milliards d'euros par an selon les plus récentes estimations⁵.

Il sera donc de la plus haute importance d'utiliser toutes les flexibilités que le système peut offrir pour soutenir le développement des énergies renouvelables et accélérer l'électrification des usages. Le recours aux marchés locaux de la flexibilité pour assurer une gestion de la congestion basée justement sur le marché représente une solution « douce » et rentable pour amplifier le développement du réseau et ainsi relever le défi visant à répondre au problème de sa congestion, et ce en utilisant au mieux les marges de flexibilité du système, y compris du côté de la demande. Les marchés de la flexibilité représentent un lieu d'échange centralisant efficacement les offres de flexibilité exprimées au

niveau local pour assurer une gestion efficace de cette congestion. Il s'agit de faire en sorte que, d'une part, les opérateurs de réseau soient en mesure de résoudre les congestions physiques de manière fiable et économique et, d'autre part, que les fournisseurs de flexibilité (les industriels, les agrégateurs, les communautés de consommateurs/de producteurs) bénéficient de l'opportunité de percevoir des revenus supplémentaires provenant de la rétribution de la flexibilité qu'ils peuvent fournir. Grâce à cette plateforme d'échange, l'offre et la demande sont déterminées de manière anonyme, ce qui permet l'émergence d'un signal-prix transparent. Ce signal-prix de court terme contribue à la formation des prix de long terme qui sont importants pour les investissements futurs.

Il est tout aussi important de soutenir la transition énergétique à travers le support des sources d'énergies décarbonées. Cependant, dans un réseau maillé avec une multitude de producteurs et de consommateurs, il n'est physiquement pas possible de garantir que l'électricité produite par un producteur spécifique soit transportée vers un consommateur spécifique, car les électrons ne peuvent pas être suivis et identifiés tout le long du réseau. Cela nécessite la mise en place d'un système complémentaire qui trace l'origine de l'électricité et rémunère la production renouvelable à sa juste valeur.

C'est ce que rend possible, par exemple, le mécanisme des « Garanties d'origine » (GO) instauré conformément à la directive européenne sur les énergies renouvelables (directive 2009/28/CE). Ce mécanisme permet de valoriser l'électricité en fonction de son origine : il est donc principalement utilisé pour identifier l'origine de la production d'énergies renouvelables. Une GO est un document électronique qui prouve au client final qu'une quantité précise de l'électricité qui lui a été fournie, provient d'une source d'énergie spécifique, par exemple d'une source renouvelable ou d'une production provenant d'une centrale de cogénération. Une GO garantit la traçabilité d'une source d'énergie verte, du producteur au client final ; elle assure une transparence totale aux consommateurs. Elle est reconnue dans toute l'UE. Chaque pays dispose de son propre administrateur de registre qui est nommé par l'État : il s'agit, par exemple, d'EEX (European Energy Exchange) en France et d'UBA en Allemagne. En garantissant la traçabilité de l'électricité issue de sources renouvelables, les GO favorisent la production et la consommation d'électricité verte et encouragent les investissements dans les énergies renouvelables.

Un mégawattheure produit par une centrale électrique alimentée par une source renouvelable correspond à différentes valeurs : d'une part, la valeur de l'électricité de base (exprimée en €/MWh) et, d'autre part, la valeur de l'origine (ou propriété) de l'électricité (en €/garantie d'origine), si le consommateur final a demandé à bénéficier de cette dernière information. De plus en plus de consommateurs ne veulent pas s'en tenir seulement à acheter de l'électricité, ils veulent aussi en connaître l'origine et privilégier l'achat d'une électricité produite à partir de sources renouvelables. Pour les producteurs, la part « verte » de l'électricité produite a une valeur et

⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_5204

⁵ Smarten (Smart Energy Europe) and DNV, "2030 – Demand-side – Flexibility – Quantification of benefits in the EU", report, https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/09/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report_DIGITAL.pdf

peut leur offrir une rémunération supplémentaire issue du marché. Un fournisseur qui achète des GO montre son appréciation favorable de la technologie correspondante et fournit des revenus supplémentaires au producteur d'origine. Cela incite les acteurs du marché à investir davantage dans les technologies pour lesquelles les prix des GO seront les plus élevés.

Comme tous les autres produits, les GO ont besoin d'un marché adéquat sur lequel elles peuvent s'échanger. Un marché primaire pleinement fonctionnel existe déjà depuis quelques années : les GO peuvent aujourd'hui être négociées sur un marché de gré à gré fonctionnant sur la base des normes fournies par l'Association of Issuing Bodies (AIB). Celle-ci assure les transferts de GO non seulement au sein des registres nationaux, mais également entre les registres. Le marché européen des GO se développe d'année en année, avec une offre proche de 800 TWh et une demande qui avoisinait les 700 TWh en 2020.

Epex Spot a lancé un marché de ce type en septembre 2022 ; 19,171 MWh ont été négociés lors de la première enchère⁶. La deuxième enchère mensuelle paneuropéenne au comptant a eu lieu le 26 octobre 2022, pour un total d'échanges de 69 326 MWh. Lors de la troisième enchère, qui s'est tenue le 23 novembre 2022, 77 793 MWh ont été échangés. L'intérêt croissant pour ce produit observé entre ces trois enchères tient à une bonne représentativité des participants au marché.

L'enchère mensuelle multilatérale au comptant est gérée par la Bourse européenne de l'électricité Epex Spot. Les transactions sont compensées par European Commodity Clearing (ECC) et livrées *via* le registre français des GO tenu par EEX.

Le marché de l'électricité européen – Une évolution plus qu'une révolution

Le marché européen de l'électricité est le plus intégré et le plus efficace au monde. Il a été construit méticuleusement au cours des vingt dernières années dans le but d'utiliser efficacement le parc de production paneuropéen, c'est-à-dire une utilisation optimale de ces précieuses infrastructures, tout en sécurisant l'approvisionnement au plan national, mais aussi au-delà de nos frontières. Le marché de l'électricité est le lieu où deux grands idéaux européens sont appliqués quotidiennement depuis plusieurs décennies déjà, ceux de solidarité et d'intégration.

Le marché a été spécifiquement conçu pour intégrer la quantité croissante d'énergies renouvelables que l'UE s'est engagée à développer. Les avancées technologiques et notamment la digitalisation nous permettront de développer davantage ce marché, pour qu'il soit apte à relever les défis futurs. La dernière chose dont nous avons besoin – plus précisément, dont les Européens ont besoin –, c'est qu'une infrastructure aussi vitale soit dénigrée et que l'on puisse envisager de complètement

la changer en plein milieu d'une crise, sans qu'une analyse des effets disruptifs d'une telle réforme n'ait été faite au préalable.

Epex Spot s'est engagée ces dernières années à développer son savoir-faire et son innovation pour parfaire le marché européen de l'électricité. Nous continuerons à honorer notre engagement dans les mois et les années à venir, notamment en apportant notre soutien, au travers d'outils marché, à une poursuite de la transition énergétique sur la voie du « Net Zéro », dans l'intérêt du consommateur final et des industries.

⁶ <https://www.epexspot.com/en/news/successful-start-paneuropean-spot-market-guarantees-origin>

De la perplexité à la défiance des consommateurs

Par **Françoise THIEBAULT**

Coordinatrice du secteur énergie du CNAFAL

L'ouverture du marché de l'énergie s'est construite parallèlement à la déconstruction des services publics et à une révolution numérique mal maîtrisée. Les consommateurs particuliers, attachés à l'ancien modèle monopolistique et aux missions de service public, ont été la cible de fournisseurs parfois peu scrupuleux, confortés par une autorité administrative indépendante plus soucieuse de l'ouverture du marché que de la protection des consommateurs. Les promesses non tenues et le contexte mondial de flambée des prix ont fait passer les consommateurs de la perplexité à la défiance : comment dès lors obtenir leur adhésion au changement et faire évoluer leurs comportements, condition indispensable pour tenir les objectifs de la transition énergétique ?

Depuis trente ans, le monde de l'énergie se transforme profondément, plongeant les consommateurs dans une grande perplexité. La donne européenne a fragilisé le service public auquel les consommateurs sont toujours très attachés. Les promesses du marché ne sont pas tenues et les consommateurs subissent la guerre commerciale que se livrent les fournisseurs. La révolution numérique laisse de nombreux citoyens au bord du chemin. Et les évolutions technologiques, telles que les compteurs communicants, sont le creuset de leur défiance.

Les changements de comportements que nécessite le dérèglement climatique sont le plus souvent imposés sans que l'adhésion des citoyens soit recherchée ; l'expression du débat public, notamment au travers de la convention citoyenne sur le climat, n'est que très partiellement prise en compte. Dans un contexte de crise aggravé par une production nucléaire très faible, l'électrification massive des usages justifiée par les impératifs de décarbonation de l'énergie s'avère risquée.

Les économies d'énergie attendues nécessitent une refonte des modes de vie, dans un contexte de profondes inégalités en termes de revenus, de modes de logement et de chauffage, de diversité et d'aménagement des territoires. La politique énergétique actuelle ne répond pas aux interrogations de consommateurs confrontés à des arbitrages financiers difficiles.

La flambée des prix et le risque de pénurie entraînent l'instauration de mesures d'urgence qui vont peser avant tout sur les ménages précaires et les classes moyennes, au risque d'être considérées comme inéquitables. En outre, elles font oublier les mesures de long terme qui, seules, permettront d'atteindre nos objectifs de transition énergétique.

Du monopole à l'économie de marché : des transformations mal préparées et mal vécues

La fin des monopoles et les mutations des services publics

L'article 90 du traité de Rome (1957) précise que l'électricité doit être considérée comme une marchandise et que la concurrence doit donc s'y appliquer.

En France, la directive Électricité de 1996 a enclenché la mutation du secteur en supprimant les monopoles, à l'exception de ceux du transport et de la distribution. L'accès aux réseaux est ainsi accordé aux tiers. De son côté, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante créée en 2000, a pour mission principale de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ». Dans ce contexte, les secteurs de l'électricité et du gaz se réorganisent progressivement à partir de 2008.

Pour la plupart des consommateurs résidentiels, cette nouvelle organisation n'est toujours pas intégrée. Il suffit d'entendre certains acteurs publics de haut niveau continuer à confondre allègrement transport, distribution et fourniture pour en être convaincus... Les consommateurs s'interrogent encore sur l'atteinte par la CRE de l'objectif d'un bon fonctionnement du marché « au bénéfice des consommateurs finals ».

Parallèlement, de grands débats ont lieu au début des années 2000, qui portent autour de la question des services d'intérêt général (SIG), de leur légitimité, de leur compatibilité avec le droit de la concurrence, de leurs missions et de leurs différentes formes. En 2004, le Livre blanc dédié définit les SIG. En 2009, le traité

sur le fonctionnement de l'UE confère aux autorités nationales, régionales et locales un « large pouvoir discrétionnaire (...) pour fournir, faire exécuter et organiser les services d'intérêt économique général d'une manière qui réponde autant que possible aux besoins des utilisateurs ». Les SIEG, sous-catégorie des SIG, dont fait partie le secteur de l'énergie, sont soumis aux règles de la concurrence, mais peuvent, sous certaines conditions, y déroger pour participer au bon accomplissement des missions d'intérêt général.

Les États sont libres de définir, d'organiser et de financer leurs SIEG, à condition de garantir un niveau élevé de qualité, de sécurité, une égalité de traitement et un accès universel à ces services publics. Mais ils l'ont parfois oublié.

L'attachement durable des consommateurs aux services publics

En 1997, la DG Information de la Commission européenne constatait que six Européens sur dix souhaitaient voir les services publics prendre plus d'importance dans la vie économique de leur pays. De même, sept Européens sur dix attendaient de l'UE qu'elle s'emploie à garantir l'avenir, la pérennité et la qualité de ces services en Europe : chez les jeunes âgés entre 15 et 24 ans, 81 % y étaient favorables. Les missions d'intérêt général et le libre accès pour tous étaient jugés essentiels.

Treize ans après l'ouverture en France du marché des clients particuliers, 73 % des sites éligibles disposaient toujours du tarif réglementé de l'électricité. Dans une tribune publiée le 25 février 2020, Olivier Durin, directeur de publication du *Monde de l'énergie*, écrivait : « Cet attachement à l'opérateur historique n'est pas une exception française. En Allemagne, où le marché est ouvert à la concurrence depuis vingt ans, 60 % des consommateurs sont [toujours] clients de l'acteur historique ».

Si la connaissance des évolutions du secteur progresse chez les consommateurs (neuf sur dix savent que le marché est libéralisé, et 87 %, qu'ils peuvent librement et sans frais changer de fournisseur), seuls 60 % des Français étaient favorables à cette libéralisation en 2021, alors qu'ils étaient 65 % en 2018 et 70 % en 2015. Cette érosion importante s'explique par les promesses non tenues du marché. Ces constats sont partagés par quatre consommateurs sur cinq, lesquels regrettent la disparition du service public de l'électricité, considérant cette dernière comme un bien commun et non comme une banale marchandise.

Les promesses non tenues et les dérives du système

La baisse annoncée des prix ne s'est pas concrétisée

Contrairement aux promesses faites pour justifier la libéralisation du marché de l'énergie, les tarifs n'ont pas baissé : en cause, les augmentations successives

des taxes, du tarif de réseau, de l'impact grandissant des certificats d'économies d'énergie (CEE) ou le commissionnement obtenu par les fournisseurs alternatifs, autant d'éléments qui ont impacté à la hausse les factures des consommateurs.

La méthode de calcul du tarif réglementé de vente de l'énergie (TRV) est elle aussi responsable de cette augmentation. Concurrence oblige : l'instauration d'un principe de contestabilité poussant à la hausse ce tarif réglementé pour permettre aux concurrents d'EDF de proposer des offres compétitives, à prix équivalent ou inférieur au TRVE.

Pour démontrer à la Commission européenne que le marché de l'électricité s'était ouvert à la concurrence, on a délibérément faussé celle-ci : c'est ce qu'ont bien compris les consommateurs, lesquels n'acceptent plus désormais d'être les dindons de la farce. Aujourd'hui, l'édifice échafaudé au fil du temps ne tient plus. Mais malgré l'expression grandissante de tous ceux qui revendiquent le retour à un TRV protecteur pour les particuliers, eu égard au caractère de « bien essentiel » attaché à l'électricité, l'autorité administrative indépendante propose encore et toujours de renforcer le poids du marché dans la méthode de calcul du tarif !

Les pratiques commerciales abusives

Chaque nouveau marché est source de pratiques commerciales douteuses. Cela a été le cas pour la téléphonie mobile, puis pour Internet. En 2007, les organisations de consommateurs redoutaient leur réapparition ; elles n'ont pas été déçues.

C'est une véritable guerre commerciale qui s'est engagée entre les fournisseurs, avec ses pratiques illicites : tromperie, abus de faiblesse, non-respect du droit de rétractation, voire escroqueries en tout genre lors de la signature des contrats. Pour accroître leur portefeuille clients, certains opérateurs ont abusé sans vergogne de l'ignorance des consommateurs, leur faisant signer des contrats en toute illégalité.

Ces pratiques très vite dénoncées par les organisations de consommateurs existent toujours en 2022, même si elles semblent d'ampleur réduite, probablement en raison des amendes infligées à certains opérateurs par la DGCCRF et de la mauvaise publicité que leur fait le Médiateur national de l'énergie. Ce dernier a fait mention dans son rapport 2021 d'une augmentation du nombre de litiges recensés de 150 % en cinq ans (de 12 260 en 2016 à 30 626 en 2021).

Certains opérateurs ont certes fait l'effort de moraliser leurs méthodes de démarchage, mais le mal est fait, et la confiance des consommateurs dans le marché de l'énergie est aujourd'hui très érodée. Pour la restaurer, il faudrait mettre en place une protection accrue des consommateurs et une réglementation plus stricte du démarchage sous toutes ses formes.

Contrairement aux marchés de la téléphonie ou d'Internet, où les pratiques commerciales se sont assez rapidement normalisées, l'ouverture du marché de l'énergie n'a pas pu, ou su, mettre en place la concurrence loyale et les bonnes pratiques qui auraient sans

doute favorisé son acceptation par les Français. La priorité donnée aux intérêts des professionnels est pour beaucoup dans ce phénomène de rejet.

Les offres innovantes ne sont pas légion

Le déploiement des compteurs communicants, censés favoriser l'émergence d'offres innovantes, n'en a dans les faits guère suscitées. La flambée des prix depuis l'automne 2021 a aggravé la situation : ainsi, début septembre 2022, seuls quatorze fournisseurs d'énergie proposent encore de telles offres à la souscription contre trente-neuf à l'été 2021, soit avant la crise. En matière d'électricité, onze fournisseurs proposent trente-trois offres à la souscription (*versus* une centaine à l'été 2021). Quatre sont des offres spécifiques Linky, toutes chez EDF.

Pour trouver des outils de pilotage des consommations, des solutions des plus intéressantes dans un contexte de sobriété, il faut donc se tourner vers des entreprises tierces, peu et mal connues du grand public. En matière d'effacement, la rémunération de l'effort réalisé par les consommateurs est insuffisante pour les convaincre de se prêter à l'exercice, alors même qu'il existe un important gisement d'effacement dans le secteur résidentiel. L'intérêt des tarifs HP/HC s'est érodé au fil du temps ; il n'était d'ailleurs pas rare, du moins jusqu'au mouvement tarifaire de février 2022, de perdre de l'argent en y souscrivant. La situation tendue du réseau électrique pour le passage des prochains hivers conduit aujourd'hui à reconsidérer ces tarifs utiles pour le réseau en renforçant leur attractivité. Mais encore faudra-t-il que les conseils des fournisseurs¹ soient adaptés aux situations des consommateurs !

Enfin, la plupart des fournisseurs ont augmenté leurs prix de vente (parfois sans respecter les règles d'information définies dans le Code de la consommation). Certains ont quitté volontairement le marché ou ont fait l'objet d'une liquidation judiciaire. D'autres, enfin, ont préféré indexer leurs offres sur les prix de marché, plutôt que sur les tarifs réglementés qui protègent les consommateurs grâce au « bouclier tarifaire ». Les clients concernés se retrouvent en grande difficulté, du fait qu'ils n'ont pas toujours le réflexe de comparer et de changer de fournisseur.

L'impact de la révolution numérique

L'exclusion numérique est toujours importante

Faire jouer la concurrence suppose de s'informer, et donc d'aller sur Internet pour comparer les offres et faire un choix éclairé. Le foisonnement du nombre des acteurs et des offres est évidemment un frein au changement pour qui n'est pas à l'aise avec Internet. Qui plus est, l'information délivrée n'est pas toujours loyale,

ni indépendante de tout intérêt commercial, selon les comparateurs.

Le passage imposé par la voie du numérique à des consommateurs éprouvant des difficultés dans l'usage d'Internet (selon la Défenseure des droits, ils sont 13 millions) engendre des phénomènes d'exclusion par rapport à des dispositifs visant prioritairement les publics les moins aisés, comme « Ma prime Rénov' » ou les certificats d'économie d'énergie (CEE), la demande d'octroi de l'aide considérée passant exclusivement par la voie numérique². Cette difficulté est aggravée par les inégalités d'accès à Internet à l'échelle des territoires, notamment dans les zones rurales, au point où, faute d'être bien desservi par l'ADSL, il s'avère impossible de faire les démarches en ligne. Pour la fibre, le taux de couverture dans ces zones était, en janvier 2021, de seulement 30 %, contre 80 % en milieu urbain et péri-urbain.

Le cas Linky

Le déploiement des compteurs communicants Linky a suscité des phénomènes de rejet parfois violents, faute d'une communication pédagogique adaptée.

Le choix a été fait de ne communiquer qu'au moment de son déploiement au niveau local. Les détracteurs de Linky en ont profité pour diffuser des *fake news* sur les réseaux sociaux et Internet, sans que les pouvoirs publics ne se décident à mettre en place une communication adaptée et d'en appeler au civisme de tous, deux mesures simples qui dans les faits auraient été plus que nécessaires.

Le caractère intrusif de Linky et la transmission des données personnelles étaient principalement en cause. Pour calmer le jeu, il a fallu offrir des garanties aux consommateurs en leur permettant de faire valoir leur droit d'opposition, ce qui a été combattu par certains professionnels boulimiques de données indispensables selon eux pour leur permettre de construire des offres de fourniture ou de services performants.

Les organisations de consommateurs ont lutté contre les excès de cette tentation, dans le but d'éviter une relance de la fronde anti-Linky qui ne demande qu'à être réactivée, comme en a témoigné, début octobre 2022, la polémique liée à la déconnexion des ballons d'eau chaude asservis aux heures méridiennes...

Les consommateurs sont aussi des citoyens

L'exemple de Linky met en évidence la nécessaire adhésion des citoyens-consommateurs aux projets innovants, ce qui passe par l'information, la concertation et la pédagogie. La Convention citoyenne pour le climat a démontré la capacité de citoyens tirés au sort à s'informer, à exercer leur esprit critique et à proposer des dispositifs volontaristes pour faire face au dérèglement climatique. Encore faut-il les entendre et trouver les bons compromis.

¹ Les fournisseurs ayant reçu consigne de proposer des offres HP/HC... Ce qui pourrait soulager le réseau !

² Défenseure des droits, « Dématérialisation des services publics : trois ans après, où en est-on ? » (rapport 2022).

Les occasions manquées sont légion : concertations menées sans volonté réelle d'écoute, promesses non tenues, privilèges ministériels permettant de s'exonérer des règles de droit commun, déficit ou absence d'informations « grand public ». Quand comprendra-t-on que plutôt que d'imposer la vision « d'en haut », une bonne concertation est la meilleure manière d'obtenir la confiance des citoyens et, *in fine*, leur adhésion ? Que les Français, ces éternels râleurs, sont capables de réfléchir et d'accepter un changement dès lors qu'on leur aura démontré son utilité ou sa nécessité ?

En conclusion

La situation internationale et l'accélération du changement climatique que nous vivons nous poussent, par nécessité, à revoir nos modèles. Les difficultés auxquelles nous sommes confrontés nous donnent aussi l'opportunité de prendre, enfin, les bonnes décisions. Mais nous sommes une démocratie qui doit rester fidèle à ses règles.

Face à un risque de pénurie énergétique, il est plus que jamais indispensable d'associer les citoyens aux mesures qui leur permettront d'être plus sobres, et ce au bénéfice du climat, de la transition écologique et énergétique, mais aussi de leur pouvoir d'achat. Et la justice sociale doit elle aussi être au rendez-vous.

Cela passe par l'écoute et, surtout, par la prise en compte de l'expression des citoyens ou de leurs organisations représentatives, laquelle est trop souvent négligée. Il faut renforcer le pouvoir des organisations de consommateurs face aux multiples fournisseurs au travers d'une augmentation de leurs moyens qui ne cessent de se réduire, doter les associations et les maisons France Services d'une capacité d'action réelle pour lutter contre l'exclusion numérique, et ainsi donner aux consommateurs un accès à l'information et la possibilité de bénéficier des aides publiques. La concrétisation de ces dépenses de l'État conduirait à une meilleure acceptation par les citoyens des changements qui leur sont demandés et, au final, serait d'un coût moins élevé pour la société, en limitant les débordements que nous avons pu connaître dans un passé récent.

Des garanties doivent être données aux citoyens dans la conservation de la maîtrise de leurs données personnelles. Les contrôles de la CNIL devraient être renforcés en la matière.

Enfin, la solidarité internationale est un enjeu important qui pèse sur nos choix. Il est essentiel de le rappeler pour que chacun de nous en ait bien conscience.

Accélérer la transition énergétique dans un contexte de crise : une mise en perspective des enjeux associés

Par Andreas RÜDINGER

Coordinateur Transition énergétique France
à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)

La France et l'Europe traversent une crise sans précédent de l'énergie, qui a commencé en septembre 2021 avant d'être considérablement amplifiée par la guerre en Ukraine. Cette crise nous rappelle douloureusement notre dépendance aux énergies fossiles importées (qui couvrent 65 % de la consommation finale d'énergie en France et 70 % à l'échelle de l'Europe). Pour l'heure, la réponse politique apportée face à cette crise se focalise principalement sur la gestion à court terme de l'urgence économique et sociale, et donc en négligeant la nécessaire accélération des politiques de transition bas-carbone, qui constituent pourtant notre principal levier de résilience face aux crises actuelles et futures.

Partant d'un état des lieux de la crise actuelle et de sa gestion politique à l'échelle française, nous donnons dans cet article un aperçu de quelques enjeux liés en particulier à l'accélération du développement des énergies renouvelables électriques en France, en insistant sur l'enjeu d'une meilleure appropriation et intégration territoriale des projets considérés.

Une crise qui va durer

Si certains responsables ont initialement osé espérer que la crise du prix du gaz disparaîtrait d'elle-même après l'hiver 2021-22, force est de constater qu'elle s'installe dans la durée. En effet, que ce soit sur le marché de gros du gaz ou de celui de l'électricité, les fondamentaux laissent présager des niveaux de prix nettement plus élevés que par le passé à un horizon de 3 à 4 ans minimum. Les produits à terme pour 2026 resteront supérieurs à 150 euros par MWh pour l'électricité et à 70 euros par MWh pour le gaz, soit un niveau trois fois supérieur à la moyenne historique (50 €/MWh pour l'électricité et 20 €/MWh pour le gaz).

En effet, même si l'offre de gaz naturel liquéfié a déjà fortement augmenté, remplacer l'ensemble des importations européennes depuis la Russie (1 600 TWh) reste une tâche ardue qui mettra le marché mondial sous tension. En ce qui concerne le marché électrique, les coûts de production des centrales à gaz et au charbon – qui continuent à être marginales une grande partie du temps en Europe (et en France) – pourraient durablement excéder les 100 à 150 euros par MWh¹.

Enfin, en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement en électricité, les gestionnaires du parc nucléaire

français devront pendant encore quelques années respecter un planning de maintenance et d'arrêts extrêmement ambitieux et dense en lien avec la réalisation du programme de « grand carénage »², et ce en tenant compte de l'effet « falaise » (les incidences liées à la construction de quarante-cinq réacteurs nucléaires en l'espace de dix ans, entre 1975 et 1985). Avec toutes les incertitudes qui restent de mise, cela pourrait donc se traduire par un niveau de production et une disponibilité structurellement plus bas que les décennies précédentes, et ce dans une période où l'électrification devrait au contraire s'accélérer rapidement.

¹ À titre d'exemple, avec un prix du gaz à 70 €/MWh et un prix carbone (EU ETS) à 70 €/TCO₂, le coût de production marginal des centrales à gaz atteindrait environ 150 €/MWh. Il serait de 170 €/MWh pour les centrales à charbon avec un prix du charbon à 200 \$/T et un prix carbone à 70 €/TCO₂.

² Programme industriel engagé en 2014 par EDF visant à la rénovation et à la modernisation des centrales nucléaires existantes.

Une réponse à la crise qui est focalisée sur l'aide aux ménages et sur le court terme

Dès lors que l'on accepte le caractère « structurel » de cette crise, il semble indispensable de reconsidérer les mesures politiques qui permettent d'y répondre. En France, comme dans la majorité des autres pays européens, la priorité a tout d'abord été donnée à la compensation des conséquences à court terme de cette crise, à travers les aides au paiement des factures et le blocage des tarifs. Le bouclier tarifaire mis en place en France a ainsi permis de réduire le taux d'inflation de 2 à 3 points par comparaison avec les pays voisins, tout en offrant une protection élargie pour l'ensemble des ménages. Mais cette stratégie s'accompagne d'un coût public très élevé : 30 milliards d'euros « bruts » en 2022, et jusqu'à 45 milliards d'euros en 2023³. Et sans même évoquer les enjeux d'équité et de justice sociale qui sont insuffisamment pris en compte⁴, et le fait que ce bouclier reste largement « aveugle » par rapport aux besoins des collectivités locales et des entreprises.

Mais le problème majeur, qui renvoie à l'enjeu le plus structurant, reste probablement l'incohérence de ce bouclier tarifaire par rapport à la nécessaire accélération de la transition bas-carbone⁵, qui est le principal levier de résilience face aux crises futures, à travers la réduction de notre dépendance aux énergies fossiles :

- d'une part, ce bouclier représente une subvention directe (pour le gaz et les carburants) et indirecte (pour l'électricité, avec la place croissante qu'occupent les centrales à gaz et les importations dans le mix français en 2022) aux énergies fossiles et, plus largement, un affaiblissement conséquent du signal-prix pesant sur l'énergie, qui est pourtant indispensable pour la transition ;
- d'autre part, parce qu'en parallèle de l'instauration de ce « bouclier tarifaire », aucun euro additionnel d'argent public n'a été fléché vers les politiques de soutien à la rénovation énergétique, au développement des énergies bas-carbone ou encore en faveur de la mobilité douce et électrique.

³ Pour 2023, le coût « net » pour les comptes publics est estimé à 16 milliards d'euros, une grande part devant être refinancée par une partie de la rente sur les énergies renouvelables électriques (rente estimée à 20 milliards d'euros) et des recettes fiscales additionnelles liées à la hausse des prix (la TVA, notamment).

⁴ Fondé sur une approche « égalitariste », le bouclier tarifaire français confère le même avantage tarifaire à tous les ménages, et ce quels que soient leurs revenus et leur niveau de consommation. En raison des différences de consommation, certaines analyses estiment ainsi que la subvention octroyée au dernier décile de revenus pourrait être deux fois plus importante que celle des ménages du premier décile, <https://asteres.fr/les-mesures-visant-a-limiter-la-hausse-des-prix-sur-les-carburants-et-lenergie-abaissent-linflation-de-17-point/>

⁵ Une autre incohérence tient au fait que l'État français récupère et redistribue 100 % de la « rente » des énergies renouvelables et du nucléaire (via les tarifs réglementés et l'ARENH), alors que l'on n'a toujours pas mis en place le moindre mécanisme pour capter les effets d'aubaine liés aux énergies fossiles.

La réforme du marché électrique européen : une réforme tiraillée entre gestion de crise et transition énergétique

Cette même « incohérence » peut par ailleurs s'observer au niveau du cadrage du débat sur le besoin de réformer l'architecture du marché électrique européen et les options pour y parvenir. Cette réflexion a tendance à se construire uniquement à partir des difficultés actuelles liées à l'envolée du prix du gaz et non pas à partir du constat d'un réel « dysfonctionnement » du marché en tant que tel. Mais toute réflexion sur l'évolution de l'architecture du marché électrique devrait avant tout porter sur les transformations futures et les enjeux associés : d'ici à 2030, les énergies renouvelables devraient représenter environ 70 % du mix électrique européen, selon le dernier rapport d'état des lieux sur l'Union de l'énergie⁶. Cette transformation structurelle visant à se tourner vers des sources décarbonées à coût marginal faible ou nul (EnR et nucléaire) pose d'importantes questions portant sur la formation des prix, leur volatilité et, plus généralement, sur les leviers à actionner pour faciliter le développement et l'intégration des moyens de flexibilité du côté de l'offre comme de celui de la demande ; autant d'enjeux qu'il faudra traiter en priorité pour mener à bien la future réforme du *market design* annoncée par la Commission européenne⁷.

Construire un consensus politique autour de la complémentarité entre le nucléaire et les énergies renouvelables

La nécessité d'une électrification accrue apparaît aujourd'hui comme un acquis et une option « sans regret » des scénarios prospectifs ; une position qui permet une nouvelle fois de mettre en exergue la convergence entre les enjeux de la transition bas-carbone et ceux de la résilience face aux crises. En parallèle de l'effort sur la sobriété et l'efficacité énergétique, les énergies bas-carbone – nucléaire et énergies renouvelables – constituent le meilleur rempart face à l'explosion des prix⁸.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/txt/pdf/?uri=celex:52022dc0547&from=en>

⁷ Pour une revue des enjeux de cette réforme pour l'évolution du marché électrique européen, voir, par exemple : RÜDINGER A. (2022), *Entre crises et urgence d'accélérer la transition : quels enjeux pour l'évolution des marchés électriques français et européen ?*, <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/entre-crisis-et-urgence-daccelerer-la-transition-quels-> ; ou FSR (2022), *Between crises and decarbonisation: realigning EU climate and energy policy for the new "State of the World"*, <https://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/2022/06/Manifesto.pdf>

⁸ Notons au passage, l'intérêt, dans le contexte actuel, des mesures de sobriété et d'efficacité énergétique focalisées sur la consommation d'électricité : en effet, chaque MWh additionnel produit à partir d'une EnR ou chaque économie d'électricité réalisée permettent actuellement de ne pas faire appel à 2 MWh produits grâce à du gaz naturel.

Considérant que les premiers réacteurs nucléaires additionnels seront opérationnels au mieux vers 2035, un effort très volontariste de développement des énergies renouvelables électriques reste indispensable d'ici cette échéance si l'on souhaite accélérer l'électrification et préparer la transition du système électrique français à moyen terme.

Au-delà du besoin de simplification sur le plan réglementaire, on peut s'interroger sur le fait de savoir si le principal obstacle ne se situe pas aujourd'hui dans l'absence d'une vision politique plus ambitieuse et surtout... plus consensuelle. Cela impliquerait de dépasser de toute urgence la controverse stérile et persistante qui vise à présenter les énergies renouvelables électriques et le nucléaire comme des alternatives « exclusives » l'une de l'autre, pour se mettre d'accord sur un impératif clair : face à l'urgence climatique, à la crise énergétique et au besoin de renforcer la sécurité de nos approvisionnements, il faut mobiliser tous les leviers en même temps et accélérer cette mobilisation. Si une telle conclusion semble aujourd'hui s'imposer dans les cercles d'experts (notamment dans les scénarios prospectifs de RTE), elle semble encore loin de faire l'unanimité dans le débat public et politique⁹.

La grande concertation publique sur le mix énergétique ainsi que le débat public sur le lancement du nouveau programme nucléaire, deux consultations initiées en octobre 2022, constituent des opportunités réelles de construire ce consensus, en passant d'un débat idéologique à une réflexion opérationnelle : l'intermittence, la souveraineté en matière de métaux et de terres rares, la gestion des déchets nucléaires, le démantèlement, etc. : ce ne sont pas là des faiblesses insurmontables disqualifiant telle ou telle technologie..., mais bien des défis auxquels notre société doit apporter collectivement des réponses opérationnelles.

Au-delà de la concertation : l'appropriation locale comme levier d'accélération et d'acceptation de la transition

La nécessité d'accélérer le développement des énergies renouvelables est aujourd'hui formellement reconnue à l'échelle européenne comme française¹⁰. Selon

⁹ Dernière illustration en date : la création, à l'Assemblée nationale, d'une commission d'enquête « visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France » de façon rétrospective, depuis 2011, en s'intéressant principalement aux décisions prises en matière de nucléaire, alors qu'il serait bien plus urgent de lancer des travaux sur les leviers à mettre en place pour améliorer à court et moyen terme (et donc avant 2035) la souveraineté énergétique de la France, https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/textes/l16b0218_proposition-resolution

¹⁰ Même si l'on peut noter que le projet de loi correspondant – présenté au Sénat, en septembre 2022 – aurait pu être mis en discussion dès le début de la crise (en septembre 2021), afin de débloquer au plus vite une grande partie des 20 GW de projets (des projets éoliens et photovoltaïques, principalement) placés en file d'attente.

la volonté du gouvernement, cette accélération devrait essentiellement passer par des simplifications réglementaires et administratives ; une position partant du constat qu'en France, les projets EnR connaissent des délais de mise en service bien plus importants que dans les pays voisins (7 à 8 ans pour l'éolien terrestre en France contre 2 à 3 ans en Allemagne). C'est là une approche probablement pertinente, même si elle suscite une importante levée de bouclier de la part des opposants et des parties prenantes, qui craignent une régression sur le plan du droit de l'environnement et une dilution des contraintes en matière de respect de la biodiversité¹¹.

À l'inverse, un autre levier important reste entièrement ignoré dans le projet de loi : la participation des collectivités locales et des riverains à la réflexion sur les projets concernant leur territoire, une participation constituant à la fois un levier d'appropriation au plan local et un excellent garde-fou pour assurer une intégration territoriale réussie de ces projets, en y incluant les enjeux relatifs au paysage et au respect de la biodiversité.

Les projets à gouvernance locale : un potentiel considérable

De quoi parle-t-on précisément ? Les projets d'énergies renouvelables à gouvernance locale, également désignés par l'expression « projets citoyens », correspondent à des projets auxquels les citoyens et les collectivités locales participent directement et de façon significative à la gouvernance (en termes de pouvoir décisionnel (droits de vote, capacité de blocage...) et de durée)¹² et au financement (apports de fonds propres). Ils constituent ainsi la forme la plus aboutie des projets dits « participatifs » pris au sens large, qui intègrent notamment ceux reposant sur un financement participatif¹³. En incluant les acteurs locaux à toutes les phases de développement des projets, et ce dès leur émergence, ce type de conduite des opérations permet non seulement de favoriser l'acceptation, mais aussi l'intégration locale de ces projets. Selon une étude publiée à la fin 2019, ils peuvent générer entre 2 à 3 fois plus de retombées économiques pour le territoire

¹¹ <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/biodiversite-les-ong-denoncent-limpact-du-projet-de-loi-dacceleration-des-energies-renouvelables/>

¹² Ce critère est souvent apprécié de façon différente selon les sources : certains considèrent que les acteurs locaux doivent détenir *a minima* une minorité de blocage (25 % des droits de vote), d'autres qu'ils détiennent le « contrôle effectif » au sens de l'article L.233-3 du Code de commerce (> 40 % des droits de vote, aucun autre actionnaire ou groupe d'actionnaires ne détenant une fraction supérieure), voire la majorité absolue (< 50 %).

¹³ Le financement participatif des projets d'énergies renouvelables implique une participation financière des citoyens et autres acteurs locaux, généralement limitée dans la durée (4 à 5 ans pour les projets bénéficiant du « bonus participatif » octroyé dans le cadre des appels d'offres nationaux de la CRE) et ne conférant pas nécessairement de pouvoirs de décision au niveau de la société en charge de réaliser le projet.

d'implantation, qu'un projet porté à 100 % par un acteur industriel extérieur¹⁴.

Selon l'observatoire du réseau national Énergie partagée, on compte actuellement 290 projets citoyens en développement ou en service en France¹⁵. En conclusion d'une réflexion menée par un groupe de travail national tout au long de l'année 2021, la ministre de la Transition écologique et solidaire avait présenté un plan d'action et un objectif national visant à développer 1 000 nouveaux projets d'ici à 2028¹⁶.

Cette annonce constitue un objectif assez ambitieux au regard de la trajectoire historique, mais elle n'épuise pas le potentiel théorique de ce modèle de développement. En effet, en Allemagne, la moitié des 120 GW de capacités renouvelables électriques installées à la fin 2019 était la propriété de citoyens (30 %), d'agriculteurs (10 %) et d'entreprises (publiques et privées) locales et correspondait à des investissements déclenchés de plus de 100 milliards d'euros.

Empowerment et résilience : les clés pour sortir de la crise ?

La crise de l'énergie soulève en filigrane les mêmes questions que l'appropriation locale et citoyenne des projets précités. Nous pouvons certes choisir de dépenser chaque année des dizaines de milliards d'euros pour maintenir artificiellement les prix des énergies à leur plus bas niveau, tout en faisant croire que rien ne change, et en augmentant encore plus la vulnérabilité de notre société aux crises futures. Ou alors, nous pouvons faire le choix de développer collectivement nos capacités de résilience, en accélérant la transition énergétique à toutes les échelles et en donnant à tous les acteurs les moyens de réduire leur dépendance, et, *in fine*, à l'énergie en général, et aux énergies fossiles importées en particulier.

En somme, il nous faut choisir entre revenir au monde d'avant ou nous préparer à celui d'après.

¹⁴ <https://energie-partagee.org/etude-retombees-eco/>

¹⁵ <https://energie-partagee.org/decouvrir/energie-citoyenne/chiffres-cles/>

¹⁶ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/EnR%20citoyennes.pdf>

Le consommateur, acteur de la sobriété énergétique ? Une approche sociologique

Par Stéphane LA BRANCHE

Sociologue indépendant du climat et de l'énergie, coordonnateur scientifique du GIECO/IPBC¹ –
Groupe international d'experts sur les changements de comportements

Suite à plus de trente projets de recherche menés en sociologie du climat et de l'énergie dans différents secteurs, nous présentons dans cet article quelques éléments majeurs de compréhension des interactions entre les individus et l'énergie, afin de mieux expliquer ce que représente « faire des efforts de sobriété au quotidien ». La sobriété est beaucoup plus complexe que ce que les représentations communes laissent à penser et elle est aussi plus difficile à mettre en œuvre. Elle doit être distinguée de l'efficacité et de la gestion de l'énergie, car ces deux aspects ne renvoient pas aux mêmes facteurs de changements et de non-changements comportementaux et cognitifs que la sobriété. Nous présentons en fin de cet article quelques profils socioénergétiques.

Introduction

Il y a plusieurs années de cela, un ingénieur travaillant dans une entreprise de distribution d'énergie m'a, dans le cadre d'un projet de recherche à forte teneur technique, saisi de cette interrogation : « Mon outil fonctionne ! Alors, pourquoi les clients ne l'utilisent-ils pas correctement ? On les a informés des avantages, de la réduction des coûts. Et, en plus, c'est bon pour le climat ! Dites-nous comment faire pour qu'ils adhèrent et qu'ils deviennent plus sobres ! ».

À travers cet article, nous visons à expliquer pourquoi apporter une réponse à cette question est compliqué. Sans le savoir, cet ingénieur bienveillant soulevait non pas une question, mais plusieurs questions qui renvoient à différents facteurs : énergie, nouvelles technologies, information, innovation et pratiques. Pourtant, la question n'est pas dénuée d'intérêt. Dans le contexte de la Stratégie nationale bas-carbone qui vise à la neutralité d'ici à 2050, tous les acteurs de l'énergie (les producteurs, les distributeurs, les gestionnaires et les consommateurs) devront faire des efforts de réduction et de décarbonation. Dans ce cadre, les appels à la sobriété sont de plus en plus nombreux, voire insistants avec la guerre en Ukraine ; et, à long terme, les scénarios montrent que l'on ne pourra pas atteindre l'objectif de neutralité carbone sans des efforts de réduction de la consommation finale, incluant celle des ménages.

Dans cet article, à visée pédagogique, nous apportons un regard sociologique sur cette problématique en posant deux questions *a priori* « simples », mais

qui sont lourdes de conséquences : qu'est-ce que la sobriété et quels en sont les freins et les moteurs pour les ménages dans leur quotidien ? Dans ce texte, nous ne renvoyons pas à des considérations théoriques ou idéalistes sur la capacité et la volonté des ménages à s'engager dans une démarche de sobriété. Nous présentons ici une sociologie du quotidien qui prend en compte les freins et les moteurs des changements dans les pratiques énergétiques, tels qu'ils sont vécus par les ménages. Nous nous attarderons succinctement sur l'apport des nouvelles technologies dans ce domaine et porterons un regard sociologique sur la question de la flexibilité.

Quelques termes de sociologie de l'énergie

Pour comprendre les termes utilisés dans cet article, nous allons définir au préalable quelques notions issues de la sociologie de l'énergie. Cette discipline pose la question des interactions entre les représentations sociales, les valeurs, les connaissances et les pratiques individuelles et collectives en matière d'énergie.

Avant d'aller plus loin, distinguons trois volets de la maîtrise de l'énergie (MDE) : la sobriété, l'efficacité et la gestion de l'énergie. Et intéressons-nous à leurs liens avec une notion clé de la sociologie : les représentations sociales.

Une représentation sociale est une réalité mentale qui « nous guide dans la façon de nommer et de définir

¹ <https://www.ipbc.science/>

ensemble les différents aspects de notre réalité de tous les jours, dans la façon de les interpréter, de statuer sur eux et, le cas échéant, de prendre une position à leur égard et de la défendre (...) » (Jodelet, 2012, pp. 47-48). Les études que nous avons réalisées le montrent : les représentations sociales en matière de comportements jouent un rôle plus important que l'information. Une nouvelle information a même tendance à être réinterprétée par le système cognitif (la manière dont on pense) pour qu'elle se conforme au schéma préexistant. Dans le cas où cette réinterprétation est impossible, l'information peut être rejetée comme étant fautive ou inintéressante. Mais quels sont les liens de ces représentations sociales avec l'énergie ?

La place de l'énergie dans les représentations sociales a évolué au cours des dernières années, passant d'une thématique invisible aux yeux de la plupart des individus à un enjeu à la fois climatique, économique, géopolitique, environnemental et social. Mais ce processus est loin d'être achevé ; il n'est pas en outre homogène. Car, par défaut, les représentations et les pratiques préexistantes tendent davantage à ralentir le changement dans les pratiques qu'à l'accélérer. La raison : l'intériorisation d'une nouveauté n'est pas chose efficace dans notre quotidien, cela demande de l'énergie, du temps et des efforts.

Efficacité, gestion et sobriété

Revenons maintenant sur les trois volets précités de la MDE : l'efficacité, la gestion et la sobriété, à laquelle nous nous intéresserons plus largement ici (en laissant de côté la production d'EnR) :

- L'efficacité énergétique renvoie à la dimension technique : par exemple, un sèche-linge récent permet d'obtenir le même résultat qu'un vieil appareil, mais en consommant moins d'énergie.
- La gestion de l'énergie se rattache à la manière de consommer de l'énergie sans changer de comportement, telle la modification des créneaux horaires d'utilisation des postes de consommation ou la maîtrise à distance du chauffage. La gestion énergétique est facilitée par les nouvelles technologies, mais elle ne mène pas nécessairement à la sobriété.
- La sobriété, pour sa part, renvoie aux comportements qui permettent une consommation moindre : mettre un couvercle sur une marmite, prendre une douche plutôt qu'un bain...

L'idée à retenir ici est que confondre ces trois piliers, c'est commettre une grosse erreur lorsque l'on veut arriver à des changements dans les pratiques, car les moteurs et les freins aux changements ne sont pas les mêmes ! Devenir sobre n'est pas quelque chose de simple², ni d'agréable pour la majorité de la population, car cela implique de changer ses habitudes, alors que, justement, l'efficacité de l'habitude réside en ce qu'elle ne nécessite pas une débauche d'énergie supplémen-

taire pour l'individu. Le changement se réalise en plusieurs étapes, dont la rationalisation du quotidien qui passe par la recherche d'informations, mais surtout une observation de nos propres habitudes et de celles des membres de notre famille. Le poids cognitif et émotionnel est très important, car il s'agit pour nous de devenir conscient que nos actions sont automatisées, afin de pouvoir les modifier. Cela équivaut au fait d'avoir un problème sans avoir de méthodes pour le résoudre. Autrement dit, les habitudes amènent davantage l'individu à rejeter qu'à intégrer les efforts de sobriété. Ce qui ne signifie nullement que le changement soit impossible : notamment, parce que chez une certaine proportion d'individus, les efforts sont perçus comme un jeu, un défi personnel à relever. Il importe alors de tenir compte de ces éléments si l'on souhaite inciter à la sobriété.

La diversité des réactions face à la demande de sobriété est également liée à la diversité et à la complexité des facteurs psychologiques et sociaux, à la perception que chacun a de sa responsabilité et des impacts de ses efforts, au niveau d'éducation, à celui des revenus et à la catégorie socioprofessionnelle d'appartenance. En guise d'exemple, on peut observer que pour certains de ceux que nous avons interrogés, la sobriété signifie « se serrer la ceinture ». Une interrogée en situation de précarité nous a confié qu'elle « aimerait avoir des outils pour consommer moins, tout en utilisant plus », ce qui va nous amener à parler de l'« effet rebond ». Mais avant, on peut observer qu'un individu peut aussi faire des efforts pour diminuer ses émissions de GES, sa facture libellée en euros, ses kWh consommés, pour en faire un exercice de travail sur soi ou pour maintenir ou accroître son confort.

L'effet rebond surgit lorsqu'un comportement diminue l'amélioration de l'efficacité énergétique attendue, et ce justement, parce que l'acteur est informé de la diminution de sa consommation (Sorrel, 2007). Cela l'incite par la suite à augmenter sa consommation brute. Le fait de savoir conduit à des comportements contreproductifs. Cet effet rebond varie d'une technologie à une autre et selon les comportements étudiés : les efforts réalisés en matière de chauffage, d'éclairage, de consommation ou de déplacement ne provoquent pas des effets de rebond de même ampleur, ni les mêmes effets rebonds. On parle d'effet rebond direct, lorsque celui-ci peut provoquer une diminution de l'efficacité attendue jusqu'à aboutir à une perte partielle ou nette d'efficacité, c'est le « backfire ». L'effet rebond indirect, quant à lui, consiste en un transfert d'un domaine à un autre : diminuer la facture de chauffage permet de faire un voyage ou de s'acheter un écran plat. L'arrivée massive des véhicules électriques pourrait provoquer une baisse dans l'usage des modes de transports collectifs. Pour notre part, nous en ajoutons un autre, l'effet rebond préventif : nous avons observé que face à l'information d'un effacement à venir, un ménage augmentera au préalable la température de chauffage de son logis au-delà de la limite habituelle, afin de pouvoir rester dans sa zone de confort lorsque le chauffage sera coupé.

En d'autres termes et pour revenir à la question de départ de l'ingénieur, les raisons pour lesquelles son

² Voir les excellents travaux de M.-C. Zelem à ce sujet (voir les références bibliographiques).

outil n'était pas « correctement » utilisé sont nombreuses. Au final, et comme la sociologie le montre si bien, les objets techniques et l'énergie sont des « objets sociaux » comme les autres : ils sont sujets à des représentations sociales, à des jugements de valeur en fonction de niveaux de connaissances et de réactions émotionnelles variés. Cela explique le décalage entre l'usage prévu par le technicien et l'usage réel, celui fait par l'utilisateur final. Mais cela soulève une autre interrogation, qui questionne un autre postulat portant sur le lien entre information et action.

Les résultats de nos études en matière d'environnement, de climat et d'énergie nous ont amenés en effet à revisiter le postulat selon lequel informer les consommateurs sur la crise climatique conduirait logiquement à une diminution de la consommation d'énergie. Selon la présentation précédente, on voit bien qu'il ne s'agit pas d'un simple refus. Mais existerait-il autant de manières d'entrer en interaction avec l'énergie qu'il existe d'individus ? Heureusement, non.

Les profils énergétiques³

Un des apports de la sociologie est qu'une fois que l'on a compris les sources de la diversité des interactions, il est alors possible d'identifier des tendances plus larges. Nous avons ainsi identifié quelques logiques d'action et représentations générales, que nous avons appelées « profils énergétiques » :

- Le techno-ludique est passionné par les nouvelles technologies. Il prend plaisir à s'informer sur les nouveautés technologiques, notamment les nouvelles applications et les évolutions d'Internet. Il y consacre beaucoup de temps. Ni l'énergie en tant que telle ni les kWh ne l'intéressent – il ne comprend pas ou peu ce que cela recouvre. Ce qui l'attire, ce sont les nouvelles technologies et, surtout, d'en disposer avant les autres. Il se perçoit comme un innovateur en matière de technologies.
- L'énergiphile s'intéresse d'abord et avant tout à l'énergie en tant que telle. Ce profil a été surtout relevé dans des projets associant nouvelles technologies et énergie et, à de moindres égards, dans des projets relatifs à la sobriété et, par association, à l'écologie. La connaissance énergétique de l'énergiphile est importante : les kWh ont pour lui une signification – mais sont incompris par les autres –, et il comprend les enjeux de stabilité du réseau et ceux des effacements – c'est d'ailleurs le seul à les comprendre. Pour l'énergiphile, la réduction de la consommation d'énergie en tant que telle est un but plus important que la réduction de ses factures en euros ou de son empreinte écologique. À noter qu'il a à cœur de garantir l'accès à l'énergie à tous, selon une éthique énergétique.

- L'économe veut réduire son budget Énergie. Cette logique est présente dans toutes les expérimentations analysées, mais est minoritaire, ce qui soulève la question du poids du signal-prix ! Elle est plus fortement présente chez les plus précaires et est parfois en lien avec l'écologie – une logique hybride que nous avons qualifiée « d'éconologique ».
- L'écophile est sensible aux questions environnementales et climatiques. L'énergie représente pour lui un problème écologique. Il est sociologiquement plus représentatif de la classe moyenne/moyenne-sup, laquelle est la plus intéressée par les questions environnementales. L'écophile s'amuse avec des pratiques relatives à la maîtrise de soi et qui sont génératrices de changements dans nos usages, alors que, pour les autres, cela constitue une charge cognitive négative importante.
- L'impuissant se sent démuni face aux enjeux de la transition. C'est une préoccupation pour lui, mais il ne pense pas pouvoir agir ou faire autrement, invoquant le fait qu'il n'a pas les outils nécessaires. En lui fournissant une offre de services en matière d'information mais surtout un accompagnement, il peut entrevoir un potentiel gain. Mais sa « conversion » à un autre profil n'est pas prévisible en l'état actuel de nos connaissances.
- L'indifférent ne se soucie pas de la transition énergétique, même s'il peut y porter un intérêt rationnel, de l'ordre de la curiosité intellectuelle. L'énergie n'est pas pour lui une préoccupation ; il ne comprend pas en quoi c'est un enjeu. Il n'est pas contre, mais cela ne le concerne pas. La réduction de sa facture ne l'intéresse pas beaucoup plus. Il est parfois convaincu, par défaut, que de toute manière, quoi qu'il fasse, cela ne changera rien.
- Le réfractaire rejette tout effort de sobriété. Chaque message visant à la sobriété ou même à l'efficacité est interprété par lui comme « devoir se serrer la ceinture ». Ce sont « les Chinois, le gouvernement et les grandes entreprises qui doivent bouger, pas les citoyens ! » Que ce soit l'effort physique ou cognitif, aucun d'eux n'est acceptable, car cela signifie une attaque au regard de son confort et de sa qualité de vie.

On peut relever quelques tendances générales. D'abord, pour la majorité des interviewés, ni les économies financières ni la protection de l'environnement ne sont citées comme des motivations uniques. Elles font plutôt partie d'un ensemble de valeurs qui sont liées, mais pas toujours en harmonie les unes avec les autres. Certains font des efforts pour intégrer deux types de logiques dans le but d'arriver à de meilleurs résultats ou d'en tirer des bénéfices multiples, c'est le cas des économes ou des technophiles au travers de l'expression de valeurs écologiques fortes. À l'exception des écophiles, l'écologie est surtout mobilisée pour justifier certaines conduites : on réduit sa facture et, « en plus, c'est bon pour l'environnement ! ». Dans la réalité, une logique domine, mais les logiques s'entrecroisent et entrent en conflit.

³ Les études à la base des résultats présentés dans cet article sont listées en annexe. Elles incluaient des entretiens semi-directifs réalisés en face-à-face, ainsi que des enquêtes Internet se composant en tout de plus de 200 entretiens semi-directifs et de plus de 350 répondants à des questionnaires.

Quel que soit le profil, la préservation pour chacun de son confort (physique ou cognitif) reste prioritaire. Il s'agit de faire le moins d'efforts possibles de rationalisation et d'évaluation dans son quotidien. Souvent, les efforts réalisés en matière de réduction de la consommation d'énergie visent à préserver, voire à accroître son confort pour un coût moindre ou égal. Ainsi, que ce soit par le biais de la gestion ou de l'efficacité, l'économiste visera à accroître ou à maintenir son confort sans avoir à payer davantage ; l'énergiphile voudra, quant à lui, réduire sa consommation de kW/h, sans pour autant perdre au niveau de son confort et même, dans l'idéal, en améliorant celui-ci ; les écophiles, pour leur part, viseront à plus de sobriété, ils accepteront davantage de rogner sur leur confort que la moyenne, mais dans certaines limites.

De manière globale, on peut catégoriser la population en trois groupes, en fonction des efforts qu'elle fait en matière de réduction de sa consommation (d'énergie certes, mais aussi, plus globalement, de produits, en matière de mobilité, etc.) :

- 20 % d'individus moteurs, qui veulent changer plusieurs aspects de leurs modes de vie respectifs et qui sont fortement intéressés par la sobriété ;
- 60 % d'individus qualifiés de « variables », qui vont résister ou, au contraire, s'engager à réaliser différents types d'efforts selon leur secteur d'activité ou la phase de leur vie où chacun d'eux se situe ;
- les 20 % restants sont des résistants. Ils refusent toutes injonctions au changement, et ce quel que soit l'argumentaire.

À noter qu'au regard de la réalité sociale diversifiée dont nous parlions plus haut, les chiffres varient selon le secteur d'activité : demander aux gens de faire de la rénovation, ce n'est pas leur demander de moins utiliser leur voiture, ni de devenir végétarien !

Conclusion

Pour conclure, ces quelques résultats, s'ils peuvent paraître anecdotiques, ont cependant des incidences fortes sur de nombreux aspects des efforts de réduction réalisés au niveau collectif. Cela conduit à réinterroger :

- la place de la science et de l'environnement dans les processus décisionnels quotidiens ;
- la communication et son contenu ;
- les secteurs objets des préoccupations des populations ;
- mais aussi, et surtout, les modes d'accompagnement à mettre en œuvre pour espérer atteindre des objectifs de réduction qui ne sont jamais optimaux, mais qui, sans un accompagnement correspondant aux représentations sociales, seront encore moins probants.

Annexe

Les profils énergétiques ont été élaborés à partir de plusieurs études empiriques, dont :

Fiche technique « Intermittence Plus – Insertion des chauffe-eau performants dans le réseau », étude de l'Ademe AAP – Réseaux électriques intelligents. Intermittence plus, sur la période 2016-20, La librairie Ademe.

« Une vision de la société française Zéro émission nette à 2050 », étude réalisée en 2018 par Enerdata, Carbone 4 et Solagro pour le consortium Entreprises pour l'Environnement, sur la thématique « Zero émission nette en 2050 : une neutralité carbone à quel prix ? », consultable sur le site de Médiaterre (mediaterre.org).

« Modalités d'appropriation des offres du *smartgrid* GreenLys dans l'habitat », étude réalisée en 2015 pour le consortium EDF-GDF-Schneider et l'Ademe, publiée sur Greenlys/Smart Grids – Le site édité par la CRE (smartgrids-cre.fr)

"Empowering customers to save energy by informative billing", enquête réalisée en 2014 pour l'ALEC, HESPUL et GEG, dans le cadre d'une recherche bénéficiant d'un financement au titre du programme européen « Intelligent Energy – Europe (IEE) ». Accessible via le site de l'Université de Ghent (ugent.be) qui est responsable du volet sociologique « Empowering Customers to Save Energy by Informative Billing – Power-Link ».

« Analyse qualitative du défi FAEP : motivations et pérennité des gestes », étude réalisée en 2012 pour la région Rhône-Alpes et Prioriterre. Voir la nouvelle version, accessible via le site de Défi Déclis, anciennement Famille à Énergie positive : Déclis (defis-declis.org).

« La capacité des entreprises à lutter contre l'effet de serre : freins et blocages ; opportunités et facteurs de succès », étude réalisée en 2011 pour le Grand Lyon (métropole de Lyon).

Références bibliographiques

BRISEPIERRE G., BESLAY C., VACHER T. & FOUQUET J.-P. (2013), « L'efficacité comportementale du suivi des consommations en matière d'économie d'énergie dépend des innovations sociales qui l'accompagnent », synthèse de l'étude sociologique de l'Ademe/GrDF portant sur les campagnes de sensibilisation aux économies d'énergie basées sur le suivi des consommations.

GARABUAU-MOUSSAOUI I. (2009), « Vers une génération de la modération ? Pratiques, représentations et systèmes de consommation énergétique selon les âges sociaux », in DOBRÉ M. & JUAN. S. (dir), *Consommer autrement, la réforme écologique des modes de vie*.

JODELET D. (dir.) (2012), *Les représentations sociales*, Paris, Presses universitaires de France, 447 pages.

LA BRANCHE S. (2015), « Éléments politiques et sociologiques de la transition énergétique en France », *Revue Vie économique*, vol. 6, n°2.

LA BRANCHE S. (2009), « L'insoutenable légèreté environnementale de la participation : une problématisation », *Vertigo*, vol. 9, n°1.

LA BRANCHE S. (2013), "Paradoxes and Harmony in the Energy-Climate Governance Nexus", in DYER H. & TROMBETTA J., *The International Handbook of Energy*, Edward Elgar Publ.

NICOLET A.-L. & LA BRANCHE S. (2013), « Modalités d'appropriation des offres GreenLys dans l'habitat », projet GreenLys.

SIRGUEY F., JOLY O. & LA BRANCHE S. (2012), « Défi FAEP : motivations et pérennité des gestes », analyse qualitative réalisée pour la région Rhône-Alpes et pour Prioriterre.

SORRELL S. (2007), "The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency", A report produced by the Sussex Energy Group for the Technology and Policy Assessment function of the UK Energy Research Centre.

ZÉLEM M.-C. (2010), *Politique de maîtrise de la demande d'énergie et résistance au changement, une approche socio-anthropologique*, Paris, L'Harmattan.

ZÉLEM M.-C. (2013), *Débat national sur la transition énergétique : enjeux et réalités de la sobriété. Une simple question de sémantique ?*

Le pilotage coordonné des consommations pour mener à bien la transition énergétique

Par Pierre BIVAS

Cofondateur de Voltalis

La transition énergétique est assortie d'une révolution copernicienne dans l'électricité : avec toujours plus de productions renouvelables, intermittentes et décentralisées, assurer l'équilibre entre production et consommation à tout instant requiert désormais de piloter la consommation. C'est l'objet d'un nouveau métier consistant à optimiser en temps réel la consommation de millions d'appareils électriques en les pilotant à distance et de façon coordonnée.

La transition énergétique appelle en effet à de fortes évolutions du côté de la consommation, en particulier du fait de « l'électrification des usages », notamment la diffusion des pompes à chaleur et des véhicules électriques. Surgissent ainsi de nouvelles opportunités en matière de pilotage, au bénéfice des consommateurs. Ce pilotage se révèle déjà très précieux dans la crise actuelle, car il a un impact énorme en termes de modération des prix.

Au sein du secteur de l'électricité, le pilotage coordonné des consommations constitue un nouveau métier, qui est indispensable pour la conduite de la transition énergétique.

Traditionnellement, le système électrique était piloté par l'offre : un petit nombre de centrales étaient programmées pour alimenter le réseau à hauteur de la demande prévisionnelle. Puis, pour s'adapter à la demande en temps réel, la souplesse était apportée par des centrales utilisant des combustibles fossiles. Mais ces centrales chères, polluantes et émettrices de CO₂ sont progressivement fermées. La production est devenue de plus en plus intermittente au fur et à mesure que l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque y prenait une part plus grande. Aussi, est-il maintenant indispensable que la consommation devienne pilotable pour l'adapter aux variations de la production, et plus seulement l'inverse.

Ce nouveau métier, né en France, devient mondial dans le but de sécuriser la transition énergétique et, en ces temps de crise, pour économiser l'énergie, faire baisser les prix de gros et protéger au mieux tous les consommateurs.

De l'effacement diffus au pilotage coordonné des consommations pour mener la transition énergétique

Aux origines, était l'effacement diffus

Il y a deux décennies, le chauffage électrique semblait être un véritable boulet pour le système électrique. Il s'était développé en France ainsi que dans d'autres

pays dotés eux aussi de centrales nucléaires, mais il en résultait une augmentation de la consommation en hiver, avec des pics exceptionnels quelques jours par an qu'il fallait bien couvrir au moyen de centrales dédiées, fonctionnant souvent au fioul.

C'est dans ce contexte qu'est apparue une première application du pilotage coordonné des appareils électriques : « l'effacement diffus » des radiateurs. Concrètement, il s'agit de les mettre en pause à tour de rôle, en opérant ce lissage sur un grand nombre de bâtiments (logements, bureaux, commerces, bâtiments publics). Cette pratique présente un double avantage : d'une part, chacun des radiateurs n'étant arrêté que quelques minutes, cette pause dans leur utilisation est insensible pour les occupants en termes de confort, mais est source de multiples petites économies d'énergie. D'autre part, à l'échelle du pays, cet « effacement diffus », c'est-à-dire le cumul de ces petites baisses de consommation, permet de réduire la demande globale, ce qui a trois effets bénéfiques :

- tout d'abord, en termes physiques : cela permet d'écarter les pics de consommation, et donc d'éviter le recours aux centrales de pointe qui sont polluantes et coûteuses ;
- ensuite, en termes d'organisation de marché : cet « effacement diffus » peut être proposé sur le marché de gros comme une alternative à ces productions d'électricité ;
- enfin, en termes de prix : l'effacement diffus est sélectionné par le marché dès lors qu'il s'avère moins cher que les productions précitées auxquelles il se substitue ; le prix de marché en est ainsi réduit.

Une application du pilotage coordonné durant la crise actuelle pour protéger les consommateurs

Dans la crise que nous traversons, l'effacement diffus devient un allié tout particulièrement précieux : il apporte en effet une réponse dès lors que les prix sont très élevés, non pas seulement à de rares moments de la journée, mais souvent durant de nombreuses heures, notamment quand il est fait appel aux centrales à gaz pour produire de l'électricité en Europe. Les réductions des consommations sont les bienvenues pour éviter ce recours au gaz, et ainsi modérer les prix de l'électricité.

L'impact sur les prix est majeur. En effet, sans pilotage, la demande d'électricité est très peu flexible, donc une augmentation de la demande même faible (de 1 à 5 %) induit une très forte hausse des prix (pouvant se situer entre 30 et 50 %, voire atteindre 100 et même 200 % comme cela a été constaté en 2022). À l'inverse, une petite réduction de la demande induit une très forte baisse des prix, ce qui protège tous les consommateurs. En outre, disposer à tout moment de cette possibilité qu'est l'effacement réduit la volatilité du marché dont souffrent les fournisseurs.

Quant aux pics, il s'agit de les écrêter pour éviter des délestages brutaux. Durant cette année, les capacités disponibles ont été limitées (aussi bien du côté du gaz, que du côté du nucléaire et même des barrages (en raison de la sécheresse)). Plutôt que de devoir recourir aux délestages, l'effacement diffus offre là encore une solution bien préférable pour les consommateurs : une mise en pause pendant dix minutes des radiateurs est quasi insensible pour eux, tandis qu'être privé d'électricité pendant deux heures est bien plus gênant.

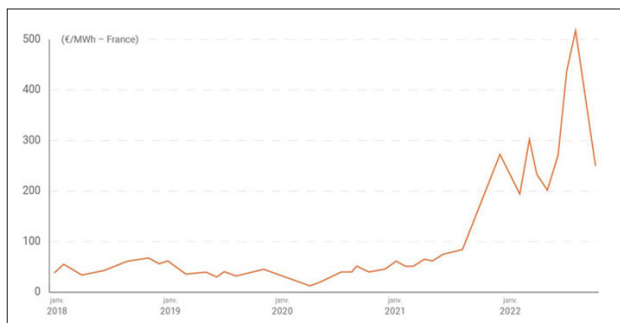


Figure 1 : Évolution des prix de gros de l'électricité depuis 2018 – Source : IPFEN/Reuters.

De nouveaux défis et de nouveaux usages avec la transition énergétique

Au-delà de la crise actuelle, la transition énergétique fait surgir de nouveaux besoins, auxquels le pilotage coordonné des consommations permet de répondre.

Bien sûr, de façon générale, il demeure utile d'optimiser les consommations et, surtout, de les réduire pour économiser l'énergie et modérer les prix en évitant le recours à des centrales coûteuses. Il ne s'agit plus simplement d'un effet appréciable, mais c'est devenu indispensable pour maintenir l'équilibre du système lors des

périodes de faible production d'origine renouvelable. À l'inverse, lorsque cette production est abondante, c'est le bon moment pour activer les chauffe-eau ou recharger les véhicules électriques. Assurer un pilotage fin des consommations dans le temps devient donc indispensable pour la sécurité d'approvisionnement et pour un usage efficace des énergies renouvelables. Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » a ainsi mis en évidence des besoins de flexibilité pouvant aller de 100 à 200 GWh par jour, ce qui témoigne d'un besoin quotidien de grande ampleur allant bien au-delà de celui correspondant aux pics de consommation.

Il sera également de plus en plus nécessaire d'assurer un pilotage géographiquement ciblé, car nos réseaux sont et seront de plus en plus sollicités, en particulier au niveau local pour les réseaux de distribution. En effet, la production n'est plus seulement injectée dans le réseau de transport, comme c'était le cas lorsque celle-ci était assurée par les grosses « centrales » : aujourd'hui, les installations de production décentralisée, à l'instar des panneaux solaires placés sur les toits des maisons, sont directement raccordées aux réseaux de distribution. Par ailleurs, les consommations augmentent avec l'électrification des usages, sollicitant là encore de façon de plus en plus importante les réseaux de distribution. Par conséquent, il est impératif de gérer à l'échelle locale l'équilibre entre la production et la consommation. À défaut, le réseau connaîtra des congestions, donc des périodes d'indisponibilité, ou bien il faudrait considérablement le renforcer, ce qui supposerait des investissements colossaux, et donc serait à la fois coûteux et source de nuisances au niveau local.

Face à ces défis, trois bonnes nouvelles méritent d'être soulignées :

- Les pompes à chaleur et les véhicules électriques viennent augmenter ce qui constitue la ressource pilotable. En effet, comme pouvaient déjà l'être les radiateurs classiques ou les chauffe-eau, ils peuvent eux aussi être mis en pause quelques minutes sans gêner en rien les consommateurs.
- Les solutions techniques de pilotage sont déjà disponibles et éprouvées à grande échelle avec l'effacement diffus ;
- L'expérience a aussi montré que les consommateurs



Figure 2 : Un radiateur équipé d'un boîtier de pilotage Voltalis – Photo©Voltalis.

sont très heureux d'y participer : ils sont nombreux à se porter volontaires pour voir équiper leurs logements de ces solutions, et ce d'autant plus que c'est totalement gratuit pour eux.

Les deux piliers du pilotage coordonné des consommations

Premier pilier : une technologie innovante éprouvée à grande échelle

Le pilotage coordonné des consommations requiert une interaction à distance en simultané avec un très grand nombre d'appareils électriques et le traitement en temps réel d'un grand volume de données.

Pour cela, Voltalis a développé une solution complète se composant d'une plateforme logicielle capable de piloter des millions de boîtiers de différents modèles installés chez les consommateurs et adaptés aux multiples appareils à piloter. Voltalis a aussi développé un savoir-faire pour mener de façon efficace le déploiement de sa solution chez les consommateurs : cela va de la prise de contact avec les consommateurs jusqu'à l'installation des boîtiers de pilotage à leurs domiciles, en incluant les tests de validation à distance. En amont, cela recouvre également la formation des électriciens locaux qui réalisent ces installations. Par ailleurs, Voltalis a obtenu les qualifications requises pour opérer sur les différents marchés de l'électricité en France, qu'il s'agisse des services liés à la sécurisation du réseau de transport (depuis 2009) ou des marchés de gros, qui sont bien plus importants en volume et où elle intervient au quotidien (depuis leur ouverture à l'effacement, à la fin 2013).



Figure 3 : La technologie de pilotage en temps réel de la demande par Voltalis – Photo©Voltalis.

Ce savoir-faire permet à la France d'être très en avance au niveau européen et même au plan mondial. Il y a certes aujourd'hui beaucoup d'autres entreprises – des jeunes pousses, souvent rachetées ensuite par de grands groupes – qui explorent ce nouveau domaine, mais elles en sont encore essentiellement au stade des tests sur des installations pilotes conduits avec quelques dizaines ou centaines de consommateurs.

Cela ne leur permet que des interventions très limitées sur les marchés tant qu'elles ne seront pas passées à l'échelle en termes technologiques.

Ce nouveau métier est très différent de celui traditionnel lié à l'effacement industriel. Depuis des décennies, les industriels électro-intensifs bénéficient de tarifs préférentiels, avec pour contrepartie de contribuer à la sécurité du réseau, par exemple en arrêtant leur fabrication lors des pics de consommation. Solliciter quelques usines pour qu'elles interrompent leur fabrication dans des situations exceptionnelles est un métier très différent de celui consistant à piloter finement des millions d'appareils, et ce de façon quotidienne, dans le but de réduire leur consommation et de coordonner en temps réel leur fonctionnement pour rendre plus efficaces l'ensemble du système électrique et l'usage des renouvelables.

Enfin, de telles fonctions ne peuvent être assurées par le biais des compteurs électriques, même les plus récents (tel que Linky en France, ou ses équivalents en Finlande, en Italie, etc.). En effet, il faut interagir avec chaque appareil (par exemple, un radiateur), ce que ne peut faire un compteur : là où est positionné le compteur, à l'entrée du site de consommation, il n'y a qu'un câble d'alimentation commun à tout le site. Le compteur pourrait certes envoyer des signaux vers l'intérieur du site, à destination des appareils électriques qui s'y trouvent, mais il faudrait alors des boîtiers pour interpréter ces signaux et piloter chacun des appareils. Autrement dit, le compteur ne serait qu'un relais de diffusion de signaux télécoms, le recours à des boîtiers de pilotage resterait donc indispensable. Et, bien sûr, ce n'est pas le métier des gestionnaires de réseaux électriques. De fait, les systèmes d'information qui gèrent les compteurs ne sont pas du tout construits pour assurer un pilotage ciblé et en temps réel d'un grand nombre d'interactions. Ils sont seulement prévus pour relever votre consommation afin d'établir votre facture mensuelle, et, au mieux, ils permettent de piloter votre chauffe-eau en l'activant la nuit (à condition toutefois que vous ayez installé un boîtier *ad hoc*, dit contacteur heures pleines/heures creuses, qui assure cette fonction de pilotage limitée).

Pour assurer l'optimisation des consommations comme peuvent le souhaiter nombre de consommateurs et contribuer à la transition énergétique, il faut disposer d'une solution bien plus avancée, à l'instar de celle que Voltalis a développée. Celle-ci assure déjà la gestion à distance d'un million d'appareils, d'abord en France, puis, plus récemment, dans d'autres pays au fur et à mesure de l'ouverture des marchés.

Deuxième pilier : l'ouverture du marché à l'effacement en tant qu'alternative à la production

Le pilotage coordonné permet d'effacer des consommations, c'est-à-dire de les réduire de façon précise, ce qui évite de produire : l'effacement offre donc une alternative à la production. Organiser cette substitution *via* le marché est le moyen le plus sûr sur le plan technique et le plus efficace économiquement.

En effet, sur le plan technique, l'effacement contribue à l'équilibre du réseau, et ce en deux temps. En premier lieu, sur le marché, l'effacement étant acheté plutôt qu'une production, celle-ci n'a pas lieu : *via* le marché, l'effacement permet donc de réduire la production. En second lieu, l'effacement permet de réduire d'autant la consommation, ce qui assure l'équilibre.

Sur le plan économique, le marché sélectionne l'offre d'effacement dès lors qu'elle se révèle moins chère que les offres de production. Le prix de marché s'en trouve réduit, ce qui bénéficie à tous ceux qui achètent sur les marchés de gros, donc à tous les fournisseurs et, à travers eux, à tous les consommateurs.

En outre, l'effacement est rémunéré au prix de marché (ainsi réduit), ce qui incite les opérateurs à cibler leurs effacements sur les périodes où les prix sont les plus élevés, et non sur les périodes de prix bas. C'est ce qui permet de modérer les prix au bénéfice de tous.

Il faut aussi souligner le fait que cette façon de valoriser l'effacement sur le marché de gros est beaucoup plus équitable et respectueuse des consommateurs que les tentatives, d'ailleurs peu fructueuses, de piloter les consommations par le biais des tarifs de détail. Celles-ci consistent à facturer au consommateur un prix très élevé à certaines périodes (dites « rouges »), pour l'inciter à réduire sa consommation. Les inconvénients de cette approche sont évidents. :

- Le tarif « rouge » s'applique uniformément à la consommation électrique de tous les appareils, ce qui rend hors de prix des gestes essentiels du quotidien, comme cuisiner des pâtes pour ses enfants, sauf à les réveiller au beau milieu de la nuit pour les faire dîner. Au contraire, l'effacement diffus se limite à un pilotage spécifique de certains appareils, et de façon insensible pour le consommateur.
- Le tarif « rouge » expose le consommateur à devoir payer des factures astronomiques s'il ne réduit pas drastiquement ses consommations, ce qui requiert soit d'être présent et vigilant, soit d'avoir installé (à ses frais) des automates arrêtant les appareils durant les périodes critiques. L'effacement diffus, quant à lui, est au contraire totalement gratuit ; il offre en outre au consommateur les moyens d'un pilotage de sa consommation, dont il n'a même pas le souci de leur activation.

Fort logiquement, les consommateurs ont plutôt tendance à fuir ces tarifs bien trop risqués financièrement, tout particulièrement en ces temps de crise. Déjà, durant les deux dernières décennies, les baisses de consommation obtenues par ce moyen ont fondu comme neige au soleil (passant de 6 GW au temps du monopole, à moins du tiers aujourd'hui). Les fournisseurs eux-mêmes ont cessé d'en faire la promotion, jusqu'à tout récemment, où ils ont demandé des subventions pour les rendre plus attractifs, ce qui est plutôt paradoxal.

La nouvelle approche que constitue l'effacement diffus est bien plus juste et suscite, au contraire, l'adhésion des consommateurs : 75 % de ceux auxquels Voltalis a proposé de participer ont accepté et ont été équipés de la solution dans le mois qui a suivi. La raison tient au



Figure 4 : MyVoltalis, l'application de pilotage du chauffage et de suivi de la consommation électrique – Photo©Voltalis.

fait que c'est une solution qui est pour eux sans risque et ne génère aucun coût. Au contraire, elle est le moyen pour eux de faire des économies d'énergie et de participer à une action solidaire, bénéficiant à tous. Au fond, le pilotage coordonné de leurs appareils électriques permet aux consommateurs volontaires de renforcer leur pouvoir de marché au sein du marché de gros, ce qui bénéficie à tous.

Bien sûr, c'est ici que se situe la clé de voûte du système : il n'y a aucun besoin d'exposer les consommateurs à des prix élevés pour qu'ils acceptent la mise en place d'un système de pilotage transparent pour eux ; ils sont ravis de participer. De plus, c'est gratuit pour eux, car l'opérateur se rémunère en vendant des effacements sur les marchés de gros, où il fait ainsi baisser les prix au bénéfice de tous.

Un métier mondial

Les États-Unis ont été les premiers à ouvrir les marchés de gros à l'effacement, en tant qu'alternative à la production, par une décision du régulateur de mars 2011. Les producteurs traditionnels s'y opposèrent, mais la Cour suprême confirma cette décision et en entérina la justification : faire baisser les prix dans l'intérêt des consommateurs.

Plus précisément, la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a comparé le bénéfice résultant pour les fournisseurs de la baisse des prix de gros au coût, bien moindre, que représente l'achat par eux d'effacements, synonymes d'une consommation réduite de leurs clients et donc de moindres recettes. Dès lors que le bénéfice précité est bien plus grand que ce « coût », il en résulte un bénéfice net pour tous les fournisseurs et, à travers eux, pour tous les consommateurs.

L'Europe a pris une décision similaire en 2019 à l'occasion de l'adoption d'un paquet législatif visant à développer « une énergie propre pour tous ». Les États membres ont, pour la plupart, tardé à traduire cette décision à l'échelle de leur marché national, d'autant plus qu'ils se sont eux aussi heurtés à des résistances de la part de leurs grands énergéticiens, lesquels étaient peu enclins à voir naître ce nouveau métier venant renforcer, en dehors d'eux, le pouvoir de

marché des consommateurs, avec pour conséquence la baisse des prix. Mais, face à la crise actuelle, les États européens se sont fixé ensemble, en octobre 2022, des objectifs de réduction de la consommation à partir du 1^{er} décembre 2022 et durant tout l'hiver, et ont réaffirmé le rôle du pilotage coordonné des consommations dans le marché. Au moment d'écrire ces lignes, ils se mobilisent pour mettre en œuvre ces dispositions.

La France fait figure de pionnière, ayant commencé, il y a déjà plus de dix ans, à ouvrir son marché à l'effacement et s'étant fixé des objectifs significatifs en termes de capacités (dans sa loi de programmation pluriannuelle de l'énergie). Elle a cependant encore des progrès à réaliser, notamment pour résorber des barrières réglementaires de nature technique ou économique. En particulier, faute d'avoir pris en compte les bénéfices pour tous de l'effacement, elle a imposé à cette activité un prélèvement spécifique qui a longtemps entravé son développement sur le marché, jusqu'à ce que ce prélèvement soit compensé par un dispositif spécifique de rémunération hors marché. À ce titre, Voltalis s'est déjà engagée à apporter plus de 700 MW, et les déploiements de sa solution continuent.

Indépendamment de la simplification de son cadre réglementaire, la France peut donc compter sur le déploiement des solutions de pilotage des consommations d'électricité pour poursuivre sur la voie de sa transition énergétique.

Conclusion

Pour conclure, soulignons une caractéristique majeure de cette nouvelle activité qu'est le pilotage coordonné des consommations électriques : elle est indispensable à la transition énergétique et constitue non pas un coût, mais un moyen de faire des économies dont profitent tous les consommateurs.

C'est ce qui explique la mobilisation des acteurs dans les territoires pour en accélérer le déploiement. Ce sont tout d'abord des associations et des collectivités locales, dont plusieurs centaines sont devenues des partenaires de Voltalis. Elles s'impliquent pour que les consommateurs de leurs territoires soient informés et puissent être équipés en priorité. Il faut y ajouter la mobilisation des parlementaires français qui ont adopté deux lois en ce sens, ainsi que le soutien des députés européens, un soutien unanime exprimé à l'occasion de l'adoption de la directive traitant de ce sujet.

Soyons heureux et fiers que ce nouveau métier soit né en France pour contribuer, dans notre pays, dans toute l'Europe et bien au-delà, à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs en même temps qu'à celle du climat.

Nucléaire et renouvelables : le débat public est-il propice à leur acceptabilité ?

Par Chantal JOUANNO

Ancienne ministre

Imposer les projets de la transition énergétique au nom de l'impératif de l'urgence climatique serait un suicide démocratique, tant les enjeux de cette transition sont immenses. Ce serait ignorer notre histoire. La participation du public aux décisions impactant l'environnement est une conquête citoyenne qui est devenue la norme internationale et constitutionnelle de l'approfondissement démocratique. Pour autant, le débat public n'est pas l'outil de l'acceptabilité, il est seulement l'outil d'identification des conditions de faisabilité d'un projet. L'enjeu est d'autant plus important que le nucléaire a une histoire conflictuelle et que les énergies renouvelables emportent des enjeux nouveaux d'occupation de l'espace. Pour qu'un projet soit acceptable, encore faut-il que les décideurs écoutent avec sincérité la parole du public et qu'ils en traduisent les enseignements. L'efficacité d'un débat public tient moins à sa méthode qu'à l'adhésion des décideurs aux fondamentaux de la démocratie participative.

La transition énergétique qui s'impose à nos sociétés se pose dans des termes nouveaux et dépasse la controverse technique ou économique pour interroger la démocratie

Cette transition est d'une ampleur peu appréhendée. Le sujet est bien plus vaste qu'une interrogation économique et technique. Le débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie en 2018 avait clairement souligné dans ses conclusions que la transition énergétique était considérée comme une injustice sociale¹ et ². Nous avons alerté le gouvernement sur les risques de jacquerie fiscale, bien avant l'apparition du mouvement des Gilets jaunes. Ce sentiment d'injustice et sa réalité ont nourri l'interrogation sur la légitimité de la démocratie représentative. Le doute croît sur la capacité du modèle démocratique à réaliser ce grand chantier qu'est la transition. Les arguments de l'urgence et de l'évidence des solutions, de la planification justifieraient de raccourcir, jusqu'à le mettre entre parenthèses, le temps du débat démocratique. Or, la démocratie est déjà fragilisée par la violence des effets constatés du réchauffement clima-

tique³ : sécheresses à répétition et incapacité des arbres à s'y adapter, fragilités du système agricole, disparition des espèces, acidification des océans, baisse des ressources halieutiques, feux de forêt, montée des eaux, îlots de chaleur, baisse de la production hydroélectrique, etc. La liste des effritements de notre modèle de développement est trop longue pour ne pas générer des tensions sociales croissantes et le manque d'espoir dans un avenir meilleur. Or, inégalités et désespoir sont le lit des populismes qui ne cessent de croître en Europe.

Dans ce contexte, ce serait un suicide démocratique que d'imaginer pouvoir lancer la construction massive de réacteurs nucléaires ou de parcs éoliens sur la base de la seule adoption par le gouvernement d'un plan du type Plan VII ou plan Messmer⁴

Les temps ont changé. Les oppositions au nucléaire existent et se manifestent depuis 1971 (date de la

¹ CNDP, Compte rendu du débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, 25 novembre 2019, https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2021-04/CR-PNGMRD_2019.pdf

² JOUANNO C., Bilan du débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, 25 novembre 2019, <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2021-04/Bilan-PNGMDR.pdf>

³ DANTEC R. (2022), « Préambule – Adaptation au changement climatique : mieux définir les enjeux pour engager le débat », *Annales des Mines – Responsabilité & Environnement*, n°106, avril, pp. 8-10.

⁴ Plan décidé par le gouvernement, le 5 mars 1974, visant à accélérer la construction de centrales nucléaires en France, avec une prévision de 170 réacteurs construits à l'horizon des années 2000.

première manifestation à Fessenheim). L'explosion du réacteur de la centrale de Tchernobyl, le 26 avril 1986, et la gestion catastrophique de la communication autour de cet accident en France ont semé le doute. Le débat sur l'opportunité de l'énergie nucléaire au regard des enjeux de sûreté associés est posé. S'agissant des énergies renouvelables, les débats sont plus récents, mais ne sauraient être minimisés. La contestation autour des projets de parcs éoliens terrestres est particulièrement structurée et organisée par des mouvements dont le discours dépasse les territoires concernés. Comme le souligne RTE⁵, même si son étude n'identifie aucun problème structurel sur le foncier, « l'acceptation de l'éolien et du solaire est une problématique d'intégration dans le cadre de vie avant d'être environnementale ».

Plus fondamentalement, depuis la destruction du mur de Berlin et la transition politique opérée dans certains pays de l'Est, l'Europe est entrée dans une nouvelle ère d'approfondissement de la dimension démocratique. La Convention d'Aarhus⁶ fixe les principes que devrait respecter un pays pour être qualifié de « démocratique ». Parmi ceux-ci figure la participation environnementale. En résumé, ce nouveau droit doit permettre au public concerné d'être informé et de participer à l'élaboration de la décision publique portant sur un projet, et ce le plus en amont possible, soit à un stade où l'opportunité du projet même peut être encore interrogée. La France avait anticipé ce mouvement en créant, à travers la loi dite Barnier de 1995⁷, le « débat public » pour les projets ayant un impact majeur sur l'environnement. Ce droit a dorénavant valeur constitutionnelle, puisqu'il est inscrit dans l'article 7 de la Charte de l'environnement, adoptée le 1^{er} mars 2005⁸.

La force de cette évolution du droit est qu'elle traduit une demande de la société. En effet, cette création par voie législative du débat public faisait suite à une forte contestation du projet de TGV Méditerranée par des riverains ayant « découvert » son existence dans la presse. Un collectif de citoyennes et de citoyens s'est constitué pour demander des informations aux autorités et organiser la première mise en débat public d'un grand projet selon un principe absolu d'égalité entre tous les participants, notamment en matière de temps de parole. Le législateur n'a donc pas pensé le droit de la participation comme un outil théorique qui permettrait de réduire les contestations, mais a plutôt voulu traduire dans la loi une aspiration démocratique imposée par la société.

⁵ RTE, « Futurs énergétiques 2050 : principaux résultats », résumé exécutif, octobre 2021, p. 46, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-12/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats.pdf>

⁶ Commission économique pour l'Europe des Nations unies, Convention d'Aarhus, 25 juin 1998.

⁷ Loi n°95-101 du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement, *Journal officiel*, n°29, 3 février 1995, p. 1840.

⁸ Loi constitutionnelle n°2005-205 du 1^{er} mars 2005 relative à la Charte de l'environnement, *Journal officiel*, n°JUSXO300069L, 2 mars 2005.

Cette aspiration démocratique se traduit par une pratique du débat public et de la concertation en très forte croissance. Pour ne considérer que les chiffres traduisant l'activité de la Commission nationale du débat public, celle-ci a reçu en moyenne moins de dix saisines par an jusqu'en 2005, avant une importante montée en charge allant jusqu'à quatre-vingt-trois saisines enregistrées en 2021 pour des projets, des plans ou des programmes portant sur l'ensemble du territoire national. Depuis cinq ans, son activité n'a cessé de croître, avec une multiplication par six du nombre des saisines.

Il n'est donc plus possible de penser la relance du nucléaire et le développement des énergies renouvelables comme un plan d'État dont l'opportunité aurait été tranchée au moment des élections présidentielles ou législatives. Ce serait méconnaître notre histoire, notre droit, notre société et, plus fondamentalement, notre démocratie.

Si le débat public est un droit démocratique, il ne garantit pas l'acceptabilité des projets soumis à discussion

Depuis sa création, la CNDP a organisé plus de 500 débats publics et concertations, dont plus de 70 portant sur des projets d'énergie renouvelable ou d'énergie nucléaire. Dans la majorité des cas, plus précisément 60 % des débats publics, ce processus a permis de faire profondément évoluer le projet. Par exemple, à la suite du débat public de 2022 sur le projet de parc éolien en mer au large d'Oléron, le ministère chargé de la Transition écologique a choisi de modifier la zone d'implantation envisagée pour la sortir intégralement du périmètre du parc naturel marin de l'estuaire de la Gironde et de la mer des Pertuis. Dans tous les cas, la gouvernance des projets a évolué. En ce sens, le public a pesé sur les décisions prises, car le débat public a permis d'identifier les conditions de faisabilité des projets sur lesquels il porte.

Mais en aucun cas le débat public n'a permis de mesurer l'acceptabilité du projet sur lequel il portait. La raison principale est que le débat, dès lors qu'il vise à s'interroger sur l'opportunité d'un projet, doit se situer très en amont de l'élaboration de celui-ci. À un niveau où plusieurs scénarios et alternatives sont normalement ouverts. Mesurer l'acceptabilité d'un projet supposerait qu'il soit précisé et défini au préalable. Or, la question de cette acceptabilité se pose le plus souvent en aval de la procédure, seulement au stade de l'enquête publique. Plus encore, le but d'un débat public n'est pas de créer du consensus autour d'un projet, mais au contraire de constater, voire de dénicher les *dissensus*. L'idée de consensus est fondamentalement contraire à la démocratie et ne saurait constituer le critère de la qualité d'une décision publique. En effet, imposer le consensus reviendrait à nier le fait que puissent coexister des positions favorables au projet, des positions défavorables et d'autres plus nuancées. La démocratie se nourrit de ces différences. La qualité d'une décision se juge à l'aune du processus démocratique.

tique qui la soutient, de sa motivation et de la transparence de son argumentation. Aucun projet ne peut être pleinement consensuel. Mais il est important que le processus ayant conduit à l'élaboration du projet considéré permette d'identifier ses avantages, ses inconvénients et de compenser au mieux ces derniers en fonction de critères collectivement choisis.

Plus encore, la question de l'acceptabilité dépend de la qualité du projet, et donc de l'ouverture du décideur aux arguments du public

Le retour d'expérience sur les débats publics et concertations menés par la CNDP autour de projets de centrales nucléaires et de projets de parcs éoliens en mer⁹ et¹⁰ permet d'illustrer ce constat. S'agissant du nucléaire, débats publics et concertations ont tous été l'occasion de manifestations, de perturbations ou d'actions de boycott et de contre-débats. Cette conflictualité, inhérente au sujet, a pu se transformer en violence, lorsque les personnes ont eu le sentiment, fondé ou non, que les décisions étaient prises et qu'il s'agissait donc d'un « débat bidon ». À de nombreuses occasions, cela a été le cas. Le président de la commission particulière en charge du débat public sur le projet d'EPR de Flamanville regrettait ainsi, en 2005, le fait que « l'ingérence répétée du politique dans le débat, en déclarant que la décision de réaliser l'EPR était déjà prise, au mépris de la démocratie participative, générant [ainsi] l'incompréhension, voire une légitime contestation de [la part de] l'opinion et des acteurs ». Ce fut également le cas en 2006, lors du débat public sur le projet ITER, mais aussi en 2010, lors du débat public sur le projet Penly 3, ou encore en 2013, dans le cadre du débat public sur le projet CIGEO.

La politique énergétique, contrairement à l'urbanisme ou à la politique des transports, ne bénéficie pas d'une tradition du débat public, elle reste marquée par une grande centralisation de la décision. L'histoire du débat public dans le champ de la transition énergétique est parfois balbutiante.

Quelles sont les conditions pour qu'un débat public permette d'améliorer la qualité d'un projet ?

La première condition est que le décideur soit convaincu par le principe même du débat public, qu'il s'engage sincèrement à tenir compte des conclusions de ce

débat, qu'il soit prêt à modifier son projet, à étudier les solutions alternatives. Le décideur doit donc adopter une posture d'écoute, et non faire de la pédagogie sur le bien-fondé de son projet. Tous les signaux laissant à penser que le décideur ne croit pas à l'intérêt de la parole du public – décisions déjà annoncées, discours privilégiant la parole des experts, discours de « pédagogie » et « d'acceptabilité » – se traduiront par de la défiance et une cristallisation des critiques. Or, cela constitue probablement l'une des difficultés premières des débats publics portant sur l'énergie, en particulier sur l'énergie nucléaire pour laquelle les décisions ont toujours été prises à l'initiative des autorités gouvernementales. Jamais le public n'a pu s'exprimer sur l'opportunité de tel ou tel choix énergétique.

La deuxième condition est que le débat public soit totalement ouvert, sans limites, qu'il permette d'interroger les fondements politiques mêmes du projet, ses implications. On ne peut débattre du nucléaire sans questionner le besoin d'énergie, la sobriété, la sûreté, l'impact du réchauffement climatique, sans s'interroger en amont sur les besoins en uranium et l'enrichissement de celui-ci, en aval sur la gestion des déchets les plus radioactifs et leur entreposage en piscine, sur le coût réel du programme et son financement. On ne peut débattre des énergies renouvelables sans s'interroger là encore sur les besoins en énergie et la sobriété, mais également sur les enjeux d'aménagement du territoire, sans questionner les « paysages de la transition énergétique » ou les implications de leur intermittence sur le réseau. Le débat public ne doit pas se fixer de frontière thématique, il doit donc proposer plusieurs scénarios, y compris le « scénario zéro » qui consiste à ne pas réaliser le projet envisagé. Si le public souhaite soumettre au débat un scénario qui avait été écarté initialement, le décideur se doit d'y répondre positivement et d'expliquer en toute transparence les raisons qui avaient conduit à son abandon. Il semble donc difficile de débattre de chaque projet sans avoir préalablement posé les fondements de la stratégie énergétique que l'on souhaite mettre en œuvre. L'ampleur de la transition énergétique est telle et elle est tellement impensée collectivement, qu'il est indispensable qu'un débat national soit organisé pour permettre à tout un chacun de s'informer sur les enjeux de la stratégie énergétique à construire et de se prononcer sur les différents scénarios possibles.

La troisième condition est de strictement respecter les exigences du droit à l'information et à la participation du public. L'histoire de la politique énergétique, ses controverses, voire ses conflits, imposent d'apporter des garanties sur l'ensemble du processus afin que les publics, quelles que soient leurs positions et opinions, considèrent la démarche comme intègre et sincère. À défaut, le risque serait qu'une partie du public refuse de participer, ce qui aurait pour conséquence de ne pas permettre au décideur de connaître l'ensemble des arguments. Cela implique une absolue neutralité des organisateurs du débat public qui ne doivent pas être suspectés de privilégier une partie au dépend d'une autre. La condition première de cette neutralité est l'indépendance à l'égard des porteurs de projet comme

⁹ CNDP, *Éclairage, éolien en mer, enseignements de onze ans de débats publics et de concertation*, octobre 2021, <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2021-10/CNDP-Eclairage-Eolien-A4.pdf>

¹⁰ CNDP, *Éclairage, nucléaire, enseignements de dix-sept ans de débats publics et de concertations*, février 2022, <https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2022-06/CNDP-Eclairage-Nucleaire-16022022.pdf>

de l'ensemble des décideurs. Le respect absolu de ces principes est essentiel, car il emporte l'adhésion à l'ensemble du processus. Une méthode de débat peut être excellente, mais être parfaitement inutile si le public concerné n'a pas confiance dans le processus.

Outre le respect des exigences liées au droit à l'information et au droit à la participation, l'équipe du débat public doit veiller à rendre ces droits accessibles à toutes et à tous. Le droit à l'information suppose que celle-ci soit la plus diversifiée possible et contradictoire, mais surtout qu'elle soit accessible et lisible. S'agissant des enjeux énergétiques, l'ensemble des institutions pèchent par leur manque de clarté. Nous devons donc multiplier les supports d'information pour que chacune et chacun d'entre nous ait une clé pour pouvoir entrer dans le débat. Le droit à la participation exige une grande diversité d'outils, que ceux-ci soient adaptés à chaque public. Plus l'attention sera portée sur les personnes les plus défavorisées et les plus éloignées, plus le débat sera ouvert à toutes et à tous. L'inclusion est un principe premier de la participation, et plus encore lorsque celle-ci porte sur des choix énergétiques qui vont déterminer notre avenir commun.

Enfin, et sans doute cela pourrait-il constituer la condition première, le débat public est un approfondissement de la démocratie. À ce titre, un bon débat public ne doit pas chercher la construction d'un consensus ou d'un compromis réducteur, il se doit au contraire de révéler tous les arguments en présence, toutes les controverses, de rendre visibles les désaccords, voire les conflits. Se mettre d'accord sur les désaccords est un grand progrès démocratique. Un bon débat public n'est que très rarement apaisé et consensuel. Il peut même être conflictuel dans ses expressions. Par contre, la violence et le non-respect des lois n'y ont pas leur place. Entre le consensus éteint et la violence, se trouve la démocratie du débat public.

De la deuxième vague d'électrification

Par Hélène MACELA-GOUIN¹

Vice-présidente des activités Secure Power de Schneider Electric France et membre du comité de direction de cette même société

Dans le monde énergétique du XXI^e siècle, trois ruptures se jouent en parallèle : la décarbonation, la décentralisation et la digitalisation de nos systèmes. Mais probablement parce que le réseau électrique français était enviable et était envié dans le monde énergétique du XX^e siècle, les transformations indispensables sont aujourd'hui trop lentes à émerger. Ce document prospectif résume les principaux axes de rupture et l'indispensable nécessité d'accélérer notre transformation énergétique. Comme un rappel à la réalité, la situation actuelle de tension sur la production d'énergie met douloureusement en exergue les limites de notre système actuel. Il est temps d'entrer dans la deuxième vague de l'électrification !

« Ce ne sont pas les plus forts qui survivent, ni les plus intelligents, mais ceux qui sont les plus rapides à s'adapter au changement. »

Charles Darwin

La France a une politique de transition énergétique volontariste et ambitieuse. Néanmoins, les derniers scénarios sur notre futur énergétique (ceux de RTE, de l'Ademe...), les tensions actuelles sur le réseau électrique et les événements géopolitiques récents démontrent la nécessité d'accélérer la mise en œuvre des mesures de sortie des énergies fossiles, tout en garantissant un réseau électrique résilient.

Quatre champs d'action répondent à ces enjeux majeurs et permettent de réconcilier les besoins à court terme de résilience et les objectifs de long terme en matière de neutralité carbone.

Le premier champ d'action est celui de l'efficacité énergétique, qui a été largement sous-exploité ces dernières années, en particulier le digital, qui est un levier rapide et efficace, que ce soit dans le résidentiel, le tertiaire ou l'industrie.

Le deuxième champ d'action est celui de l'électrification des usages. Il s'agit d'accélérer ou d'élargir la mise en place des mesures qui ont fait leurs preuves ces dernières années. Au vu des tensions actuelles sur le réseau électrique, ce deuxième champ d'action doit s'accompagner de mesures permettant 1) d'accélérer la production d'électricité renouvelable décentralisée et 2) de s'engager à grande échelle dans un modèle de flexibilité des usages électriques, qui sont nos deux derniers champs d'action.

L'ensemble des champs d'action précités pourraient aussi se résumer en trois mots : décarbonation, décentralisation et digitalisation des systèmes électriques.

Faire émerger le réseau électrique du XXI^e siècle : pour cela, changeons de prisme !

Dans les années 1990, les télécommunications ont vécu une double révolution : en parallèle de la sortie des monopoles, sont intervenus le développement du mobile et l'invention de l'Internet. Les usages se sont transformés, mais la rupture la plus profonde a probablement été le « end-user generated content », c'est-à-dire le fait que chacun, sans aucun intermédiaire, puisse créer son propre contenu et le rende accessible – avec le rôle fondamental joué par les plateformes, que traduira le fameux terme d'« ubérisation ». Le monde des télécoms était entré dans le XXI^e siècle.

Il me semble que le parallèle peut être aisément fait entre les télécommunications et l'énergie. L'énergie vit, elle aussi, une double révolution : la décarbonation et la décentralisation de sa production.

D'une part, l'indispensable transformation vers une production décarbonée doit s'accompagner *de facto* d'une électrification des usages, mais aussi d'un développement accéléré des renouvelables. Dans le même temps, la décentralisation associée à la digitalisation des usages doit permettre à chacun de nous d'économiser, d'optimiser, de flexibiliser sa consommation, voire de produire notre propre électricité. Alors que jusque-là la production était alignée sur la consommation considérée comme « fatale », le monde de l'électricité va devoir s'adapter à la nouvelle donne permise

¹ Cet article a été écrit en collaboration avec Christian Ferveur, qui est directeur Prospective et Innovation de Schneider Electric France.

par le digital et voulue par des usagers qui sont de plus en plus acteurs de leur consommation énergétique : consommer moins, consommer mieux, consommer local, consommer renouvelables.

Cette révolution amène à reconsidérer un système électrique, qui, né après la Deuxième Guerre mondiale, a été construit pour mailler entre elles des unités de production électrique de grande taille et assurer la distribution de l'électricité jusqu'aux consommateurs. Ce maillage, constitué de deux étages – le transport et la distribution – a, dans un premier temps, été réalisé au niveau national, puis s'est élargi à l'Europe grâce à l'interconnexion du réseau de transport de l'énergie.

Jusqu'à présent, la France n'a pas misé sur les énergies renouvelables qui sont restées sous-développées. De même, elle a résisté à la décentralisation de l'énergie, que ce soit à la maille de la maison, du bâtiment ou du quartier. De fait, comparée aux autres pays, l'autoconsommation en France reste anecdotique. En outre, les contraintes réglementaires pesant sur les *smart grids* en limitent le développement.

Les révolutions technologiques sont toujours difficiles, surtout pour des pays comme la France qui partent d'une situation enviable : un réseau électrique jusqu'à présent robuste, une production électrique très largement décarbonée et un prix peu élevé de l'électricité livrée au consommateur. Elles changent également les modèles d'affaires et les positions des acteurs déjà en place. Mais si nous reprenons l'exemple des télécommunications, l'Europe, qui a inventé la 2G et l'ADSL et qui disposait d'une infrastructure cuivre enviée par la plupart des autres régions développées, se retrouve, vingt ans plus tard, en retard sur le plan des infrastructures 5G et n'a pas su favoriser l'émergence de champions nationaux de l'Internet, comme l'ont fait les Américains ou les Asiatiques.

La situation actuelle, caractérisée par une production nucléaire contrainte, une explosion des prix de l'énergie et des tensions géopolitiques, devrait nous forcer à entrer de plein pied dans le nouveau réseau électrique du XXI^e siècle.

Le point de vue exposé ci-après n'est pas celui d'un spécialiste de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, ni des équilibres offre-demande en la matière. Il n'est pas non plus une négation de la difficulté d'une telle transformation, ni de l'efficacité du système antérieur. Il s'agit avant tout d'une analyse macro-économique et stratégique.

La décarbonation, ou l'indispensable deuxième vague de l'électrification

La première révolution énergétique à mener à bien est celle de la décarbonation. Or, sur ce point, l'électricité est la meilleure et la plus efficace des énergies finales : elle a en effet la capacité de répondre en volume et en maturité technologique aux enjeux de décarbonation de l'énergie. Ce constat entraîne *de facto* la nécessité d'une deuxième vague d'électrification.

Cette seconde vague repose sur trois prérequis :

- une très forte efficacité énergétique des usages. Les moyens pour y parvenir restent partiellement à définir. Nous y reviendrons un peu plus loin ;
- une consommation de plus en plus électrique et associée à des transferts d'usage et non plus à de nouveaux usages. Les scénarios RTE² – restitués de façon simplifiée dans la Figure 1 ci-dessous – exposent ces transferts d'usage ;

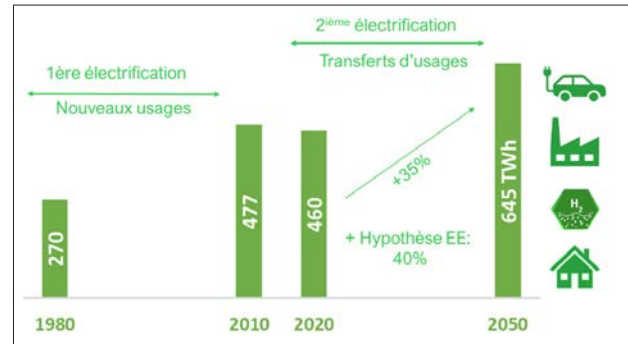


Figure 1 : Les scénarios RTE – Source : RTE, données corrigées et scénario de référence 2050.

- une production électrique qui doit être décarbonée. Dans ce domaine, la France présente une particularité enviable : son mix électrique est très largement décarboné grâce à sa production nucléaire et hydraulique. Mais cette force nous a également longtemps amené à considérer les énergies renouvelables comme des concurrents du nucléaire, entraînant de fait un retard significatif dans le déploiement de l'éolien et du solaire.

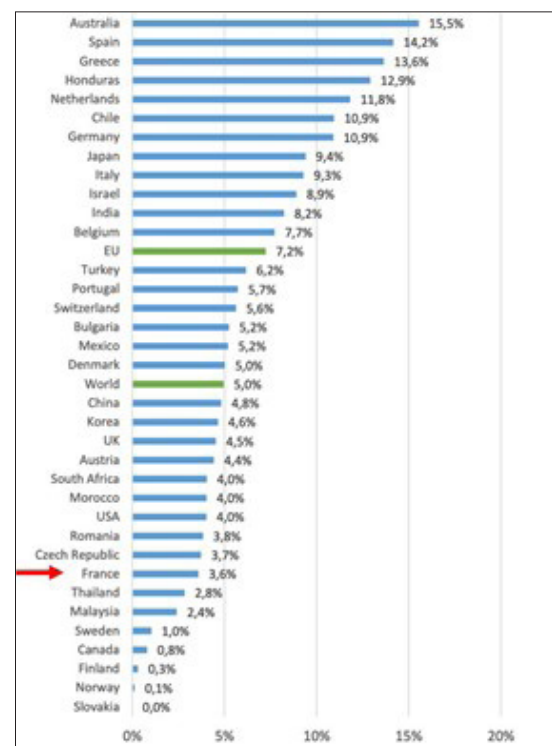


Figure 2 : Taux de pénétration des renouvelables – Source : IEA.

² <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

Pour la première fois³, en 2022, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques ont généré plus d'un dixième (10,3 %) de l'électricité mondiale, soit plus du double de la part qui était la leur dans le mix énergétique mondial en 2015 (4,6 %), lors de la signature des Accords de Paris. Leur taux de croissance s'est fortement accéléré, atteignant 17 % en 2021. De l'étude prospective RTE 2050 jusqu'au plan « REPowerEU »⁴ de la Commission européenne, la question n'est désormais plus celle du développement des EnR, mais du niveau d'accélération de celui-ci.

En France, la part des EnR dans le mix de production d'électricité était en 2021 de 41 % (57,6 GW), dont près de la moitié provenait de l'hydraulique.

Remettons les « licornes » de l'intermittence à leur juste place !

Le problème de l'intermittence du solaire et de l'éolien fait partie des préjugés difficiles à tuer : alors qu'il est indéniable que ces énergies sont intermittentes, les experts mettent rarement en doute la capacité d'intégration de ces énergies dans le système électrique à des niveaux beaucoup plus importants que les seuils définis dans les prévisions actuelles de leur développement en France. L'intermittence des énergies renouvelables en termes de production est donc un paramètre parmi d'autres du fonctionnement du système, au même titre que l'intermittence des consommations. Le digital est au cœur de ce système, avec des algorithmes de production et de consommation de plus en plus complexes.

L'introduction d'une part très importante de la production d'énergies renouvelables, par nature intermittente, dans les réseaux électriques – mais nous en sommes très loin – demandera bien sûr de repenser la structure de ces réseaux⁵. Mais, sur ce point, le sujet, aujourd'hui, n'est pas tant technique qu'économique, les renouvelables répondant à des mécanismes économiques qui perturbent les modèles d'affaires en place.

L'efficacité énergétique, enfin !

On peut admettre que les tentatives visant à baisser la consommation énergétique ont jusqu'à présent échoué. Or, c'est une condition indispensable au respect de notre feuille de route énergétique dans les années à venir, laquelle prévoit d'arriver à 40 % d'efficacité énergétique d'ici à 2050.

³ *Global Electricity Review 2022*, EMBER, <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/03/Report-GER22.pdf>

⁴ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_fr

⁵ De nombreuses études montrent la capacité des énergies renouvelables à s'intégrer dans le réseau électrique. Les modélisations diffèrent sur le pourcentage des énergies intermittentes susceptibles d'y être injectées, mais toutes s'accordent à dire que nous sommes loin d'avoir atteint le seuil limite. Voir, par exemple : <https://www.irena.org/publications/2015/Apr/Renewable-energy-integration-in-power-grids>

Un consommateur⁶ peut se limiter dans ses usages (éteindre ou allumer les lumières à bon escient, moins regarder la télévision, recharger son portable seulement lorsque cela est nécessaire...), sans porter une attention à la dimension énergétique de ses gestes. Mais il peut aussi faire attention à sa consommation d'énergie, s'efforcer de mieux la connaître, voire la gérer plus efficacement et même la maîtriser, à un point tel que l'énergie cesse dès lors d'être un facteur invisible de son quotidien pour devenir un sujet de réflexion et de conscientisation. Les raisons de s'impliquer dans une démarche d'efficacité et de sobriété sont complexes et elles varient d'un consommateur à un autre. Pour un même consommateur, ces raisons n'existent pas en soi, elles sont sans lien avec d'autres préférences ou motivations. En matière d'efficacité et de sobriété énergétique, chaque consommateur va faire appel à une ou plusieurs logiques :

- la logique énergétique. La motivation première de cette logique réside dans la maîtrise des consommations énergétiques : cela passe par la recherche d'une amélioration du niveau des connaissances, un facteur important pour les « énergiphiles » ;
- la logique techno-innovante. Il s'agit ici d'exprimer un intérêt, un engouement pour l'innovation technique en elle-même : « Plus la technique, l'évolution, que le projet écologique lui-même » ;
- la logique économique. Le gain financier final et immédiat est pour certains la motivation première de leurs efforts de réduction de leur consommation : « On me dit économies d'énergie, pour moi, cela veut dire : "Je paye moins" » ;
- la logique « écophile ». Dans cette approche environnementaliste, les valeurs écologiques gouvernent la dimension pratique : les économies d'énergie réalisées au niveau individuel ont une finalité collective et écologique : la préservation de son territoire, de la planète, des ressources. Ces « écophiles » ne refusent pas le gain financier, mais ce n'était pas leur motivation première pour s'engager.

Quelle que soit la logique retenue, sa mise en œuvre s'accompagne d'un besoin de voir (avoir conscience de l'importance de sa consommation, la mesurer), de comprendre (analyser où se trouvent les gisements d'efficacité énergétique) et d'agir (modifier son comportement ou réaliser des actions permettant de réduire ou de flexibiliser sa consommation). L'utilisation de solutions digitales, qui sont très peu développées, est un élément fondamental pour susciter cette prise de conscience.

Décentralisation, le mot qui fait peur

La stratégie de l'UE en matière d'énergies renouvelables doit permettre de stimuler le déploiement de l'énergie photovoltaïque. Cette stratégie vise à mettre en service, d'ici à 2025, une nouvelle capacité installée de plus de 320 GWc d'énergie solaire photovoltaïque,

⁶ NICOLET A.-L. & LA BRANCHE S. (2013), *Étude sociologique portant sur le projet Greenlys*, Science Po Grenoble.

soit plus de deux fois le niveau actuel de celle-ci, et près de 600 GWc d'ici à 2030.

Si le modèle des parcs de production éolienne ou des fermes solaires conforte le modèle de la production centralisée (même intermittente), le solaire affiche une proposition de valeur unique et disruptive : sa capacité de production décentralisée, c'est-à-dire se situant au plus près du consommateur. L'Ademe estime le gisement de production photovoltaïque à 364 GWc pour les panneaux installés en toiture⁷ et à 55 GWc dans les zones délaissées⁸ (les parkings et les friches industrielles), des chiffres qui confortent l'énorme potentiel de déploiement du photovoltaïque, qui se situe bien au-delà de celui des fermes solaires ou des parcs éoliens. De son côté, la Commission européenne propose d'imposer l'installation de panneaux solaires sur les toits des bâtiments commerciaux et publics à partir de 2025, et sur ceux des nouveaux bâtiments résidentiels à partir de 2029.

En janvier 2017, France Stratégie⁹ publiait une note qui mettait en avant les choix s'offrant à la France quant à l'évolution de son système électrique : le maintien du système centralisé actuel ou, au contraire, la mise en place d'un modèle totalement décentralisé, ou encore un système hybride, où coexisteraient un réseau centralisé et des boucles locales de tailles diverses. Il ressort de cette étude qu'un système hybride serait de fait la solution la plus adaptée aux enjeux énergétiques de la France. Ce modèle permet de tirer le meilleur parti des productions centralisées, mais aussi décentralisées. Là encore, la condition de la réussite de ce modèle repose sur les technologies numériques. Leur mise en œuvre permettra de gérer à chaque instant les équilibres au niveau des différentes mailles du réseau et de supporter également une mixité entre les différents modèles économiques qui émergeront de ce nouveau modèle de réseau électrique.

Le « End User generated content » de l'énergie : l'autoconsommation

Dans une étude parue en juin 2022, *Les Échos Études* indiquent que la capacité installée est passée de 320 MWc au 4^e trimestre 2020 à 768 MWc au 1^{er} trimestre 2022. Cette courbe de progression montre ainsi un doublement de la puissance installée tous les 18 mois depuis 2017. La capacité photovoltaïque installée et dédiée à l'autoconsommation a été multipliée par 2,6 en 2 ans. Si les petites puissances sont très majoritairement présentes, le travail statistique fourni par Enedis révèle également que toutes les tranches de puissance participent à ce développement de l'autoconsommation. Ainsi, alors qu'elle était négligeable il y a encore quelques années, la part de l'autoconsommation représentait, en 2021, 86 % des 58 000 nouvelles installations raccordées au réseau Enedis.

⁷ Ademe (2016), « Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations ».

⁸ Ademe (2019), « Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques ».

⁹ <http://francestrategie1727.fr/actions/energie-centralisee-ou-decentralisee/>

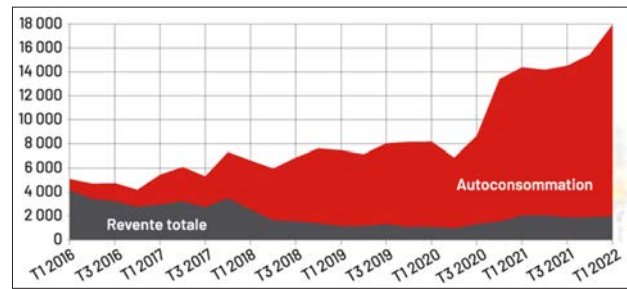


Figure 3 : Nombre d'installations photovoltaïques raccordées par trimestre – Source : Enedis – *Les Échos Études*.

La France a pris un retard important dans le domaine, qui est essentiellement lié au poids de la réglementation en vigueur. Il y a deux ans (plus exactement, le 7 juillet 2020), Jean-François Carencu, alors président de la CRE, avait, lors de son audition devant la commission économique de l'Assemblée nationale, été relativement critique sur ce sujet, mentionnant que « cela ne marchait pas très bien (...) Il faut y aller doucement (...) Ça ne sauvera pas le monde (...) On a un bon système ».

Factuellement, l'autoconsommation répond à plusieurs enjeux majeurs : elle représente un potentiel de capacité de production important et rapide dans un monde contraint par l'offre ; elle est l'expression d'une volonté des consommateurs de maîtriser leur futur énergétique et d'un coût de l'énergie prévisiblement orienté à la hausse, alors que le prix des installations solaires a drastiquement chuté ces dernières années. Mais elle permet aussi aux consommateurs de comprendre et donc d'agir sur leur consommation énergétique. À l'image de ceux qui cultivent leur jardin, produire sa propre énergie est intimement lié « au moins et au mieux consommer ». Les technologies numériques disponibles pour accompagner le développement de l'autoconsommation sont relativement simples et matures, et sont intégrées dans un système de pilotage complet de gestion de l'énergie à l'échelle de la maison ou du quartier.

L'autoconsommation collective commence également à se développer : des expérimentations existent et mobilisent de plus en plus de consommateurs, comme le projet Harmon'Yeu piloté par Engie qui rassemble une vingtaine de foyers de l'Île d'Yeu. D'un côté, cinq foyers producteurs fournissent (et consomment) de l'énergie grâce à des panneaux solaires installés sur les toits de leurs habitations. De l'autre, des foyers consommateurs bénéficient eux aussi de cette énergie pour alimenter directement les différents équipements électriques présents dans leurs maisons. Il est intéressant de noter que le taux de consommation enregistré dès la première année était proche de 98 %.

Il faut noter¹⁰ que les opérations d'autoconsommation collective sont aussi des opportunités dont se saisissent des acteurs locaux, tels que les communes et les bailleurs sociaux, pour faire bénéficier respectivement

¹⁰ DEBIZET G. & PAPPALARDO M. (2021), *Communautés énergétiques locales, coopératives citoyennes et autoconsommation collective : formes et trajectoires en France*, Université Gustave Eiffel, décembre.

leurs administrés et leurs locataires d'une énergie peu onéreuse, verte et locale. Parfois, il s'agit aussi d'instaurer un contre-modèle aux systèmes énergétiques dominants, créant ainsi d'inévitables tensions dans la mise en œuvre de cette transformation.

Quand mobilité et immobilité deviennent complémentaires

Au-delà de l'aspect technologique et énergétique, le véhicule électrique présente un potentiel énorme de disruption au regard de la conception du système énergétique de demain. D'abord, parce que sa recharge est très flexible (la plus grande partie du temps (80 % d'une journée), le véhicule étant garé à l'intérieur d'un bâtiment), mais aussi parce que ledit véhicule pourrait être demain assimilé à un moyen de stockage de l'électricité pour servir à l'immobilité¹¹.

Dans un monde de production décentralisée, le véhicule électrique peut voir, d'une part, sa recharge flexibilisée en fonction du niveau de la production locale et des autres besoins de consommation, et cela grâce à un système de gestion digitalisée de l'énergie, et, d'autre part, l'électricité qu'il stocke être réinjectée dans le réseau (à la maille de la maison, du bâtiment, du quartier ou du réseau), lorsque la production locale est faible ou que le réseau électrique est sous tension.

Le Véhicule-to-X (V2X) est la pratique qui consiste à réinjecter l'électricité contenue dans la batterie de la voiture dans le réseau électrique de la maison (Vehicle-to-Home – VtH), du bâtiment (Vehicle-to-Building – VtB), du quartier ou, plus globalement, dans le réseau public de distribution d'électricité (Vehicle-to-Grid – VtG).

La capacité du véhicule à réinjecter l'électricité qu'il stocke dans le système électrique en est encore au stade expérimental. En France, un test grandeur nature a débuté cette année à Belle-Île, où le consommateur pourra utiliser l'électricité stockée dans sa voiture en cas de panne du réseau.

Mais, à partir de 2025, l'évolution de la norme 15118-20 imposera aux constructeurs automobiles de rendre leurs véhicules compatibles avec le dispositif V2X. Selon l'AVERE, le parc de véhicules électriques à batteries était de 578 000 unités à la fin avril 2022, il se situera à plus de 3 millions en 2030. En estimant la capacité moyenne de stockage de chaque véhicule à 40 kWh, la capacité totale sera de 120 GWh. À titre de comparaison, la production hydraulique pour la journée du 15 février 2022 était de 180 GWh¹².

La flexibilité, ça se rémunère !

Assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est le rôle essentiel que joue RTE en France. La satisfaction de ce besoin d'équilibre permanent repose sur l'utilisation de moyens allant au-delà de ceux assurant la production que l'on pourrait quali-

fier de « classique », ce sont des moyens comme les réserves primaires ou secondaires.

Les réserves primaires et les réserves secondaires sont activées automatiquement lors de déséquilibres afin de rétablir la fréquence à 50 Hz. La réserve primaire est la première à être appelée : elle est activée afin d'arrêter la dérive de la fréquence en reconstituant la puissance manquante. Elle se compose des apports de tous les producteurs européens d'électricité qui sont connectés au réseau de transport. Elle peut agir à la hausse comme à la baisse. Cette réserve, lors du constat d'un déséquilibre du réseau, est activée de manière automatique ; cette activation se fait en l'espace de 15 à 30 secondes. Les producteurs d'électricité doivent garder à tout instant une partie de leur puissance disponible, au moins 40 MW, pour constituer cette réserve.

La réserve secondaire vient en relais de la réserve primaire ; elle est, elle aussi, activée de manière automatique. Cette réserve est mobilisée dans un intervalle de temps se situant entre 30 secondes et 15 minutes lorsqu'un déséquilibre du réseau est observé. Elle se compose uniquement d'apports de producteurs d'électricité situés en France qui exploitent des installations de plus de 120 MW.

Enfin, il faut mentionner l'existence d'une réserve tertiaire qui est appelée pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou non suffisante pour faire face au déséquilibre du réseau. Mais elle peut, elle aussi, être sollicitée en lieu et place des réserves primaires et secondaires ou encore pour anticiper un possible déséquilibre. Différents acteurs peuvent participer au mécanisme d'ajustement que représente cette troisième réserve : il s'agit de producteurs ou de consommateurs français ou encore des opérateurs d'effacement. Le recours à cette réserve tertiaire est limité à la satisfaction des besoins de quelques grands consommateurs ; elle est de fait rarement activée.

En dehors des quelques GW d'effacement aujourd'hui rémunérés en France, le système électrique actuel est essentiellement construit pour adapter la production à une consommation qui est traitée quasiment comme une donnée d'entrée. Sans vouloir pour autant inverser les rôles, certains pays développent de manière beaucoup plus extensive des gisements de flexibilité existant chez les consommateurs, que ce soit à l'échelle des bâtiments tertiaires et résidentiels ou dans l'industrie : c'est l'idée du système EcoWatt sur lequel communiquent aujourd'hui EDF et RTE, mais aussi des anciens tarifs EJP qui sont aujourd'hui quasiment abandonnés, ou encore des contrats heures pleines/heures creuses – qui sont une version simplifiée des mécanismes digitaux de flexibilité qui se rattachent à la GTB (gestion technique du bâtiment) dans le tertiaire ou des services qu'offrent les boîtiers situés en aval du compteur en matière de gestion de l'énergie dans le résidentiel, des boîtiers qui sont capables de s'autoprogrammer beaucoup plus finement en fonction de multiples paramètres.

Le mécanisme Ecowatt est donc un élément d'un appel à plus de flexibilité, il est en ce sens bienvenu dans la situation actuelle. Il se base cependant sur un volonta-

¹¹ <https://www.pv-magazine.fr/2022/09/28/comment-le-vehicule-to-grid-maximise-lautoconsommation-solaire/>

¹² ECO2MIX – RTE, Données production par filière, en date du 15 février 2022.

riat sociétal qui est non rémunéré, alors que de vrais mécanismes de flexibilité rémunérés seraient préférables pour optimiser le système énergétique sur le moyen terme et permettre les investissements indispensables des acteurs (ceux du résidentiel, du tertiaire, de l'industrie).

La star de cette deuxième électrification sera la consommation

La grande majorité des débats énergétiques de ces dernières années se sont focalisés sur la production d'énergie et, en France, sur le mix entre le nucléaire et les énergies renouvelables centralisées. Sans sous-estimer l'importance de ces sujets, les autres leviers de la transformation de notre futur énergétique, c'est-à-dire l'efficacité énergétique, la flexibilité de la demande, la décentralisation des énergies ou, de manière générale, la gestion de la consommation étaient jusqu'à aujourd'hui généralement peu abordés dans les débats. La consommation était ainsi considérée comme un élément quasi fatal de notre système énergétique.

Que l'on parle d'efficacité énergétique, d'électrification des usages, d'autoconsommation ou de flexibilité, l'on ne peut penser le système énergétique de demain sans mettre la consommation au centre du jeu. Et pour que le consommateur puisse agir, il faut qu'il comprenne et analyse sa propre consommation : les données et donc « le digital » sont au cœur de cette révolution.

La crise énergétique actuelle, qui contraint fortement la production d'énergie, nous force à penser autrement. Il est fondamental de considérer que ce sujet n'est pas que conjoncturel, lié à la crise, mais qu'il représente aussi une opportunité pour accélérer les transformations indispensables du système énergétique actuel pour qu'il devienne celui du XXI^e siècle, un système décarboné, décentralisé et digitalisé.

Les enjeux de compétitivité industrielle de la transition électrique

Par Hoang BUI

Secrétariat général pour l'investissement, sous l'autorité du Premier ministre

La France doit relever le défi de la décarbonation de son économie et son effort sera d'autant plus important qu'elle voudra non seulement maintenir, mais aussi développer son industrie.

Certains secteurs, qui sont les plus impactés, se révèlent être aussi les plus stratégiques pour notre souveraineté et sont en outre de gros pourvoyeurs d'emplois.

Un des leviers principaux de décarbonation des entreprises industrielles, c'est l'électricité, soit en utilisation directe soit au travers du vecteur hydrogène.

La France aura besoin en 2030 de 680 kt d'hydrogène pour décarboner son industrie et la mobilité lourde, ce qui implique de disposer d'au moins 6,5 GW de capacités d'électrolyse installées et raccordées au réseau électrique.

Les projets de production d'hydrogène s'inscrivent dans une temporalité contrainte : si l'hydrogène n'arrive pas à temps, ses principaux clients industriels ne pourront pas se décarboner selon le calendrier prévu, avec le risque que les grands investissements de modernisation soient finalement abandonnés ou délocalisés. Ce serait alors tout un pan de l'industrie française qui serait condamné à moyen-long terme.

Si l'on considère les très grands projets d'électrolyse de l'eau prévus en France, certains de plusieurs centaines de MW, ils nécessitent pour la plupart un raccordement au réseau de transport d'électricité dès 2026 ou, au plus tard, en 2027. Or, il existe actuellement de fortes inquiétudes chez les industriels, car les délais annoncés pour ces raccordements laissent présager plusieurs années de retard.

Ainsi, cette difficulté d'un raccordement au réseau de transport s'avère être un obstacle potentiellement critique sur le chemin des grands projets de décarbonation de l'industrie.

Dans un environnement de plus en plus complexe et de plus en plus foisonnant, stimulé qu'il est par l'appétence des entrepreneurs de l'hydrogène qui veulent être les premiers, alors que les marchés ne sont pas encore matures et que les offres paraissent parfois redondantes, il pourrait être tentant d'attendre avant d'investir dans le renforcement du système électrique.

Or, attendre, c'est être sûr de perdre une partie de notre industrie, qui doit négocier de difficiles tournants technologiques et climatiques dans un calendrier contraint. Celle-ci pourrait donc être tentée de s'établir dans des pays offrant un système électrique plus réactif et compétitif. À cela s'ajoutent des tensions sur l'approvisionnement en équipements nécessaires pour réaliser ces raccordements : il faut donc agir sans attendre pour ne pas être les derniers servis.

Il est urgent que les parties prenantes, à commencer l'État et le gestionnaire de réseau, travaillent sur une prise en compte de tous les facteurs de compétitivité de notre système électrique et partagent une vision commune des besoins de l'industrie et des projets à mener à bien.

La France doit relever le défi de la décarbonation de son économie : l'effort à fournir sera d'autant plus important qu'elle devra maintenir, voire développer son industrie

La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), qui constitue la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique, fixe pour chaque secteur de l'économie une trajectoire de réduction des émissions

de GES dans le but d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

Dans la même logique, le cadre européen englobe le système d'échange de quotas d'émission (SEQUE, ou ETS (Emissions Trading Scheme)) depuis 2005. Il permet de donner un prix du carbone aux émissions des installations fixes des secteurs de l'énergie, de l'industrie manufacturière et de l'aviation intérieure. Il couvre environ 38 % des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne.

Si la France a connu une baisse de 44 % de ses émissions industrielles de GES depuis l'année 1990, elle le doit en partie à sa désindustrialisation : le poids de l'industrie dans le PIB national étant passé de 18 à 11 % au cours de la même période.

On mesure ainsi l'effort important qu'il reste à accomplir si la France souhaite préserver, voire renforcer sa production industrielle, et ce alors que la SNBC révisée a fixé un objectif de réduction des émissions de GES, pour l'industrie, de 35 % d'ici à 2030 et de 81 % d'ici à 2050 par rapport à 2015.

Or, les objectifs mentionnés ci-dessus vont prochainement être encore rehaussés par la SNBC3, notamment parce que le paquet « Fit for 55 », présenté en juillet 2021 par la Commission et actuellement en cours de discussion, prévoit d'ores et déjà une révision à la hausse des objectifs de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990 : 55 % contre 40 % auparavant.

Les principaux secteurs industriels impactés doivent réaliser des investissements importants pour pouvoir continuer à produire en Europe

Près des trois-quarts des émissions de l'industrie proviennent des secteurs de la métallurgie, de la chimie (dont les secteurs du raffinage et des engrais...) et de la fabrication de minéraux non métalliques (ciment, chaux, verre...). La décarbonation de ces secteurs constitue donc un enjeu clé pour l'atteinte des objectifs de la SNBC.

Les représentants des filières concernées, rassemblés au sein des comités stratégiques de filières (CSF), ont ainsi élaboré, avec le concours de l'État, des feuilles de route de décarbonation sectorielles.

Pour se décarboner, les entreprises industrielles doivent réaliser des investissements plus ou moins importants conduisant à la mobilisation des leviers d'action suivants :

- l'efficacité énergétique ;
- la modification du mix énergétique ;
- la décarbonation des procédés ;
- le captage, le transport, le stockage géologique ou la valorisation du CO₂.

L'industrie française doit ainsi minorer ses émissions d'environ 25 millions de tonnes d'équivalent CO₂ d'ici à 2030, conformément à la trajectoire définie par la SNBC révisée. Pour illustrer cet effort, nous allons prendre l'exemple de deux secteurs fortement émissifs :

- Les aciéries : des investissements très importants pour la production d'acier décarboné dès 2028 doivent permettre une réduction des émissions du secteur allant jusqu'à 7,8 millions de tonnes de CO₂ par an. La réduction des émissions de CO₂ de la filière acier pourrait atteindre 35 % en 2030.

- Les cimenteries : en ce qui concerne la production de ciment décarboné, les premiers projets devraient permettre une réduction des émissions équivalant à 0,6 million de tonnes de CO₂ par an en 2027 et pouvant aller jusqu'à 2,5 millions de tonnes par an dès 2030.

Il est important de donner quelques ordres de grandeur. Ainsi, les investissements nécessaires pour installer dans une usine sidérurgique une ligne de « DRI », pour la réduction directe du minerai de fer au moyen de l'hydrogène, et les électrolyseurs nécessaires à la production de ce dernier, sont de l'ordre du milliard d'euros.

Le même volume de CAPEX (soit un milliard d'euros) est nécessaire pour équiper une cimenterie d'une installation destinée à capter ses émissions de CO₂, dans le but de produire du méthanol décarboné à partir d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

Sans la mise en place d'un mécanisme efficace d'ajustement carbone aux frontières, les politiques de protection du climat pourraient pénaliser la compétitivité des entreprises européennes et favoriser les délocalisations

Des contraintes environnementales fortes pèsent sur l'industrie européenne, qui doit investir massivement pour continuer à pouvoir produire en Europe. Le niveau du prix de l'énergie décarboné – principalement l'électricité – ainsi que le niveau du service rendu par notre système électrique seront aussi des facteurs déterminants pour permettre un ancrage territorial des industries européennes pour lesquelles leur décarbonation passe par une utilisation directe de l'électricité ou indirecte *via* l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

Pour éviter les distorsions de concurrence liées aux importations de produits provenant de pays moins-disants au regard des émissions de GES, voire la délocalisation de certaines de ses entreprises qui voudraient se soustraire aux contraintes en matière de protection de l'environnement ou du climat, ou bénéficier d'un prix de l'énergie, carbonée, moins cher ailleurs, l'Europe veut introduire un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) afin d'arriver à concilier décarbonation de son industrie et maintien de la compétitivité des secteurs industriels concernés, et éviter ainsi les « fuites de carbone ».

L'électricité décarbonée est un des leviers importants de la décarbonation des entreprises industrielles

Le recours à une électricité renouvelable ou décarbonée est à la base de nombreux leviers de décarbonation mobilisables pour modifier le mix énergétique,

réaliser la décarbonation des procédés ou valoriser le CO₂ capté. La France a l'avantage de disposer d'une électricité réseau qui est très faiblement carbonée, les entreprises françaises pourront donc s'appuyer sur cet atout énergétique.

À titre d'illustration, dans le cadre du plan « France Relance », deux appels à projets ont permis d'identifier 230 projets de décarbonation de l'industrie correspondant à environ 550 M€ de demandes d'aides. Un tiers de ces projets concernent l'électrification, pour une efficacité de l'aide allant de quelques euros à une quarantaine d'euros par tonne de CO₂ évitée.

Un autre exemple peut être donné avec l'appel à projets « Zone industrielle bas-carbone » (ZIBAC) lancé par l'Ademe et financé par France 2030. Cet appel à projets soutient l'élaboration de trajectoires de décarbonation pour les grandes zones industrialo-portuaires fortement émettrices de GES : cette initiative vise à favoriser les synergies entre les entreprises et les autres acteurs du territoire en matière d'investissement, d'infrastructures ou d'écologie industrielle. Les dossiers concernant les deux premières zones industrielles en termes d'émissions, Dunkerque et Fos-Marseille, font ressortir des besoins de capacités électriques supplémentaires de l'ordre de 2 à 3 GW pour chacune d'elles, une petite moitié de ces capacités contribuera à la décarbonation par utilisation directe de l'électricité (par exemple, dans des fours électriques), tandis que la plus grosse moitié servira à la production d'hydrogène décarboné par électrolyse de l'eau (un hydrogène utilisé, par exemple, pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie).

L'industrie pourrait avoir besoin en 2030 de 420 000 tonnes d'hydrogène décarboné par an, soit environ 4 GW de capacité d'électrolyse

L'hydrogène est indispensable pour la décarbonation de certains secteurs industriels très émetteurs et pour lesquels il n'y a pas d'autres solutions pour l'instant : la sidérurgie, les cimenteries, la production d'engrais, certaines verreries ou encore les industries chimiques. Les études du Conseil national de l'hydrogène¹ évaluent le besoin pour l'industrie française à environ 420 000 tonnes en 2030 (soit plus de 60 % de la production totale d'hydrogène décarboné à cette échéance). Si cet hydrogène décarboné était produit intégralement par électrolyse de l'eau, à partir de l'électricité réseau, cela impliquerait de disposer d'une capacité d'électrolyse de plus de 4 GW.

Au-delà du cas de l'industrie, la décarbonation des transports (carburant de synthèse, hydrogène pour piles à combustible) et des usages stationnaires pour-

raient représenter un besoin supplémentaire d'hydrogène décarboné de l'ordre de 261 000 tonnes en 2030.

Au total, les capacités électriques nécessaires en 2030 pour produire l'hydrogène décarboné devraient s'élever à 6,5 GW.

Un engouement pour la production d'hydrogène qui peut être sous-optimal en termes d'investissement et de financement public

Si l'on devait faire un cumul de tous les projets nationaux connus et à venir de production d'hydrogène décarboné, la production dépasserait très certainement le besoin du marché français en 2030.

Ce foisonnement reflète le dynamisme des acteurs émergents, mais aussi des leaders mondiaux des domaines de l'énergie et du gaz, lesquels multiplient les projets et souhaitent être les premiers à conquérir ce nouvel eldorado qu'est l'hydrogène.

Certaines entreprises émettrices de GES, et donc des entreprises susceptibles d'être de grandes consommatrices d'hydrogène pour décarboner leurs procédés, peuvent aussi encourager le développement de projets concurrents de production d'hydrogène, dans le but de tirer les prix vers le bas, alors qu'à la fin, il n'y aura de la place que pour un seul fournisseur, le plus compétitif.

Ce phénomène peut mener à des redondances en matière de capacités industrielles projetées, mais aussi en matière de raccordement au réseau de transport. Il peut aussi conduire le gestionnaire du réseau de transport (RTE) à faire preuve d'un certain attentisme, et ce tant que l'un des projets en concurrence n'aura pas pris le dessus sur les autres, pour minimiser les ressources à mobiliser ainsi que la sollicitation du Turpe, qui supporte une partie du financement des études et travaux de raccordement à réaliser.

La compétitivité de notre système électrique est déterminante pour réaliser la décarbonation de notre économie, maintenir des activités industrielles historiques sur notre territoire et soutenir l'implantation de nouvelles activités

Le raccordement aux lignes à très haute tension est sur le chemin critique de la plupart des grands projets de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, dont la vocation est d'approvisionner principalement de grands industriels clients, qui en ont besoin pour se décarboner. La capacité d'une installation d'électrolyse de ce type dépasse plusieurs centaines de MW, voire même un demi GW (0,5).

¹ Hincio (2021), « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène », étude réalisée pour France Hydrogène, <https://www.france-hydrogene.org/publication/trajectoire-pour-une-grande-ambition-hydrogene/>

Or, la mise en service de ces installations d'électrolyse doit être synchrone avec la montée en charge des unités de production que l'industriel veut décarboner (une usine sidérurgique, une cimenterie...). La cible temporelle évoquée par ces derniers est la plupart du temps 2026 ou 2027, ce qui pose un énorme défi à RTE, qui évoque, de son côté, une solution technique et financière pour leur raccordement s'accompagnant d'une fin des travaux au mieux en 2028, voire au-delà.

Ne pas disposer des capacités électriques à temps pourrait retarder, voire compromettre des projets d'investissement d'un montant de l'ordre du milliard d'euros. Or, ces projets sont indispensables pour pérenniser l'emploi industriel dans les usines qui sont contraintes de se décarboner pour pouvoir continuer à produire en Europe. Ils pourraient aussi être à l'origine d'activités nouvelles (la production d'hydrogène) et de débouchés importants pour les *gigafactories* françaises fabriquant des équipements hydrogène.

Aujourd'hui, sur ce type de projet de décarbonation, les pays sont mis en concurrence au regard de leur capacité à mettre à disposition, rapidement, une grande quantité d'électricité décarbonée, idéalement au meilleur prix.

Certains États membres de l'Union européenne n'hésitent pas à proposer à des industriels qui portent des projets en France de s'implanter plutôt dans leur pays, sur des terrains qui disposent déjà d'un accès aux lignes à très haute tension.

Une meilleure coordination de l'action de l'État avec celle de RTE pourrait permettre de mieux allouer les ressources pour renforcer notre système électrique

À défaut de disposer rapidement des documents de planification énergétique et de décarbonation de l'industrie, qui sont actuellement en chantier², un meilleur échange entre l'État et RTE autour des projets prioritaires pourrait permettre d'allouer au mieux les ressources disponibles dans le but de renforcer notre réseau électrique.

En effet, de nombreux projets de décarbonation de l'industrie ou de production d'hydrogène ne trouveront pas leur équilibre économique³ sans le soutien finan-

cier de l'État (notamment via les plans d'investissement France Relance et France 2030).

Dans ce cadre, l'État a ainsi accès aux dossiers de demandes d'aides et peut expertiser et sélectionner les meilleurs projets, ceux qui recevront des financements publics. Sa connaissance des projets est d'autant meilleure qu'il s'est organisé en *task force* interministérielle et est en capacité de consolider l'ensemble des informations de nature technologique, économique, concurrentielle ou environnementale, qui concernent les entreprises et les projets demandant un raccordement au réseau de RTE.

L'État a aussi accès aux planifications concernant les grandes zones industrialo-portuaires, qu'il soutient dans l'élaboration de leur trajectoire de décarbonation (par exemple, l'appel à projets ZIBAC évoqué *supra*) au travers d'études visant notamment à dégager des synergies et à mutualiser les infrastructures.

Les informations détenues par l'État et les choix qu'il fera peuvent apporter à RTE une visibilité sur les besoins électriques nouveaux et les très grands projets à prioriser. D'un autre côté, RTE, qui a une vision consolidée de l'ensemble des besoins locaux et régionaux et qui possède une réelle expertise en matière de faisabilité des travaux, peut conforter ou, au contraire, infirmer les plans de développement que les industriels ou les collectivités présentent à l'État.

Des adaptations dans les méthodes de travail et les réformes envisagées seront néanmoins nécessaires pour permettre à RTE de financer certaines demandes prioritaires de raccordement et des projets pour lesquels il existe de véritables synergies, des troncs communs, et même si ces projets peuvent être concurrents ou différés dans le temps. Il s'agit de pouvoir faire mieux que d'appliquer systématiquement la règle du « premier arrivé, premier servi », mais dans le respect des principes de transparence, d'égalité de traitement et de non-discrimination.

Il s'agit aussi de permettre à RTE d'anticiper l'avenir et de mutualiser les coûts entre les différents acteurs, c'est-à-dire, pour RTE, d'avoir la possibilité d'aller au-delà de l'imputation des coûts des études et travaux réalisés sur une seule entreprise dès lors que ces études et travaux peuvent bénéficier à d'autres, mais cela s'accompagne de la difficulté d'un partage équitable des coûts entre les différents industriels (par exemple, pourrait être instaurée la possibilité d'un remboursement partiel ultérieur des coûts supportés par l'industriel qui a été le premier à demander un raccordement, mais dont les études et travaux réalisés en sa faveur vont aussi bénéficier à d'autres acteurs qui formuleront plus tard une demande de raccordement portant sur la même zone géographique).

L'effacement constitue un autre levier pour rendre notre système électrique plus robuste et capable d'accueillir rapidement plus de consommateurs, à moindre coût et sans dégrader le contenu carbone de notre électricité. Pour ce faire, l'effacement est une pratique qui doit être prise en compte le plus en amont possible, lors de la conception des installations, voire des équipements.

² Au travers de la stratégie française Énergie-Climat (SFEC), de la révision de la PPE, de la SNBC3 et d'une approche de décarbonation des zones industrialo-portuaires, qui mobilise différents leviers (CCS, CCUS, hydrogène, électrification, chaleur biomasse, réseaux et infrastructures...) et qui a été impulsée par le Président de la République dans le cadre de son discours prononcé devant les chefs d'entreprise des 50 sites les plus émissifs, le 8 novembre 2022.

³ Ce constat pourrait ne plus être vrai, si, par exemple, le prix du gaz devait rester durablement à un niveau très élevé et si, dans le même temps, le prix de l'électricité devait baisser.

L'État, à travers les aides publiques qu'il accorde aux projets de production d'hydrogène et de décarbonation et à la R&D relative aux équipements, a un rôle important à jouer pour inciter à un recours à cette possibilité le plus tôt possible (par exemple, en octroyant un bonus sous forme d'aide ou en prenant à son compte une partie du surcoût lié aux travaux et études nécessaires, ou encore, dans le cadre d'un processus concurrentiel, en notant mieux les projets qui prévoient de recourir à l'effacement). Cela permettra aux entreprises soutenues de pouvoir répondre ultérieurement aux appels d'offres d'effacement émanant de RTE.

Enfin, l'amélioration de la compétitivité de nos entreprises et de notre système électrique pourrait également passer par des simplifications administratives et/ou l'instauration de régimes dérogatoires répondant aux urgences climatique et énergétique et aux besoins de la nécessaire décarbonation de notre économie, nonobstant les principes de non-régression qui prévalent en matière d'environnement.

Les contrats de long terme en matière de nucléaire : un enjeu majeur pour la neutralité carbone

Par Philippe DARMAYAN

Président de l'UIMM (2018-2021) et chargé d'une mission ministérielle sur les contrats à long terme d'électricité

Tant du point de vue des producteurs que de celui des consommateurs, il apparaît que le fonctionnement actuel du marché de l'électricité ne permettra pas d'atteindre dans les délais la neutralité carbone. Il y a donc urgence à le repenser, au travers d'une planification stratégique des besoins et des usages et par la fixation d'un signal-prix de long terme basé sur le coût moyen des productions réelles et à venir.

Une des composantes de cette transformation concerne les grands consommateurs énérgo-intensifs, dont les besoins à très long terme ne sont pas assurés. Pour y remédier, il faut créer les conditions d'un marché de long terme qui mettraient tous les fournisseurs d'électricité sur un même pied d'égalité et permettraient aux industriels de se regrouper au sein de structures d'achat qui achèteraient des capacités ou des rubans de production, dont ils assureraient eux-mêmes le financement ou par l'intermédiation de partenaires (fournisseurs ou fonds d'infrastructure). Ces dispositifs existent déjà pour les EnR. Il convient de les élargir à la production nucléaire à travers la mise au point de contrats de long terme qui soient en cohérence avec les enjeux de la décarbonation des *process* des producteurs de cette énergie.

L'explosion des prix de l'énergie observée depuis un an a plongé les entreprises et les consommateurs européens dans une crise énergétique profonde. Aujourd'hui, les industriels ont perdu toute visibilité sur l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité, qui sont directement corrélés au prix du gaz et sont donc sans lien direct avec les coûts réels de production de l'électricité. Les niveaux atteints par les prix de l'énergie attaquent brutalement la compétitivité de nos industries énérgo-intensives, bloquent temporairement leur production, voire remettent en question leurs projets de développement en France. Les conséquences économiques et sociales sont potentiellement très graves tant l'activité de ces industries est systématique, puisque leurs produits de base irriguent toutes les chaînes de valeur de notre économie. Ces conséquences sont d'autant plus inquiétantes pour la France, que celle-ci a misé depuis cinq ans sur une dynamique de réindustrialisation volontariste, qui commence à porter ses fruits.

Les actions d'urgence engagées par la Commission européenne commencent à avoir de premiers effets, mais il reste encore du chemin à parcourir avant que le vingt-sept États membres se décident à adopter des mesures coordonnées et ambitieuses, qui sont seules à

même de stabiliser durablement un marché de l'énergie hystérisé par la spéculation.

La France présente une spécificité nationale, celle de l'existence d'un levier historique de régulation publique du tarif de l'électricité (l'ARENH). L'État l'actionne *via* EDF sous le contrôle étroit de Bruxelles, qui veut sa disparition fin 2025 au nom de la libre concurrence. Au-delà de ce calendrier, l'effet de souffle actuel du dispositif sur les marchés est tel, que de nouvelles solutions doivent être trouvées pour anticiper les besoins évolutifs des industriels et intégrer la réalité du parc français de production d'électricité.

Le premier constat est que la décarbonation change complètement la donne au niveau du marché. L'électricité bas-carbone est le moyen le plus puissant de substitution aux énergies carbonées et pour permettre ainsi d'atteindre la neutralité carbone. C'est le cas pour les transports et le chauffage des bâtiments, mais aussi pour l'industrie manufacturière, notamment en ce qui concerne ses activités « énérgo-intensives » (chimie, acier, aluminium, ciment...). Ces industries énérgo-intensives se sont engagées à repenser leurs procédés de fabrication et à investir massivement d'ici à 2030 pour électrifier leurs procédés de fabrication afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone à échéance

2050. De nouveaux besoins, comme la production d'hydrogène vert, émergent, dont la compétitivité est directement liée au prix de l'électricité. Comment imaginer que ces investissements soient concrétisés dans un contexte où l'électricité est gérée comme une commodité dont le prix peut fluctuer constamment et tutoyer les sommets, sans garantie de limitation ?

Réguler le prix de l'électricité est un enjeu majeur pour atteindre notre objectif climatique.

Le second constat est que cette décarbonation des industries et des usages se traduira par une formidable hausse des besoins électriques, estimée par RTE à + 50 % d'ici à 2050. L'obsolescence progressive des moyens de production implique sur cette même période une augmentation massive de nos capacités physiques de production. Il s'agit tout d'abord du maintien du recours au nucléaire : à ce niveau, le prolongement de l'activité des centrales actuelles, mais plus encore leur renouvellement sont indispensables pour offrir une production de base qui soit décarbonée, compétitive et pilotable à tout moment, et surtout adaptée au besoin de continuité qu'expriment les industriels. Dans le même temps, les renouvelables devront voir leur capacité multipliée par près de dix d'ici à 2050, contribuant ainsi de façon décisive à la neutralité carbone. Créer ces capacités et les infrastructures associées va demander aux fournisseurs une mobilisation financière considérable. Or, tous ces projets ne pourront être financés dans un contexte de marché s'avérant aussi volatil et spéculatif.

Ainsi, tant du point de vue des producteurs que de celui des consommateurs, il apparaît que le fonctionnement actuel du marché de l'électricité ne permettra pas d'atteindre dans le temps imparti la neutralité carbone ; **il faut donc profondément repenser ce fonctionnement au travers d'une planification stratégique des besoins et des usages et par la fixation d'un signal-prix de long terme basé sur le coût moyen des productions actuelles et à venir.**

Cette nouvelle régulation sera hybride, en tant qu'elle alliera des dispositifs publics et privés et sera basée sur de nouveaux modes de contractualisation à long terme.

Plusieurs solutions sont possibles :

- des solutions régaliennes, puisque selon le traité Euratom, les États sont responsables du choix des moyens de production. Autorités nationales et régulateurs disposant d'une capacité de planification et ayant la connaissance des coûts de production de l'électricité, ils sont donc les plus à même de fixer le « juste prix » qui inciterait producteurs et fournisseurs à investir, et les consommateurs à s'orienter vers la décarbonation de leurs activités ;
- mais aussi des solutions s'appliquant au sein d'un marché de long terme qui associeraient investisseurs et consommateurs pour contribuer au développement des moyens de production et permettre de financer des projets de capacité basés sur leurs qualités intrinsèques (compétitivité, engagement d'enlèvement de la part des consommateurs...) et réduisant la volatilité dérivée du marché.

De telles solutions ont déjà été mises en œuvre en France soit dans le cadre de contrats directs historiques réservés à quelques industries hyper-intensives en électricité (aluminium, silicium, chlorochimie...), soit à travers le regroupement de grands consommateurs au sein d'une structure collective, comme le consortium Exelsium, qui a contribué au financement de la centrale de Flamanville 3, avec, en contrepartie, un accès à des prix convenus sur une durée de vingt-cinq ans. Ces solutions sont également mises en œuvre à nos portes, en Europe, pour contribuer au développement de grands projets nucléaires en Finlande ou en Grande-Bretagne ou encore dans le cadre de contrats assis sur des actifs EnR, des contrats dits PPA (Purchase Power Agreement).

Étendre ces PPA à notre production nucléaire actuelle et future en substitution à l'AREHN et en les faisant porter sur des contrats d'une durée de dix ou vingt ans – que nous nommerons « Contrats de long terme en matière de nucléaire » – est une façon simple et éprouvée de répondre aux enjeux actuels : elle permettrait à de grands consommateurs de s'engager sur un achat de long terme à un prix lié aux coûts de production ; elle associerait ces mêmes grands consommateurs au financement de la mise à niveau des capacités de production, à leur prolongement ou encore à la construction de nouvelles capacités.

Rien n'interdit aujourd'hui à EDF de contracter à long terme, de gré à gré, avec quelques grands utilisateurs. Mais l'enjeu est plus vaste : il faut créer les conditions d'un marché de long terme qui mettraient tous les fournisseurs d'électricité sur un même pied d'égalité et qui permettraient aux industriels de se regrouper au sein de structures d'achat qui achèteraient des capacités ou des rubans de production, dont ils assureraient eux-mêmes le financement ou par l'intermédiation de partenaires (fournisseurs ou fonds d'infrastructure).

Mettre en place une solution d'approvisionnement à long terme demande que soient définis un certain nombre de paramètres structurants garantissant leur efficacité par rapport aux enjeux globaux de décarbonation et d'augmentation des volumes et donnant lieu à acceptation au niveau européen.

Concernant les volumes, l'atteinte d'un niveau de 45 TWh en 2030 et de 75 TWh en 2050, hors hydrogène, est recommandée pour ces « contrats de long terme en matière de nucléaire ». Ce volume représente l'équivalent de 60 % du besoin des électro-intensifs et pourrait être ajusté en fonction des objectifs des plans de décarbonation. Il est du même ordre que le niveau actuel d'approvisionnement affiché dans le cadre du dispositif ARENH ; il ne constitue donc pas un assèchement accru du marché par rapport à la situation actuelle.

Les conditions d'éligibilité à ces dispositifs pour les électro-intensifs reposeraient sur des critères précis (intensité électrique, profil de consommation et dynamique d'électrification à venir), tout en ayant bien conscience que de nouveaux secteurs rempliront ces critères du fait de la concrétisation de leurs efforts de décarbonation grâce à l'électrification. De surcroît, certains

consommateurs, non électro-intensifs selon les critères légaux, pourraient également en bénéficier, après instruction par l'administration de leurs dossiers, pour des projets particulièrement ambitieux d'électrification de leurs procédés de fabrication.

La solution proposée revient à mettre en place une intégration verticale virtuelle entre EDF et les grands consommateurs éligibles. L'application de celle-ci peut être soit restreinte à une centrale en particulier – comme ce fut le cas pour Exeltium –, soit concerner une part plus ou moins importante de la production globale d'électricité nucléaire d'EDF. Le choix fait est par nature assez structurant : chaque solution présentant des avantages et des inconvénients au niveau du partage des risques entre l'exploitant et le consortium partenaire, mais peut aussi être synonyme de souplesse dans la gestion pour l'exploitant ou de risque d'une interruption dans la fourniture pour le consommateur, notamment du fait de la gestion des arrêts liés à la maintenance programmée.

Le prix d'accès aux « contrats de long terme en matière de nucléaire » devrait être fixé en distinguant ce qui relève du financement de la capacité mise à la disposition des consommateurs de ce qui correspond au coût d'enlèvement des volumes. L'objectif étant de donner accès à des rubans de capacité à un prix décorrélé du prix de marché, il convient dès lors de trouver une nouvelle référence fondée sur les coûts, en s'appuyant sur les méthodes utilisées pour l'ARENH, à savoir un niveau basé sur les coûts complets du parc nucléaire existant ou de la centrale objet du contrat.

La question clé de la garantie du financement bancaire lié à l'achat de capacité doit être traitée si l'on souhaite que les électro-intensifs, dans leur grande diversité, puissent bénéficier du nouveau dispositif. Une part importante des difficultés rencontrées avec le dispositif Exeltium provient en effet de la spécificité de la contrepartie financière associée : elle avait la forme d'une « avance en tête »¹ financée à 90 % par voie bancaire ou obligataire et basée sur des conventions (covenants) reposant sur des notations attribuées aux différents consommateurs, à défaut de disposer de chroniques de prix suffisamment stables permettant d'apprécier le risque intrinsèque du projet. Les schémas futurs devront donc traiter cette question au travers :

- soit, comme dans le cas d'Exeltium, d'une garantie fondée sur la capacité financière des consommateurs eux-mêmes, la volatilité des prix spot empêchant en effet de bâtir un dispositif de financement de projet ;
- soit de l'intermédiation de fonds d'infrastructure ou de fournisseurs alternatifs qui y trouveraient une capacité supplémentaire leur permettant de servir le marché des électro-intensifs en complétant leurs approvisionnements en énergie issue des EnR par l'acquisition de volumes d'électricité provenant d'installations nucléaires de base.

¹ Contrepartie correspondant à une prime fixe initiale (dite « avance en tête ») versée en début de contrat et à un prix d'enlèvement proportionnel, payé au fur et à mesure de la livraison de l'électricité.

Le montage de ce type de financement serait facilité par la création d'un système assurantiel ou d'une garantie d'État permettant de protéger le producteur contre le risque de défaut de l'acheteur. Ce type de dispositif existe déjà en Espagne et en Norvège pour les PPA concernant les EnR ; la même solution est à l'étude en France dans le cadre de l'accélération des développements de capacités EnR. Il pourrait de la même façon s'appliquer aux « contrats de long terme en matière de nucléaire ».

En ce qui concerne le cas particulier de l'hydrogène, la filière considérée est à ce jour encore émergente : elle n'a donc pas encore bénéficié des effets d'apprentissage, ni des effets d'échelle. Le coût des électrolyseurs, leur taux de disponibilité (besoin en maintenance, besoin en termes de redondance), le rendement de la génération d'électricité à partir d'hydrogène comme le coût du stockage et du transport de ce dernier vont progressivement s'améliorer. Mais, pour l'heure, tant que le marché de l'électricité européen n'aura pas atteint une surcapacité permettant d'espérer des niveaux de prix marginaux sur une durée compatible avec l'amortissement des CAPEX, une sécurisation additionnelle du prix de l'électricité est nécessaire pour que l'hydrogène devienne compétitif :

- soit au travers d'un contrat pour différence basé sur le prix du gaz et sur le prix de l'électricité défini dans le cadre des « contrats de long terme en matière de nucléaire », et tenant compte d'une trajectoire d'amélioration de la performance énergétique de l'électrolyse ;
- soit par l'ouverture d'un droit à une compensation carbone indirecte. Cette solution présente l'intérêt d'être déjà autorisée par la Commission européenne.

La condition de réussite de la mise en place des « contrats de long terme en matière de nucléaire » est la compatibilité de ceux-ci avec le droit de l'UE : le droit encadrant le fonctionnement du marché de l'électricité, les règles applicables en matière de concurrence et d'aides d'État ou encore le droit des ententes. La démonstration devra s'appuyer :

- sur la constatation depuis 2005 de la baisse de la part de marché d'EDF sur le segment des consommateurs industriels ;
- sur le fait que ces contrats ne constituent qu'une partie des approvisionnements des consommateurs ;
- qu'ils ne représentent pas un volume très différent de l'ARENH et n'assèchent donc pas le marché ;
- et, surtout, qu'ils sont une condition indispensable de l'atteinte de l'objectif européen de neutralité carbone.

Faire de l'électricité une force pour l'atteinte de la neutralité carbone devrait pouvoir rapidement faire consensus, tout comme pourrait le faire l'importance du rôle que les grands consommateurs peuvent y jouer. S'il existe de multiples façons d'y parvenir, ce projet d'intérêt général nécessite une concertation entre les consommateurs, les producteurs et les fournisseurs d'électricité pour étudier techniquement, financièrement et juridiquement, les modalités de mise en place

de ces nouveaux contrats de long terme. Cette concertation doit intervenir rapidement au risque de ralentir la transition vers la neutralité carbone.

Les décisions industrielles appelées à se concrétiser en 2050 se prennent aujourd'hui ! L'« urgence » est régulièrement invoquée en matière de climat sans que celui ou celle qui l'invoque ait toujours une pleine clarté sur ce qui est concrètement suggéré derrière cette appel à agir vite. La régulation des prix de l'électricité en est un bon contre-exemple : qu'on laisse le marché

spot être l'unique référence des prix de l'électricité, et l'on en verra la conséquence d'ici dix ans, à savoir un rythme insuffisant de décarbonation. Il y a urgence à mettre en place, et ce dès aujourd'hui, une modification systémique du mode de détermination des prix de l'énergie pour accompagner les consommateurs et les producteurs dans leurs efforts de décarbonation et de croissance.

Les enjeux de la numérisation pour les gestionnaires du réseau de distribution

Par Sébastien JUMEL et Pierre MALLET

Enedis

Le réseau public de distribution d'électricité se trouve, partout dans le monde, au carrefour de nombreuses transitions, que ce soit en matière environnementale, technologique, numérique, économique ou encore sociétale.

Nous allons passer d'un système électrique centralisé à un système partiellement décentralisé reposant sur des moyens de production intermittents et donc bien moins pilotables. L'optimisation de la distribution se jouera à des mailles variées, de plus en plus locales. Et la flexibilité, permise par une utilisation intelligente des données, sera la clé du système. Ces transformations vont très largement s'appuyer sur le réseau de distribution de l'électricité, lequel devient ainsi la véritable colonne vertébrale de la transition écologique en cours.

Les solutions fondées sur le traitement des données sont essentielles pour mettre en œuvre ces transformations, dès lors qu'elles ouvrent des perspectives d'amélioration majeure de notre performance et de développement de services.

Le compteur communicant Linky constitue un maillon central de cette numérisation. Avec lui, Enedis bascule dans le monde du *Big Data*. Linky ouvre la voie au pilotage dynamique des usages, facilite l'essor de l'autoconsommation et rend possible une offre de nombreux nouveaux services. C'est aussi un formidable outil pour améliorer la performance de la gestion du réseau.

Bien sûr, cette transformation ne se fera pas en un jour, mais elle va s'accélérer, imposant un rythme d'innovation de plus en plus soutenu. Et nous ne pourrons répondre à ce défi qu'en bénéficiant d'un écosystème performant, d'un cadre réglementaire adapté et de la mobilisation de tous les salariés de notre société.

Les réseaux de distribution d'électricité se trouvent, partout dans le monde, au carrefour de nombreuses transitions, que ce soit en matière environnementale, technologique, numérique, économique ou encore sociétale. Toutes ces transitions impactent profondé-

ment les métiers de la distribution. Elles nous orientent vers une gestion des réseaux plus proche des territoires, plus écologique, plus locale et plus inclusive. La condition de ces évolutions est partout la même : accélérer la numérisation.



La flexibilité permise par une utilisation intelligente des données sera la clé de l'intégration des EnR dans le système électrique – Photo©Enedis.

Nous allons passer, en quelques décennies, d'un système électrique centralisé à une maille, souvent nationale, reposant sur une production pilotable, qui s'adapte à la consommation (en partie imprévisible à très court terme), à un système électrique majoritairement décentralisé s'appuyant sur des moyens de production intermittents, et donc moins pilotables, et se situant souvent au plus près des consommateurs. Des innovations émergent pour améliorer sinon la pilotabilité, au moins la prévisibilité de la production des moyens solaires et éoliens. En parallèle, des logiques locales se développent pour permettre d'adapter autant que faire se peut la consommation à la production, avec l'émergence de solutions de flexibilité, d'autoconsommation et de stockage. Certaines logiques d'autonomie vont certes voir le jour (*micro-grids* privés), mais cette décentralisation va avant tout s'appuyer très largement sur le réseau de distribution d'électricité existant, qui va devenir la véritable colonne vertébrale de la transition écologique en cours.

Le compteur communicant, premier maillon de la numérisation

Le déploiement des compteurs communicants (Linky pour Enedis) et la transformation numérique font apparaître une nouvelle facette du métier de gestionnaire de réseaux électriques, qui intègre, de fait, une activité de gestion de données. Ils ouvrent ainsi de nouvelles perspectives, à la fois en termes d'amélioration majeure de la performance industrielle, mais aussi de développement de nouveaux services. La *data* est devenue la nouvelle richesse de ces systèmes numériques qui permettent d'assurer, en temps réel, un équilibre entre la production et la consommation ; une opération de plus en plus complexe et qui est réalisée pour partie au plan local.



Le compteur communicant Linky constitue un maillon central de la numérisation des distributeurs d'électricité – Photo©Enedis.

Linky a d'abord été un projet industriel de longue haleine (d'une durée de six ans), qui a été achevé dans les délais et pour un budget total (un peu plus de 4 milliards) inférieur à celui prévu initialement. Plus de 34 millions de compteurs ont ainsi été posés (90 % des foyers français) et 750 000 concentrateurs ont été installés dans les postes électriques.

Ce compteur permet aujourd'hui de réaliser chaque mois plus de deux millions de télé-opérations courantes à distance. Les déplacements des équipes d'Enedis pour des interventions techniques ont baissé de plus de 70 %.

Il permet en outre aux clients qui en sont équipés de bénéficier d'une facturation sur index réels, gommant ainsi les pratiques anachroniques des factures estimées avec leur lot d'erreurs et d'approximations.

Par ailleurs, Linky représente un véritable outil de maîtrise de la consommation d'énergie grâce à sa présence dans (presque) chaque foyer français. Ce sont ainsi 8 millions de foyers français qui suivent leur consommation directement au travers d'applications dédiées, dont 2 millions de clients *via* leur compte Enedis. Ce suivi peut se faire à un pas de temps horaire (avec un taux de 98 % de remontées correctes). Cet accès à l'information permet de mieux comprendre et donc d'agir pour mieux maîtriser notre consommation d'électricité et faire des économies en adaptant nos comportements au quotidien.

À la maille d'un territoire, il a permis à Enedis de mieux contribuer à l'aménagement et à l'attractivité de celui-ci, en permettant notamment de planifier et d'observer les évolutions de la performance énergétique, de suivre la consommation électrique des bâtiments publics et d'accompagner les programmes en matière de rénovation écologique. Par ailleurs, le système Linky favorise l'intégration des nouveaux moyens de production intermittents (le solaire, l'éolien, etc.) en permettant notamment l'enregistrement par le même compteur de la consommation et de la production d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité commencent à se saisir des différentes opportunités qui s'offrent à eux et on compte d'ores et déjà dix-neuf offres spécifiques émanant de ces fournisseurs et rendues possibles uniquement grâce à Linky : l'offre Zen d'EDF (heures creuses week-end) ou Zen + (heures creuses, le week-end et une journée au choix dans la semaine), les offres de Butagaz, de TotalEnergies, d'Enercoop (avec un abonnement à pas de 1 kW), l'offre d'Engie (heures électriques week-end)... De même, 99 % des télé-opérations demandées par les fournisseurs sont réalisées *via* le système Linky : relevés d'index, augmentation de puissance, mise en service, modification du contrat et même changement de fournisseur.

Récemment, la décision prise par certains fournisseurs d'électricité de substituer à la coupure du courant pour impayés une baisse de la puissance à 1 kW a été rendue possible grâce à Linky (abaissement de la puissance à distance, rôle de *breaker* intégré au compteur).

On peut donc dire que les fonctionnalités de Linky sont d'ores et déjà au rendez-vous.

Le compteur Linky ouvre la voie au pilotage dynamique des usages

Pour autant, de nombreuses opportunités d'innovation sont encore à développer en s'appuyant sur le compteur communicant et les possibilités offertes par le numérique.

Par exemple, l'accès aux télé-informations émanant du compteur offre aux clients la possibilité d'être informés en temps réel des grandeurs électriques mesurées et les données qui s'y attachent (périodes tarifaires, contacts virtuels, puissance instantanée...) permettent ainsi le pilotage dynamique des usages. Cette sortie numérique permet une restitution en permanence des paramètres actualisés par le compteur (toutes les deux secondes). Bien entendu, ces informations incluent aussi celles relatives à l'injection d'énergie par le producteur.

Enedis a ainsi développé une marque « Linky ready », qui permet aux fournisseurs d'énergie de disposer d'un cahier des charges leur permettant de rendre leurs appareils compatibles avec le compteur Linky et pour les clients d'être informés au moment de l'achat de leurs appareils domestiques sur la facilité de connexion de ceux-ci avec Linky.

Les exemples d'utilisation de cette fonctionnalité ne manquent pas. Par exemple, les bornes de recharge des véhicules électriques permettraient, une fois connectées à ce dispositif, de gérer globalement la recharge en limitant la puissance appelée, si la puissance totale disponible dans la maison était insuffisante. On aurait ainsi des fonctionnalités de « délestage dynamique » à la maille la plus fine, celle de chaque foyer. Pas de coupure d'électricité en cas de dépassement de la puissance souscrite, mais une limitation des usages pendant cette période de surconsommation.

Avec Linky, Enedis bascule dans le monde du *Big Data*

Avec le système Linky, Enedis est désormais un opérateur de *Big Data*, gérant plus de 35 millions de « capteurs » connectés au réseau électrique. Ouvert depuis 2015, l'*open data* d'Enedis met à disposition de chacun de nous des données énergétiques, et ce en parfaite conformité avec le RGPD.

Que ce soit le bilan électrique, la qualité de fourniture, les raccordements des EnR ou les flexibilités, toutes les données enrichies par les *data scientists* d'Enedis sont mises à la disposition de tout un chacun. Utiles aux pouvoirs publics, aux collectivités locales, mais aussi à tous les clients, ces données sont également disponibles sur : data.gouv.fr

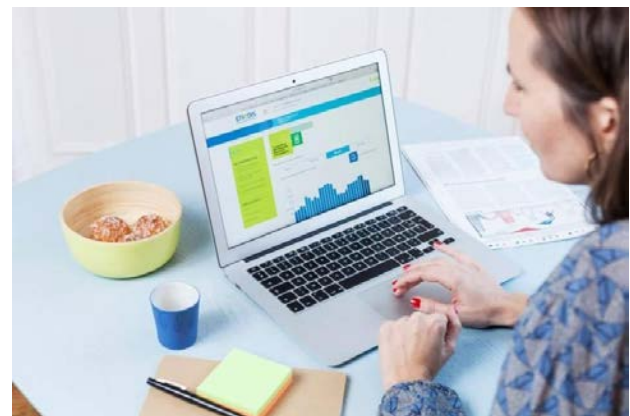
Le compteur communicant Linky est au cœur de l'essor de la pratique de l'autoconsommation

De façon corrélée au développement de la production locale, de plus en plus de clients ou de communautés souhaitent faire correspondre cette production avec leur consommation elle aussi locale. La satisfaction de ce souhait de « circuit court » entre la production locale et la consommation locale est rendue possible par la gestion dynamique du réseau. En effet, dans plus de 90 % des cas, le raccordement au réseau d'une installation en autoconsommation concerne un client qui est déjà raccordé au réseau de distribution d'électricité.

Grâce au compteur communicant, la mise en service est réalisée au maximum en 48 heures, voire en 24 heures sur simple demande et par télé-opération. Le client peut ainsi accéder en temps réel aux données relatives à sa consommation et à sa production. Et dans le cas d'opérations impliquant plusieurs clients regroupés au sein d'une communauté énergétique citoyenne, Enedis peut fournir à l'autorité organisatrice au plan local les données de calcul pour réaliser l'opération de *netting*, qui permet d'établir une facture pour chaque membre de la communauté afin qu'il équilibre ses propres contributions en matière de production et de consommation.

Au-delà de ces fonctions essentielles, de nombreux services numériques sont accessibles grâce à Linky

Linky a ainsi permis de développer des services comme l'émission d'une alerte en cas de dépassement du seuil d'énergie consommée ou de puissance appelée, voire même l'absence de consommation. Il s'agit aussi, notamment, de services développés pour la gestion de l'éclairage public : « Mon éclairage public » pour détecter certains problèmes comme le non-fonctionnement d'ampoules, ou « LACEA » qui permet d'allumer ou d'éteindre l'éclairage public en fonction de critères locaux. Ce sont encore des services d'aide développés à destination des clients démunis (mise en place de messages d'alerte en fonction de leur consommation) ou des services en lien avec la rénovation de bâtiments (cartographie par immeuble des consommations pour mieux cibler les opérations de rénovation à réaliser, bilan déthermalisé, bilan avant/après rénovation...).



Linky permet de développer de nouveaux services à destination des clients – Photo©Enedis.

Linky est également un formidable outil permettant de gérer le réseau de façon plus performante

Que ce soit à partir des données issues des compteurs ou en utilisant l'infrastructure de communication mise en place dans le cadre du projet Linky, laquelle permet de transmettre des données captées par différents

objets répartis sur le réseau, de très nombreuses solutions ont été conçues et déployées pour améliorer la performance de la gestion du réseau.

Ainsi, il est aujourd'hui possible de réaliser un diagnostic à distance portant sur le réseau basse tension. Auparavant, lorsque le distributeur recevait un appel téléphonique d'un client privé de courant, il devait s'efforcer, en lien avec celui-ci, de déterminer si la panne était vraiment sur le réseau ou si elle se situait au niveau de l'installation intérieure du client. Aujourd'hui, en interrogeant le compteur Linky à distance, le centre d'appel dépannage peut établir bien plus vite et de manière plus précise un premier diagnostic de la situation, et informer le client directement au téléphone. En interrogeant les compteurs voisins de celui concerné par une panne, il est possible de définir la zone privée d'alimentation et la portion de réseau concernée. Dans certains cas, il est même possible de détecter la défaillance d'un des composants du réseau avant que les premiers clients n'appellent pour signaler une panne.

Mais il vaut toujours mieux intervenir avant que la panne ne se produise. L'exploitation de la masse des données relatives aux variations de tension observées par les compteurs Linky permet d'anticiper certains incidents sur le réseau basse tension et donc d'intervenir avant qu'ils ne se produisent. En effet, dans certains cas, les anomalies observées en matière de qualité de fourniture, par exemple les coupures de courant ou certaines variations de tension, sont des marqueurs ou des « signaux faibles » annonciateurs d'une panne matérielle à venir. Des techniques d'intelligence artificielle – dans le cas considéré, des algorithmes d'apprentissage supervisé – permettent de faire parler ces données complexes et d'émettre des recommandations aux équipes de maintenance. Il devient alors possible d'anticiper les incidents plutôt que de les subir et de transformer des dépannages, potentiellement hors des heures ouvrées, en interventions programmées.

Sur le réseau moyenne tension, Linky permet là encore d'anticiper les interventions. Mais à la différence du réseau basse tension, ce ne sont pas les données mesurées par les compteurs qui sont directement utilisées, mais celles collectées par d'autres capteurs et transmises grâce à l'infrastructure de communication mise en place dans le cadre du projet Linky. Les réseaux sont aujourd'hui mieux surveillés, des signaux annonciateurs d'incidents sont mieux détectés, les portions suspectes sont mieux analysées et localisées ; l'information est alors transmise aux opérationnels qui peuvent investiguer sur le terrain et procéder si nécessaire aux réparations, avant même la survenue de l'incident.

Les données Linky ne sont pas seulement utilisées pour détecter des pannes et des composants devant être réparés. La connaissance détaillée des coupures et des excursions de tension au niveau du client, identifiées grâce au compteur Linky, et leur rapprochement avec des événements ayant affecté le réseau permettent d'améliorer le traitement des réclamations et de mieux cibler les solutions permettant d'améliorer la

qualité de fourniture. Il est, par exemple, possible de détecter une répartition non optimale des raccordements des clients sur les phases, ce qui peut conduire à procéder à des rééquilibrages. Il est aussi possible, dans certains cas, d'identifier le besoin de procéder à un renforcement du réseau.

Les câbles et accessoires basse tension souterrains jouent un rôle important pour assurer l'alimentation des clients, notamment dans les centres urbains. C'est pourquoi il est important de s'assurer de leur bon état et de prévoir leur renouvellement lorsque cela est nécessaire. Jusqu'à présent, ce sont des méthodes conventionnelles, fondées sur des caractéristiques clés des ouvrages précités, qui ont été utilisées pour élaborer les stratégies de renouvellement. Aujourd'hui, une approche fondée sur le traitement massif des données et l'intelligence artificielle a été développée et appliquée avec succès sur ces câbles et accessoires enfouis : elle repose sur une exploitation de toutes les données disponibles en vue d'alimenter des algorithmes auto-apprenant, et ainsi mieux cibler les ouvrages à remplacer.

Les données Linky sont par ailleurs une aide en matière de fiabilisation des données patrimoniales. En particulier, en exploitant les liens de communication existant entre les compteurs et les concentrateurs, Linky permet de vérifier le bon rattachement des clients aux postes de distribution. La qualité de ces données améliore celle des études guidant les choix d'investissement ou les décisions d'exploitation, ou encore la pertinence des informations fournies aux clients en cas de survenue d'un événement sur le réseau.

Enfin, les données collectées par Linky ont aussi permis d'améliorer de façon substantielle le service rendu par le distributeur aux acteurs de marché que sont les responsables d'équilibre¹. En effet, depuis 2018, les principaux profils types utilisés pour déterminer les flux demi-horaires d'électricité pour chaque responsable d'équilibre sont passés en mode « dynamique ». Concrètement, la valeur calculée pour un profil est adaptée toutes les demi-heures en fonction des consommations ou productions mesurées d'un panel représentatif de clients Linky. Il s'agit d'une évolution en rupture avec la modélisation « statique », moins réactive, qui était précédemment utilisée. Le profilage dynamique réduit ainsi d'un facteur deux les incertitudes relatives à l'allocation d'énergie demi-horaire entre responsables d'équilibre, ce qui représente, sur certaines périodes, plusieurs GW, soit l'équivalent de la consommation résidentielle en Île-de-France « à la pointe ». Ce traitement de données massives a ensuite été généralisé à l'ensemble des sites « profilés » du marché de masse (soit 37 millions de sites concernés).

¹ Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont engagés contractuellement avec RTE à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre l'électricité injectée et l'électricité consommée au sein d'un périmètre d'équilibre.

La numérisation s'inscrit dans une perspective de transformation profonde des réseaux de distribution

Quel avenir pour les réseaux de distribution d'électricité ? Nous sommes tous frappés par la volonté d'accélération de la transition écologique. C'est une excellente nouvelle, car elle témoigne du passage du stade de la prise de conscience à celui de l'action. C'est le cas d'Enedis qui travaille depuis plus de dix ans à l'adaptation des réseaux de distribution et qui est ainsi l'un des distributeurs les plus *smart* du monde. Nous avons par ailleurs élaboré un programme d'innovation très ambitieux qui a vocation à répondre aux différents défis de cette transition dans les années à venir.

Toutefois, il reste de nombreuses inconnues. En conséquence, nous allons devoir construire de façon très agile des systèmes qui s'inscrivent dans le temps long (la durée de vie d'un réseau de distribution électrique dépasse couramment les cinquante ans). Quelle part d'EnR dans le mix et où ? Quel niveau de sobriété et quel impact sur la consommation ? Quelle vitesse de déploiement de la mobilité électrique et de concrétisation des promesses de *smart charging*, voire de "Vehicle To Grid" ? Quelle croissance pour l'hydrogène produit par électrolyse ? Quelle part d'autoconsommation ? Quelles modalités de flexibilité ? Autant de questions

qui se posent. Nous allons devoir, à l'instar de tous les autres secteurs d'activité, nous habituer à une cohabitation entre des logiques de court terme et des logiques de long terme, mais aussi entre des logiques locales et des logiques nationales. Nous devons aussi faire preuve d'anticipation et de réactivité.

Nous ne serons pas les seuls à nous engager sur ce chemin, tant il est évident pour chacun de nous que l'innovation est un processus ouvert, un écosystème où se côtoient de grands groupes, des *start-ups*, des centres de recherche, des fournisseurs, des clients, des partenaires, etc. Les modalités d'animation et de coordination de toutes ces parties prenantes induisent la performance de l'innovation.

Par ailleurs, la distribution d'électricité étant une activité relevant d'un monopole régulé, il n'y aura pas de *smart grids* sans *smart regulation*. La capacité du ou des régulateurs à adapter rapidement les règles à ces futurs incertains sera l'une des clés de la réussite.

Enfin, cette transformation ne sera possible qu'avec la mobilisation des 38 000 salariés de notre société ; elle a en effet la chance de pouvoir s'appuyer sur leurs compétences et leur mobilisation autour d'une ambition commune : s'engager pour un service public qui participe à l'accélération de la transition écologique en cours.

Marchés de l'électricité et du gaz en Europe : quelle architecture pertinente entre monopoles et « energy only » ?

Par Édouard SAUVAGE

Directeur général adjoint d'Engie, en charge des activités Infrastructures dans le monde (transport, distribution et stockage du gaz, transport de l'électricité)

La crise énergétique actuelle, provoquée par une réduction brutale de l'offre d'énergie, révèle un profond dysfonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité en Europe. Mais comment répondre à la fois aux défis de la forte augmentation des prix, de la souveraineté énergétique, de la transition énergétique et de la protection des consommateurs ?

Des mesures d'urgence sont nécessaires pour sortir du piège de prix de l'énergie très supérieurs aux valeurs observées sur d'autres continents, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz : plafonner les prix du gaz en se référant à une valeur fixe ou indexée sur d'autres énergies, redonner de la profondeur au marché...

Une réforme structurelle des marchés de l'énergie est indispensable pour enclencher les investissements nécessaires à la transition énergétique, et ainsi apporter une réponse aux enjeux climatiques, mais aussi de souveraineté énergétique et de maîtrise des coûts de l'énergie. L'Union européenne et ses États membres doivent assumer une nécessaire planification énergétique et parvenir à la réalisation des investissements qui s'imposent par le biais d'appels d'offres concurrentiels. Cette planification doit impérativement prévoir des marges de sécurité significatives garantissant la sécurité d'approvisionnement, même dans des scénarios extrêmes, et la substituabilité partielle mais rapide de différents vecteurs par d'autres pour éviter ou répondre à une tension sur les prix d'un vecteur énergétique en particulier.

Depuis le second semestre 2021, le système énergétique européen subit de fortes tensions :

- tensions sur l'approvisionnement de l'Europe en gaz : des livraisons de gaz russe en forte baisse et une réduction des capacités de liquéfaction aux États-Unis (interruption de l'activité de Freeport suite à un incendie) ;
- faible production hydroélectrique (conséquence de la sécheresse) ;
- indisponibilité d'une partie du parc nucléaire français (impact du Covid sur le programme de maintenance des différentes centrales, problème de corrosion sous contrainte pour certaines d'entre elles), d'où un recours accru à des centrales au gaz en France et en Europe pour pallier cette sous-production électrique française. La production d'électricité thermique (au gaz) et les importations d'électricité par la France ont

représenté depuis début juillet 2022 près de 15 % de la consommation électrique. Alors qu'en 2021, la France était exportatrice sur la période allant de juin à octobre.

Ces tensions mettent à mal le système énergétique européen : elles se traduisent par une flambée des prix de l'énergie et des menaces sur la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe (en gaz et en électricité).

Face à la crise, les États de l'Union européenne réclament des solutions pour aider leurs citoyens et leurs entreprises à surmonter l'envolée des prix.

Mais quels enseignements doit-on tirer de cette crise ?

- Relève-t-elle d'une situation conjoncturelle ou révèle-t-elle un dysfonctionnement structurel des marchés ?

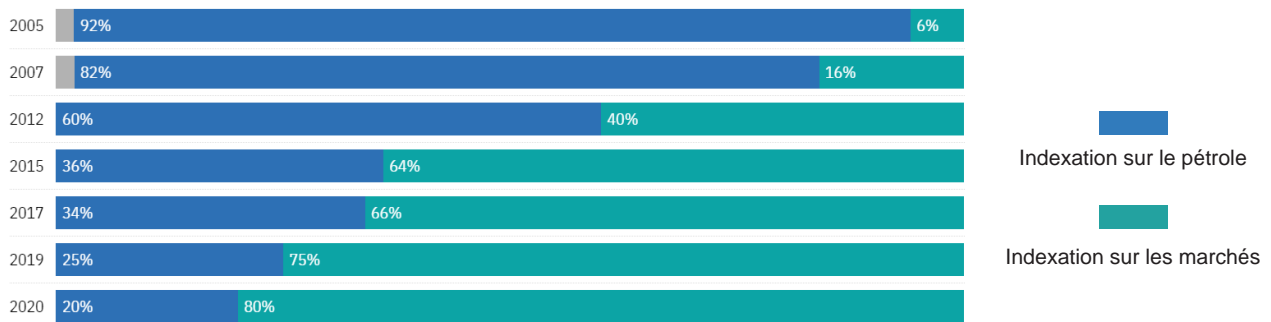


Figure 1 : Évolution des mécanismes de tarification des importations de gaz en Europe sur la période 2005-2020 (% des volumes importés) – Source : AIE.

- Entre monopoles et « energy only market »¹, quelle pourrait être l'architecture pertinente pour les marchés de l'électricité et du gaz en Europe ?

Les limites du fonctionnement des marchés de l'énergie en Europe

L'industrie électrique et gazière était historiquement organisée sur un territoire donné en monopoles intégrés verticalement au niveau de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture. En régime monopolistique, la décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts pour satisfaire la demande. En décidant de la libéralisation des marchés européens de l'énergie, les États membres de l'Union européenne visaient une baisse des prix pour le consommateur et la création d'un marché unique du gaz et de l'électricité permettant une meilleure sécurité des approvisionnements énergétiques. L'ouverture à la concurrence a été engagée en 1996, avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité, laquelle a été suivie en 1998 d'une directive sur le gaz. Les réformes de libéralisation ont instauré un régime institutionnel, dans lequel les choix technologiques et la gestion des risques d'investissement sont décentralisés au niveau d'acteurs en concurrence. Mais, depuis les années 2000, pour piloter la transition énergétique, l'Europe a introduit de nombreuses exceptions au principe de la concurrence et du libre fonctionnement des marchés ; dans les faits, la puissance publique est progressivement redevenue le principal décideur. Ces interventions politiques

¹ Le « energy only market » (EOM) est un marché dont les acteurs ne sont rémunérés que pour l'énergie fournie. La capacité de production ne constitue pas un produit distinct et n'est pas explicitement rémunérée. Le modèle théorique de l'EOM repose sur le principe que les acteurs du marché opèrent dans des conditions de concurrence parfaite. Le prix de l'énergie devrait être ainsi déterminé par l'équilibre sur le marché entre l'offre et la demande, sans restrictions sous forme de subventions, de plafonnement des prix ou autres interventions réglementaires. La formation libre des prix est essentielle à la fonctionnalité du marché ; elle sert non seulement de signal aux fournisseurs et aux consommateurs pour ajuster respectivement leurs modes de production et de consommation, mais offre également des opportunités de refinancement des infrastructures de pointe, car elle reflète de manière objective le prix réel de l'énergie en situation de pénurie.

d'ampleur vont à l'encontre du principe d'un « energy only market ».

Les limites du marché gazier européen

Historiquement, les prix du gaz naturel en Europe étaient établis à partir de ceux des produits pétroliers en concurrence avec le gaz

Des contrats portant sur plusieurs décennies, qualifiés de « long terme », liaient les grands producteurs de gaz aux grandes « utilities » européennes. Indexés sur les produits pétroliers, ces contrats offraient une garantie de compétitivité au gaz face au pétrole, permettant ainsi le développement du recours au gaz pour l'alimentation en énergie des secteurs industriel et résidentiel en substitution au fuel. L'utilisation de moyennes des prix du pétrole sur plusieurs mois permettait de lisser les prix du gaz. Aucun producteur de gaz ne pouvait dès lors manipuler les prix du gaz. Faute de signal-prix spécifique, les engagements contractuels en volume (y compris les « Take-or-Pay ») étaient indispensables pour garantir l'équilibre offre-demande.

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie a transformé en profondeur le marché gazier européen

Comme mentionné *supra*, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie est intervenue en 1996 avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité, suivie en 1998 par celle du gaz. Les directives aujourd'hui en vigueur sont les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

La libéralisation du marché européen s'est accompagnée de :

- la suppression des éventuels monopoles d'importation et des marchés nationaux au profit d'un marché européen intégré ;
- la création de places de marché et de places d'échange du gaz (TTF, PEG, PSV, THE, Zeebrugge, NBP...) ;
- l'abandon progressif des contrats indexés sur le pétrole. Aujourd'hui, 80 % des contrats gaziers européens sont indexés sur les indices des places de marché européennes (prix de gros). Au début de l'ouverture du marché, les producteurs ne contrac-

tualisaient pas avec de nouveaux clients, puisqu'ils s'étaient déjà engagés à vendre des volumes aux acheteurs historiques. D'année en année, le poids des contrats de long terme s'est réduit, les acheteurs hésitant à prendre des obligations importantes en termes de volume de gaz.

Le passage à une concurrence gaz-gaz plutôt qu'entre énergies semblait à l'époque pertinent, les ressources mondiales en gaz étant bien supérieures à celles en pétrole. Continuer à payer un gaz abondant au prix d'un pétrole devenant plus rare revenait en toute logique économique à le payer trop cher. La pertinence de cette mesure a pu être constatée à partir de 2009, lorsqu'ont été observés des prix de marché du gaz inférieurs à ceux du pétrole rapportés à leur contenu énergétique, accélérant ainsi le passage des contrats long terme à des indexations marché.

Dès sa création, le marché du gaz ne remplissait pas les conditions d'un marché efficace

Le gaz naturel peut être importé en Europe sous forme gazeuse *via* des gazoducs ou sous forme liquide (GNL²) *via* des méthaniers. À la différence du transport par gazoduc, le transport par méthanier est une solution d'approvisionnement flexible, diversifiée³ et modulable⁴. Les règles de marché n'ont cependant pas donné les signaux-prix nécessaires aux investissements dans les chaînes GNL en Europe : avec pour résultat, des interconnexions insuffisantes entre les marchés et des capacités de regazéification limitées (notamment dans les pays de l'Europe centrale et orientale et les pays de l'Europe du Sud-Est). En 2020, le GNL ne représentait

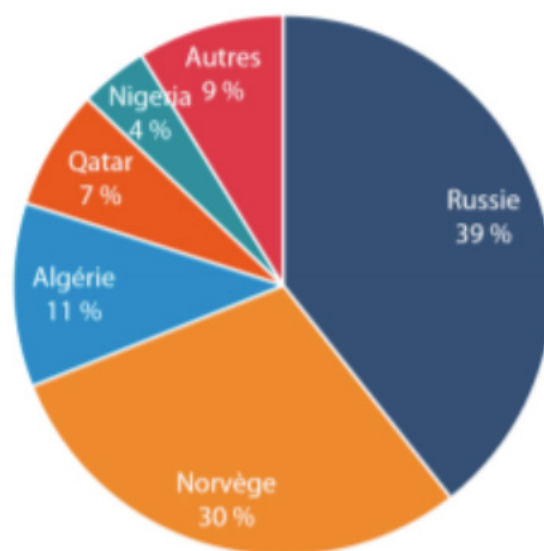


Figure 2 : Origine des importations de gaz de l'UE en 2021 – Source : Eurostat.

que 20 % des importations de gaz de l'Europe (avec de grandes disparités entre les zones). Malgré l'essor du GNL et un fort développement du nombre des acheteurs de gaz, le marché amont est resté oligopolistique avec quatre acteurs représentant 71 % du gaz importé en Europe en 2020. Surtout, les producteurs majeurs étaient tous des entreprises détenues majoritairement par des États non membres de l'Union européenne.

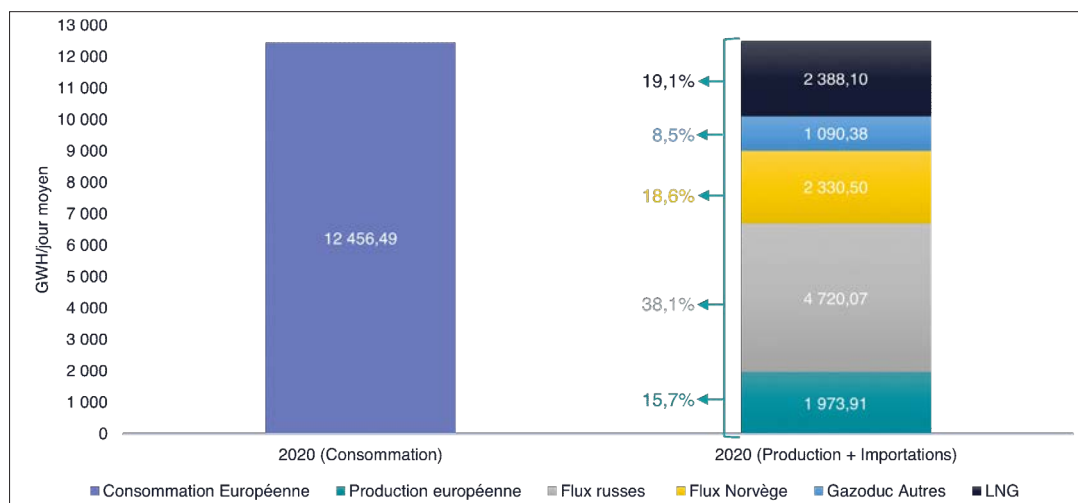


Figure 3 : L'équilibre offre/demande sur le marché gazier européen en 2020 – Source : OMNEGY.

² Le gaz naturel liquéfié (GNL) est un gaz naturel rendu liquide par refroidissement à une température de moins 160°C. Pour une même quantité de gaz naturel, le volume du GNL est environ 600 fois inférieur à celui correspondant à son état gazeux. Le transport du gaz naturel sous forme liquide à pression atmosphérique permet aux navires d'acheminer des quantités importantes d'énergie : le transport maritime est un moyen efficace et compétitif pour diversifier les sources (notamment accéder à des réserves de gaz éloignées) et les routes d'approvisionnement.

³ L'accès à des sources de gaz plus éloignées correspondant à une vingtaine de pays producteurs dans le monde.

⁴ Modulation de la demande grâce aux contrats spot.

Dans le but de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, l'Europe a, en parallèle, accentué son recours et donc sa dépendance au gaz qui est venu se substituer au fuel et au charbon en tant que moyen de production électrique

Les interventions politiques et réglementaires de l'Union européenne en ce sens ont fortement accentué sa dépendance au gaz pour sa production électrique. Ces mesures ont progressivement réduit la flexibilité

de la demande de l'Europe en gaz. La crise actuelle témoigne de la faible capacité de celle-ci à pouvoir moduler sa demande pour répondre aux tensions affectant ses approvisionnements :

- la production des centrales à gaz a triplé en trente ans, laquelle est passée de 200 TWh en 1990 (8 % de la consommation totale) à 600 TWh en 2020 (20 % de la consommation totale) ;
- en parallèle, la production des centrales au fuel a été divisée par quatre, tandis que la production des centrales à charbon fléchissait légèrement en passant de

1 000 TWh à 800 TWh et que la production nucléaire restait stable.

Le résultat : l'Europe a donné à la Russie les clés pour fixer les prix du gaz européen, une capacité que la Russie n'avait pas auparavant

Par sa position dominante (environ 35 %) et par le manque de flexibilité de la demande en gaz de l'Europe, le russe Gazprom a mis en tension le marché gazier européen en réduisant ses livraisons dès l'été 2021.

Cette tension a entraîné une hausse des prix de gros du gaz, qui ont très nettement dépassé les prix indexés

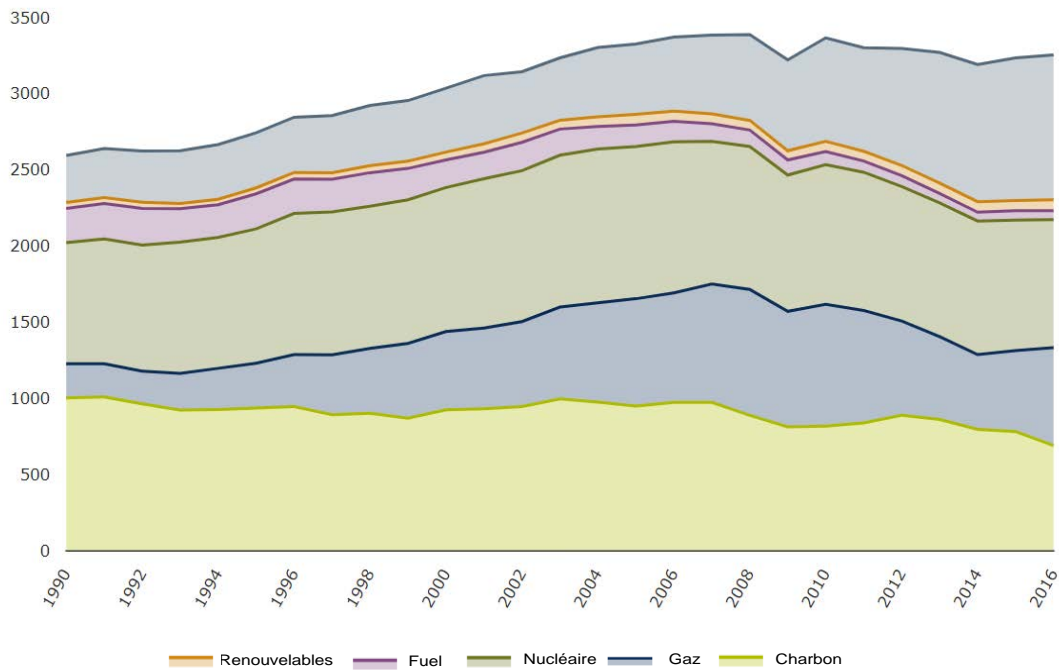


Figure 4 : Évolution du mix électrique européen (TWh) sur la période 1990-2016 – Source : European Environment Agency.

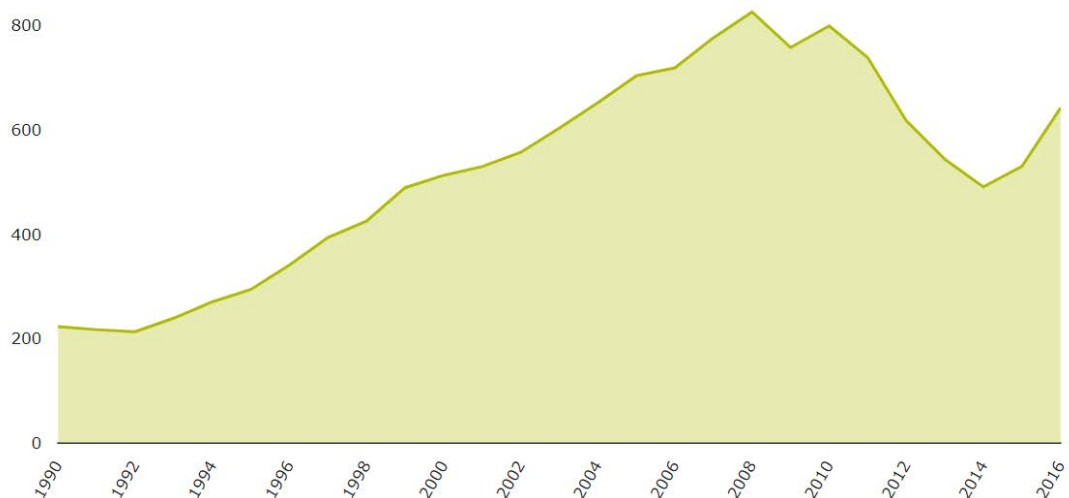


Figure 5 : Production des centrales à gaz en Europe (TWh) sur la période 1990-2016 – Source : European Environment Agency.

sur le pétrole. En 2021, les pays de l'UE-27 ont payé un surplus de 30 Md\$ par rapport à ce qu'ils auraient dû s'acquitter dans un scénario où les prix auraient continué à être indexés sur le pétrole (source : AIE). Cet écart s'est encore accentué en 2022.

Comme 80 % des contrats gaziers européens sont indexés sur les indices des places de marché, la hausse des prix de gros a entraîné une hausse généralisée des prix du gaz, lesquels se sont retrouvés totalement décorrélés des coûts de production (de l'ordre de 20 €/MWh). Cette hausse des prix a des conséquences majeures sur le pouvoir d'achat des consommateurs et sur l'économie européenne (destruction de la demande de l'ordre de 30 % en un an dans le secteur industriel en Europe). Les stocks de gaz à l'automne 2022 sont pleins, ce qui permet d'envisager de passer sereinement l'hiver 2022/23 à climat moyen. Mais les tensions pesant sur le système gazier constituent une menace sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe pour les hivers suivants.

Enfin, dans le sillage de l'augmentation des prix du gaz, les prix de l'électricité sont eux aussi partis à la hausse (règle du « pay-as-clear »⁵).

Le constat est très largement partagé, même chez les acteurs non européens

Le ministre qatari de l'énergie, Saad al-Kaabi, s'est récemment ému de l'inefficacité du marché gazier européen et des conséquences dramatiques dans le monde résultant des prix élevés (black-out au Bangladesh lié à une pénurie de gaz...). Il a déclaré le 29 septembre 2022, en clôture de la Conférence des producteurs et consommateurs de GNL : « Le manque d'investissements en Europe fait peser une lourde charge sur les producteurs et les consommateurs de gaz. Les producteurs doivent trouver des approvisionnements qui pourraient ne pas exister en raison de ce manque d'investissements ».

Face à la crise, les États de l'Union européenne réclament des solutions pour aider leurs citoyens et leurs entreprises à faire face à l'envolée des prix

Ursula von der Leyen a affirmé que le marché du gaz « ne fonctionnait plus » et que « Vladimir Poutine manipulait le marché du gaz en faisant artificiellement gonfler les prix ». Elle a assuré que l'Union européenne allait engager « une réforme en profondeur » des marchés du gaz pour aider les citoyens et les entreprises à surmonter l'envolée des prix. Les dirigeants de l'Union européenne se sont mis d'accord lors du Conseil européen des 20 et 21 octobre 2022 sur un « accord-cadre » visant à mettre en place des mesures destinées à freiner la flambée des prix de l'énergie. La mise en œuvre opérationnelle des objectifs politiques correspondants reste à préciser.

⁵ Le prix horaire « Day-Ahead » est déterminé selon une règle de type « pay-as-clear ». Le prix dans une zone est déterminé par le coût de la capacité marginale de production nécessaire pour satisfaire la demande. Les capacités marginales correspondant souvent en Europe aux centrales à gaz, l'augmentation du prix du gaz a entraîné les hausses de celui de l'électricité.

Les limites du marché électrique européen

Les réformes liées à la libéralisation du secteur électrique ont, dans les années 1990, instauré un régime institutionnel dans lequel les décisions prises en matière d'équipements et de gestion des risques d'investissement ont été décentralisées au niveau d'acteurs en concurrence

L'industrie électrique était historiquement organisée en monopoles locaux et intégrés verticalement. La décision d'investissement était centralisée et la planification de la production revenait à minimiser les coûts tout en satisfaisant la demande. Avec l'ouverture à la concurrence et l'apparition des marchés de gros de l'électricité, la fixation des prix par le marché devait remplacer la planification centralisée et piloter les investissements. Les prix devaient renseigner les acteurs sur la quantité et le type d'unités à construire, mais aussi le moment opportun pour le faire. Théoriquement, le résultat est le même qu'en situation de monopole : le marché doit envoyer les signaux et donner les incitations permettant aux producteurs de minimiser leurs coûts et donc de maximiser leurs profits.

Dans les faits, les règles de marché n'ont pas donné les signaux-prix nécessaires aux investissements

Le *market design* est basé sur un marché de gros à pas horaire. Ce système donne des prix de court terme ne reflétant pas les coûts de production. Il entraîne une volatilité des prix qui rend complexes les anticipations de long terme pour des *utilities* historiquement attachées à la stabilité de leurs résultats. L'expérience de ces quinze dernières années le prouve : très peu d'investissements ont été réalisés par le marché.

En cherchant à développer les renouvelables, l'Europe a introduit de nombreuses exceptions au principe des investissements motivés par les prix de marché

Le 23 avril 2009, les deux premières directives du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne visant à la promotion des énergies renouvelables ont été publiées. Pour atteindre les objectifs ainsi fixés, les aides publiques sont autorisées et peuvent prendre diverses formes, allant d'une aide à la recherche à la fixation de prix d'achat garantis, en passant par des mesures fiscales. Pour piloter la transition énergétique, la puissance publique est alors progressivement redevenue le principal décideur en matière de choix technologiques et de niveau de capacités. Ces mesures ont brouillé les signaux-prix associés aux capacités électriques pilotables et se sont avérées imparfaites pour déclencher suffisamment d'investissements dans les renouvelables.

Le manque d'investissements a significativement réduit la flexibilité du parc électrique européen et la capacité du système à faire face aux tensions

La situation actuelle de la France en est la preuve concrète. EDF anticipe une production nucléaire comprise entre 280 et 300 TWh en 2022, soit une baisse de 100 TWh par rapport à la moyenne de ces cinq dernières années (380 TWh). Cette baisse résulte des

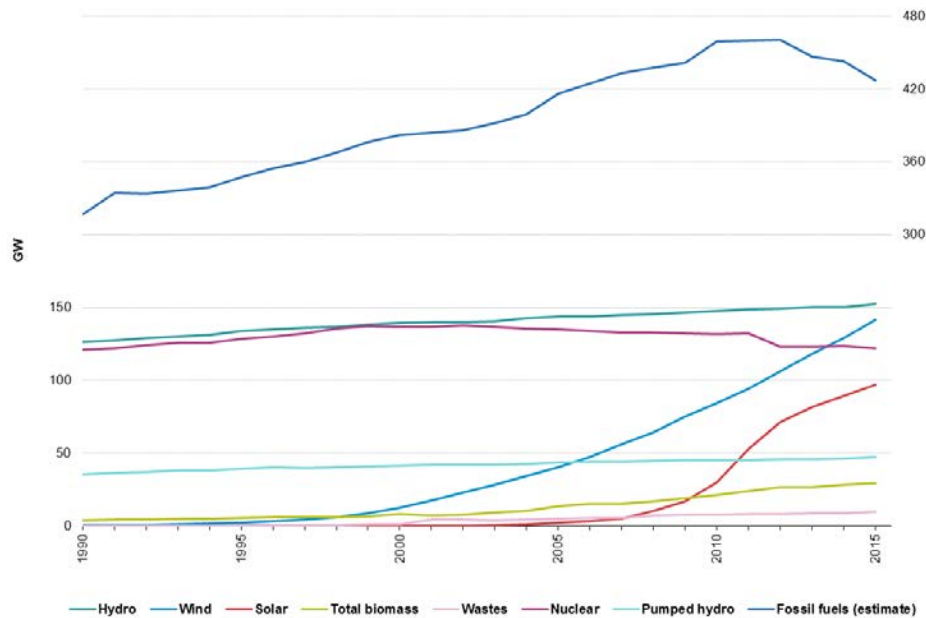


Figure 6 : Capacités électriques installées en Europe (GW) – Source : ResearchGate.

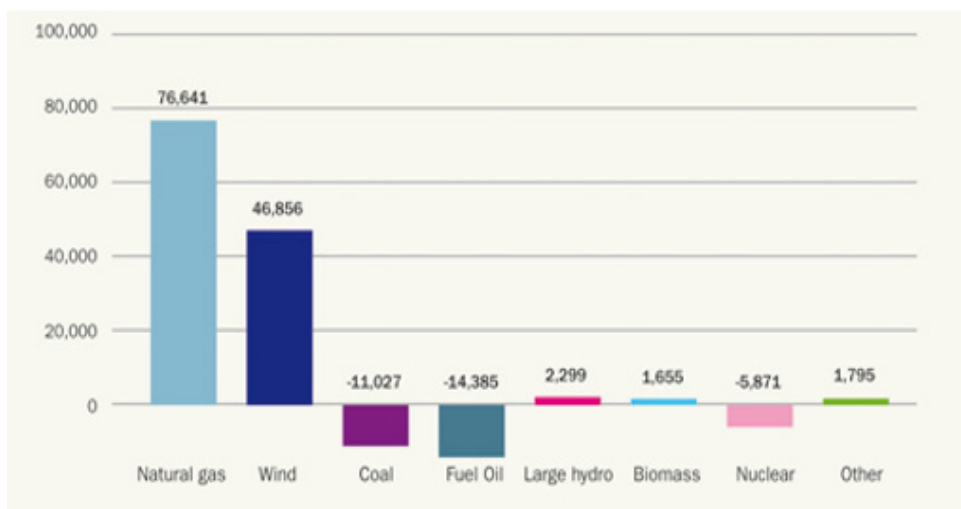


Figure 7 : Augmentation/diminution des capacités électriques de l'UE sur la période 2000-2007 (en MW) – Source : ResearchGate.

indisponibilités du parc nucléaire français. Les marges de manœuvre étant réduites, la France a dû importer environ 45 TWh d'électricité en 2022. En outre, la seule alternative possible étant la production thermique (au gaz), la sous-production électrique française va se traduire par une surconsommation de gaz de l'ordre de 200 TWh en Europe en 2022 (faisant encore peser davantage de tension sur un système qui l'était déjà fortement). Cette situation est commune à l'ensemble des pays européens. L'Europe ne dispose plus de suffisamment de marges de sécurité pour faire face à des situations de crise affectant son système électrique : le parc électrique européen est sous-dimensionné et est trop peu diversifié. En 1990, l'Europe disposait de 450 GW de capacités électriques pilotables (résultant d'un équilibre entre le gaz, le charbon, le fuel et le nucléaire) pour une consommation électrique totale

de 2 500 TWh. Elle ne dispose actuellement que de 500 GW de capacités pilotables (se composant à 60 % de gaz, à 20 % de nucléaire et à 20 % de charbon) pour une consommation de 3 500 TWh.

Plusieurs pays qui s'opposaient récemment à une réforme, s'y sont finalement résolus

Dans le contexte de la hausse des prix de l'énergie, la France et l'Espagne ont demandé dès la fin 2021 d'engager une réforme structurelle du marché européen de l'électricité. Face à la demande de ces deux pays, l'Autriche, le Danemark, l'Allemagne, l'Estonie, la Finlande, l'Irlande, le Luxembourg, la Lettonie et les Pays-Bas ont opposé un refus à une telle réforme, et ce jusqu'à très récemment (automne 2022). Mais face à la persistance de la crise, ils se sont finalement résolus à la nécessité d'une réforme structurelle. Le

chancelier allemand Olaf Scholz a ainsi déclaré que le marché électrique « ne pouvait pas être décrit comme fonctionnel, s'il conduisait à des prix aussi élevés ».

Réformer le marché est une opportunité à saisir pour accélérer la transition bas-carbone et assurer la souveraineté économique de l'Europe

L'Europe est face à un mur d'investissement. En effet, la transition énergétique passe par des investissements massifs dans les capacités de production et les réseaux électriques et gaziers. Dans ce contexte, la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, a récemment affirmé : « le marché de l'électricité ne fonctionne plus et nécessite une réforme radicale pour répondre à tous les défis posés par les transformations structurelles associées à la transition bas-carbone (...). Il faut l'adapter à la réalité nouvelle des énergies renouvelables (EnR) dominantes, car le marché de l'électricité a été conçu, il y a plus de vingt ans, quand les EnR étaient encore marginales ».

Comment répondre au triple défi des prix, de la souveraineté énergétique et de la transition énergétique ?

Au-delà des aspects conjoncturels, la crise révèle un dysfonctionnement profond des marchés de l'énergie en Europe :

- des mesures d'urgence sont dès lors nécessaires pour maîtriser la hausse des prix, assurer la sécurité d'approvisionnement et, finalement, protéger les consommateurs, l'industrie et, plus largement, l'économie européenne ;
- la refonte complète des marchés de l'électricité et du gaz devra se faire au service d'une transition énergétique à coûts abordables.

À court et moyen termes, des mesures sont nécessaires pour sortir de ce piège que représentent des prix du gaz en Europe supérieurs à ceux observés sur d'autres continents et assurer la sécurité de l'approvisionnement de l'Europe en la matière

À court terme, il est nécessaire de plafonner les prix du gaz par référence à une valeur fixe ou indexée

Le marché européen du gaz dépend d'un nombre très limité de vendeurs (principalement la Russie, avant la guerre avec l'Ukraine, et la Norvège, depuis). Contrairement au marché gazier, le marché du pétrole compte un nombre suffisant d'acheteurs et de vendeurs pour qu'aucun acteur ne puisse, seul, manipuler ledit marché ; même l'OPEP dispose d'une marge limitée, puisque cette organisation doit rechercher un accord entre ses membres. La solution du recours à des moyennes de prix du pétrole sur plusieurs mois permettrait de lisser un plafonnement du prix du gaz, et donc de maîtriser les hausses et de maintenir une

rationalité économique et l'attractivité du marché européen du GNL.

À moyen terme, il faut redonner de la profondeur au marché au travers de différentes mesures :

- Augmenter l'offre de gaz (en particulier, les importations de GNL) en maximisant les imports non russes en Europe. Deux mesures sont nécessaires :
 - Contractualiser de nouveaux volumes de GNL pour augmenter l'offre, diversifier les sources d'approvisionnement (20 pays en sont producteurs dans le monde) et accroître la flexibilité des approvisionnements européens (modulation en fonction de la demande grâce aux contrats spot). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que l'UE pourrait augmenter ses importations de GNL à court terme de 60 bcm. Pour sa part, la Commission européenne évoque un potentiel de 50 bcm.
 - Investir dans les infrastructures gazières européennes pour accroître les capacités de réception du GNL, renforcer l'interconnexion entre les pays et les capacités de stockage du gaz (sans avoir à s'inquiéter d'un risque de coûts échoués, les retours sur investissements se faisant sur des durées très courtes⁶).
- Encourager la réduction des consommations de gaz et d'électricité⁷ et accélérer les mesures d'efficacité énergétique (efficacité énergétique dans le tertiaire et l'industrie ; rénovation thermique dans le résidentiel ; mesure « thermostat » ; réduction de la consommation d'eau chaude sanitaire...).
- Instaurer de nouveaux leviers jouant sur la consommation de gaz pour pouvoir la moduler en cas de tension sur le marché : cela notamment en encourageant et en développant les usages bimodes dans l'industrie, le résidentiel et le tertiaire (chaudières gaz-fioul, pompes à chaleur hydrides...).
- Constituer des réserves stratégiques en termes de capacités électriques pilotables pour pouvoir moduler la production en cas de tension : investir dans des capacités électriques devant servir de réserve pour pouvoir faire face à des situations de crise (des centrales à gaz associées à des stockages stratégiques de gaz, des centrales bimodes gaz-fioul...).

⁶ La volatilité des prix a été exacerbée par le conflit russo-ukrainien. La crise énergétique européenne en résultant s'avère être un rappel brutal du rôle vital du GNL et des terminaux méthaniers pour assurer la sécurité énergétique et la stabilité économique. Dans un contexte de hausse importante des prix des énergies, la capacité d'importer du gaz liquéfié en Europe participe à diminuer la facture pour le consommateur ; en témoigne l'écart des prix du gaz entre l'Allemagne et la France. Depuis le début de la crise, le gaz a été vendu 20 €/MWh moins cher en France qu'en Allemagne. Un terminal méthanier, comme ceux de Montoir-de-Bretagne ou de Fos-Cavaou, en ayant réceptionné 50 TWh en 6 mois de crise, a permis de réduire la facture en gaz de la France de 1 Md€, permettant ainsi de rentabiliser sur la même période de 6 mois l'investissement fait dans ledit terminal.

⁷ Économiser 1 TWh d'électricité permet de se passer de 2 TWh de gaz.

À plus long terme, la transition énergétique est une réponse aux enjeux climatiques, mais aussi en matière de souveraineté énergétique et de maîtrise des coûts de l'énergie

Sources d'énergies inépuisables, compétitives et locales, les énergies renouvelables sont une réponse à la crise à condition de mener efficacement la transition énergétique. Les scénarios qui parieraient sur une seule énergie ne remplissent pas cette condition. Le scénario tout-électrique, par exemple, serait source de redondances au niveau des moyens de production et des réseaux, ce qui en ferait exploser le coût et consommerait bien trop d'espace, et ce sans garantir la continuité de la fourniture d'énergie. Le bouquet d'énergies nécessaire à la transition doit être varié : l'électricité, c'est-à-dire les renouvelables et le nucléaire, mais aussi la production de chaud et de froid, ainsi que, bien sûr, les économies d'énergie et le vecteur gaz (méthane renouvelable, hydrogène). Ce dernier est nécessaire pour au moins trois raisons :

- La densité énergétique du vecteur gaz est indispensable pour répondre aux besoins des secteurs dont l'électrification n'est pas envisageable : c'est le cas pour de nombreuses industries, pour la mobilité lourde et, dans bien des cas, pour le chauffage.
- Les différents gaz sont facilement stockables et transportables. Ils permettent ainsi de lisser les pointes, de pallier les intermittences et d'assurer l'équilibre et la sécurité du système énergétique. Le réseau gazier fournit ainsi en hiver, pendant la pointe, au moins 1,5 fois la puissance de l'ensemble du réseau électrique français.
- Les infrastructures gazières existent, ne pas les utiliser *a minima* en *back-up* du système énergétique serait un gâchis économique.

Pour réussir la transition, nous avons une responsabilité collective, celle de maintenir la rationalité du débat. Nous devons développer toutes les énergies renouvelables électriques comme gazières partout où cela est possible (le biométhane, par exemple). Cette dernière énergie est mobilisable rapidement et pourra progressivement remplacer le gaz russe. Ainsi, en France, le biométhane pourrait venir se substituer aux volumes historiques de gaz russe d'ici à 2030. La Commission européenne a d'ailleurs doublé son objectif « Fit for 55 » de production de biométhane à partir des déchets de l'industrie agricole pour le porter à 35 bcm par an d'ici à 2030 (soit l'équivalent de 22 % des importations russes et 8 % de la consommation européenne), un chiffre à comparer à un potentiel estimé entre 100 et 180 bcm en 2050 (source : EBA, European Biogas Association). Des évolutions en matière de régulation sont aussi nécessaires en Europe pour accélérer le développement de ce gaz et indispensables pour respecter les engagements politiques pris.

Conclusion

Les marchés européens de l'électricité et du gaz ont fonctionné depuis deux décennies selon un modèle « energy only ». Ce système a été critiqué dès l'origine : certains recommandaient la création d'un marché électrique prenant en compte la capacité disponible, quand d'autres préconisaient le maintien des monopoles. En tout état de cause, ce marché n'est plus adapté à l'ambition européenne de transition énergétique. Un investisseur avisé ne décidera pas sur la base des seuls prix de marché, mais plutôt en prenant en compte les annonces politiques faites : sur ce point, la mise en place par les États de mesures de captation de la rente infra-marginale montre bien que les investisseurs auraient tort de prendre leurs décisions sur la base des seuls prix de marché. Les investissements dans les renouvelables se sont faits en Europe au travers de la mise en concurrence de porteurs de projet, auxquels on garantissait un revenu (FIT ou CfD). À l'instar de nombreux autres pays dans le monde, l'Europe et ses États membres doivent assumer une planification politique de l'énergie et des investissements par le biais d'appels d'offres, notamment pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Pour éviter la situation actuelle avec des prix de l'énergie en Europe bien supérieurs à ceux observés sur d'autres continents, cette planification doit prendre en compte les incidences financières pour le système des choix qui sont faits aujourd'hui : favoriser une diversification des sources d'approvisionnement pour éviter des dépendances excessives et prévoir des marges suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement même dans des scénarios extrêmes, et ce en jouant sur la substituabilité entre eux des différents vecteurs énergétiques. Un point fait aujourd'hui consensus : la flambée des prix générée par cette brutale réduction de l'offre d'énergies fossiles provoque un transfert de centaines de milliards d'euros des consommateurs (ou des contribuables européens *via* les boucliers tarifaires) vers les pays producteurs que sont la Russie, le Qatar ou la Norvège, des milliards qui auraient été plus utiles aux Européens pour financer des opérations d'efficacité énergétique et, par là même, réduire les émissions de CO₂ au niveau mondial.

Les outils de planification locale dans le contexte de la transition énergétique

Par Claude ARNAUD

Président d'Efficacity

Réussir la transition énergétique de nos villes, c'est-à-dire l'abandon du pétrole au profit de diverses sources d'énergies décarbonées, est schématiquement conditionnée par trois actions indispensables : un investissement massif dans les énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ; une baisse globale de nos consommations par l'usage d'équipements plus efficaces et par des comportements permanents plus responsables ; et une planification coordonnée des travaux à mener pour optimiser tant l'efficacité technique que l'étalement judicieux des investissements et financements.

Dans cet article, nous nous intéressons justement aux outils de planification qu'ils soient existants ou en développement. L'institut Efficacity pour la transition énergétique de la ville a notamment développé une suite logicielle adaptée pour l'aménagement en rénovation ou à neuf de quartiers et territoires urbains. Ces outils testés sur de nombreux cas concrets donnent aux décideurs politiques les éléments techniques et financiers leur permettant d'opérer les meilleurs choix en matière de solutions énergétiques et pour leur gestion et, ainsi, de bâtir leur programme Climat Énergie au travers de plans opérationnels d'exécution pluriannuelle.

Contexte général

Substituer des énergies non carbonées au pétrole et au gaz n'est pas chose aisée, car, malheureusement, il n'y a pas une solution toute faite. En effet, il n'existe pas d'énergie propre disponible, bon marché et facile d'utilisation permettant cette substitution. Ce sont donc plusieurs solutions qu'il faut expertiser, qui ne présentent pas toutes un même degré de maturité ou de disponibilité, ni bien sûr les mêmes coûts d'investissement ou d'exploitation. On est donc face à une complexité plus forte que la situation qui prévalait dans les années 1980, au moment des premiers chocs pétroliers.

Les énergies fossiles pétrole et gaz représentent, au niveau mondial, 80 % des consommations globales et, pour la France, un taux d'environ 50 %. Les volumes à substituer sont donc considérables, et l'urgence climatique oblige à le faire avec détermination dans les dix, vingt ou trente années à venir. Cela montre combien l'enjeu de la transition énergétique est majeur en termes technique, économique, financier, politique et sociétal.

L'abandon progressif mais intensif du pétrole se fera très majoritairement au profit de l'électricité produite sous des formes variées. De même, à terme, le gaz dit naturel sera progressivement abandonné au profit de nouveaux gaz neutres en carbone, tels que le biométhane, le méthane de synthèse ou l'hydrogène.

Ces énergies venant se substituer au pétrole, puis au gaz, seront, bien sûr, l'éolien terrestre et maritime, le solaire photovoltaïque, mais aussi la géothermie, les énergies dites de récupération, en particulier les biomasses issues des déchets par méthanisation ou pyrogazéification, ou encore la chaleur fatale émanant de sources urbaines et industrielles, et, bien entendu, le nucléaire, énergie décarbonée dont raisonnablement nous ne pourrions pas nous passer.

Les techniques de séquestration du carbone et les processus de transformation par méthanation du CO₂ et de l'hydrogène pour refabriquer du méthane de synthèse injectable dans le réseau gaz font aussi partie des solutions. Ces techniques encore onéreuses aujourd'hui, deviendront au fil du temps matures et pourront donc être mises en œuvre à l'avenir.

Ces transferts massifs nécessiteront la création d'un grand nombre d'unités de production et de renforcements des réseaux de transport et de distribution, qui exigeront l'adaptation des réseaux traditionnels de gaz et d'électricité, ainsi que de leur modèle de fonctionnement. De plus, une bonne partie des énergies renouvelables nécessaires à cette transformation seront produites ou récupérées localement, multipliant ainsi les points d'injection de l'énergie dans les réseaux de distribution.

Aux changements d'énergies proprement dits, se greffe tout un processus implacable de transformation de

notre modèle de gestion énergétique en vigueur depuis soixante-dix ans, lequel passera lui aussi progressivement d'un fonctionnement entièrement centralisé à un modèle mixte centralisé et décentralisé.

En d'autres termes, nous devons adopter une vision systémique de l'énergie combinant l'ensemble des typologies de réseaux, alors même que nous étions gouvernés par des dispositifs qui étaient jusque-là assez simples : schématiquement, d'un côté, un réseau électrique et un réseau de gaz naturel pilotés de façon centralisée, sous le contrôle de la CRE, et, de l'autre, des réseaux de chaleur et de froid, essentiellement locaux, placés sous l'autorité de collectivités déléguées.

Enfin, les progrès technologiques récents et l'entrée en force de la digitalisation, qui permet de bien mieux connaître et appréhender le besoin en énergie des consommateurs (individuels, collectifs, industriels...), viennent un peu plus bousculer l'ensemble de ce système énergétique en fonction depuis les années 1950. Si cela pouvait déjà nous inquiéter, les vives tensions géopolitiques que nous connaissons aujourd'hui (sur le gaz, notamment) exacerbent encore plus le déséquilibre non seulement de l'ensemble de notre système énergétique, mais aussi de notre système politique et économique.

Cette situation difficile est aussi une formidable opportunité pour notre pays qui dispose d'atouts considérables, notamment la présence sur son territoire de grands énergéticiens et équipementiers, parmi les meilleurs du monde. Elle est aussi une opportunité de réinventer un nouveau modèle énergétique, à la fois robuste, flexible, adaptable aux évolutions futures et le plus intégré possible.

Dans ce contexte particulièrement complexe, réussir cette transition passera par des investissements

de gestion d'énergie, comme nous avons su très bien le faire en réponse aux chocs pétroliers des années 1980.

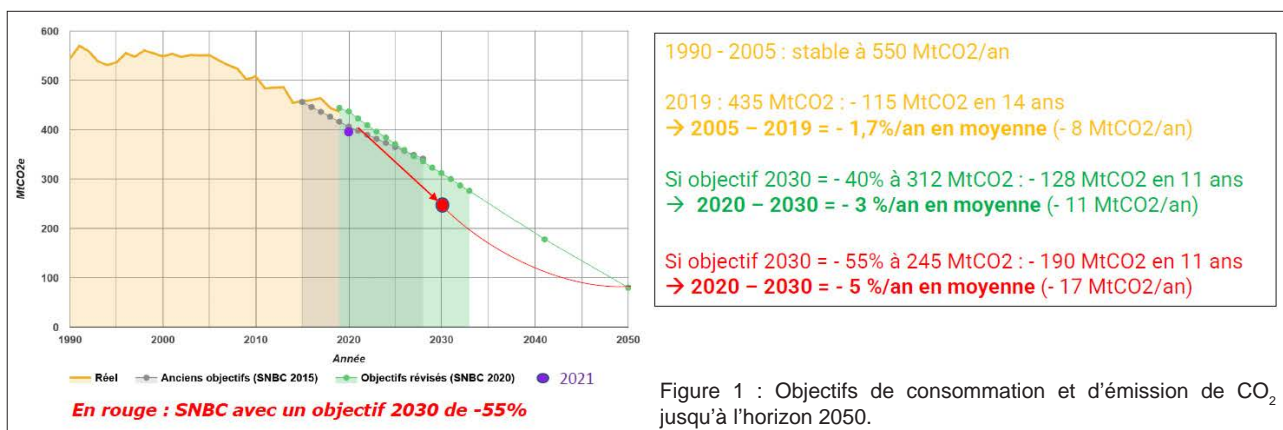
Dans cet article, nous proposons de passer en revue les différents outils de planification existants ou en développement et d'analyser les conditions de leur mise en œuvre pour contribuer à la transition énergétique.

La situation énergétique des territoires et leur diversité

Globalement, les villes et territoires urbains métropolitains consomment 50 % de l'énergie et émettent autant de GES. Les villes sont les plus gros consommateurs et émetteurs, notamment sous l'effet des transports. Selon les villes, la part des émissions des transports n'est pas forcément majoritaire dans le total des émissions urbaines.

La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuellement en vigueur fixent des objectifs de réduction de consommation, et surtout la répartition entre les énergies renouvelables et celles qui ne le sont pas. Les chiffres disponibles montrent combien nous sommes en retard par rapport à ces objectifs et donc l'ampleur de l'effort à fournir dans le futur immédiat.

En effet, pour être en conformité par rapport aux Accords de Paris (COP21) et, plus récemment, aux engagements européens (Fit to 55), la trajectoire idéale conduirait à réduire nos consommations et nos émissions de 5 % par an jusqu'en 2030, soit quasiment le triple des efforts actuels (voir la Figure 1 ci-dessous). L'enjeu est donc considérable.



massifs dans la construction de nouvelles unités centralisées et décentralisées de production d'énergie, dans le renforcement des réseaux de transport et de distribution, ainsi que par des baisses majeures des consommations énergétiques, la fameuse sobriété dont on parle tant aujourd'hui.

Une des clés de la réussite résidera dans le recours à une planification visant à optimiser les travaux et les investissements en matière de production et de distri-

Cet enjeu a d'ailleurs été rappelé dans les rapports du CESE¹ et du HCC².

Chaque territoire est un cas particulier. La difficulté de l'exercice est bien d'avoir une politique nationale cohé-

¹ <https://www.lecese.fr/travaux-publies/accord-de-paris-et-neutralite-carbone-en-2050-comment-respecter-les-engagements-de-la-france>

² <https://www.hautconseilclimat.fr/publications/rapport-annuel-2022-depasser-les-constats-mettre-en-oeuvre-les-solutions/>

rente, laquelle est nécessaire pour être en ligne avec les objectifs de la SNBC, mais en tenant compte des diversités locales et régionales. Pour le dire de manière directe, on ne fera jamais la même chose à Brest qu'à Strasbourg, ou encore à la Ferté-Saint-Aubin qu'à Saint-Georges-de-Didonne !

Alors, comment arriver à concilier une vision politique globale avec les particularités locales ? En d'autres termes, comment aller du national vers le local, et réciproquement, de façon fluide en tenant compte des insuffisances en ingénierie de nombre de collectivités ? Il faut savoir inventer le passage du régalién, le pouvoir central qui fixe le cap énergétique, au local pour son exécution. Les outils de planification peuvent y aider grandement.

Les outils de planification existants ou en développement

Depuis plusieurs années, l'État a imposé aux collectivités de concevoir des plans Air-Énergie-Climat (PCAET) et, aux régions, des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADETT). Ces plans et schémas permettent, notamment, d'établir une sorte de photographie des territoires au regard des enjeux énergétiques et climatiques, d'évaluer les parts de chaque type de production d'énergie et de fixer des objectifs quantifiés en matière de réduction des consommations et des émissions de GES.

C'est un premier pas louable. Cependant, les documents précités se révèlent très disparates, et seulement un tiers des collectivités ont réellement élaboré leur plan ou schéma. Enfin, et surtout, ces documents ne sont en aucun cas des programmes opérationnels en termes d'exécution. De plus, la consolidation de tous ces plans et schémas est très difficile et ne permet absolument pas de savoir si l'on est sur la bonne trajectoire pour atteindre l'objectif instauré par les directives européennes (Fit to 55) d'une réduction de 55 % des émissions de GES en 2030 et la neutralité carbone promise en 2050.

Notre institut Efficacy conduit actuellement le projet MAP 2050, sous l'égide de l'Ademe, dont le but est de disposer d'une méthode de planification programmatique avant la mise en œuvre de la nouvelle loi Énergie Climat (la troisième du nom) prévue pour l'été 2023, une loi intégrant la nouvelle SNBC et la nouvelle PPE couvrant les années 2023-2030.

Ce projet MAP 2050 vise à définir une méthodologie opérationnelle pour l'élaboration et l'évaluation prospective de scénarios bas-carbone concernant des villes et des agglomérations aux horizons 2030, 2040 et 2050, et intégrant les domaines suivants : les systèmes énergétiques urbains, les bâtiments, les mobilités, l'urbanisme et l'usage du sol.

Le projet s'articule autour de trois grands objectifs :

- construire une vision partagée des besoins des collectivités, établir un état des lieux des outils et méthodes d'aide à la décision actuellement dispo-

nibles et des améliorations à leur apporter ;

- sur cette base, expérimenter, consolider et diffuser la méthodologie sous une forme directement appropriable par des collectivités et bureaux d'études, permettant ainsi de mieux mobiliser les outils existants ;
- spécifier les besoins en termes d'amélioration des outils existants, mais aussi de développement de nouveaux outils (qui soient capables d'identifier les technologies innovantes présentant le plus fort potentiel d'atténuation des émissions de GES), notamment pour pouvoir procéder à une simulation énergétique dynamique qui soit adaptée à une planification à l'échelle territoriale et à une simulation probabiliste des évolutions à moyen et long termes dans la répartition des populations et de leurs comportements (de type « Usage des sols »).

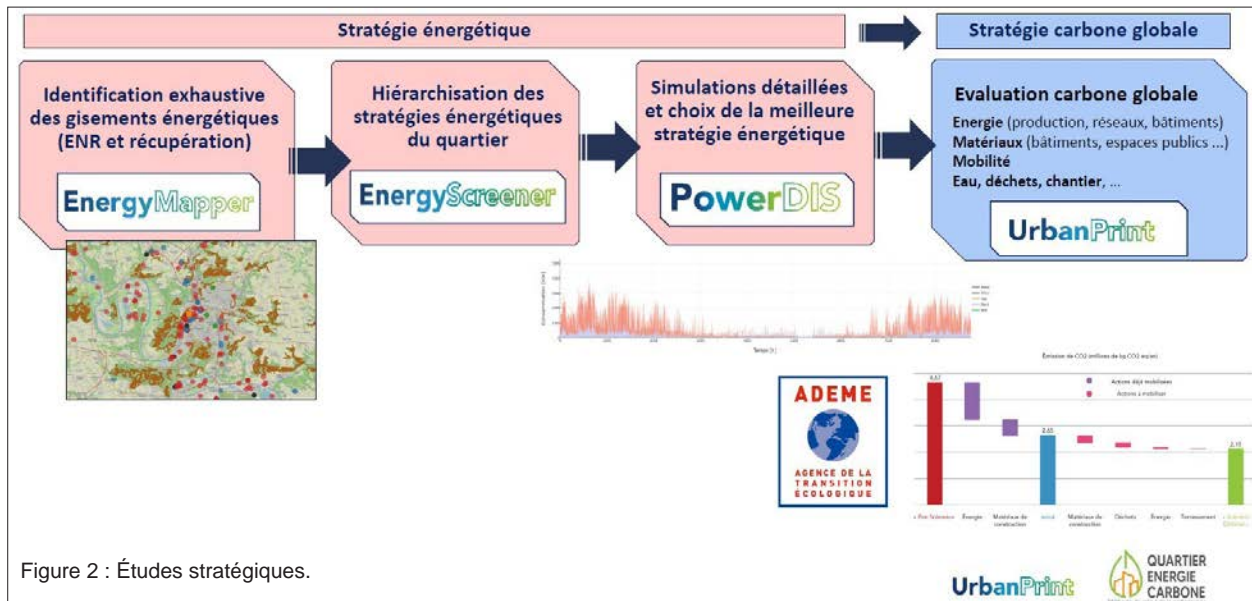
La méthodologie sera affinée et expérimentée avec des collectivités, à travers la mise au point de scénarios bas-carbone aux horizons 2030/2050 dans le cadre de la révision de leurs PCAET.

Pour les collectivités territoriales, parmi les principaux bénéfices attendus du projet MAP 2050, figure l'optimisation de leurs stratégies et des plans d'action en matière de transition bas-carbone territoriale, y compris à travers des analyses coût-efficacité comparées des différents scénarios possibles.

Les solutions techniques disponibles et les recherches en cours

Il existe de nombreuses solutions techniques pour produire de l'énergie décarbonée. Ces solutions sont détenues par les énergéticiens producteurs et opérateurs, les équipementiers et diverses ETI, PME et *start-ups*. La question majeure est alors celle de savoir comment faire les bons choix en fonction d'un ensemble de critères ? Ce sont des critères liés tant à la géographie et aux ressources EnR&R (énergies renouvelables et de récupération) identifiées, qu'aux contraintes financières, d'investissement, politiques ou sociétales des territoires concernés. Mais aussi, comme déjà évoqué, l'incidence de la mise en service de ces nouvelles unités de production sur les réseaux et leur exploitation. Il faut donc analyser, modéliser et évaluer les diverses solutions possibles pour un territoire donné. Efficacy a développé une chaîne complète d'outils logiciels qui permet de réaliser cette analyse, cette modélisation et cette évaluation, représentant pour les responsables techniques et politiques une aide remarquable à la décision (voir la Figure 2 de la page suivante).

Cette chaîne d'outils est opérationnelle à l'échelle du quartier, voire territoriale (EnergyMapper). Des travaux sont en cours pour étendre l'utilisation des logiciels considérés (et de leurs algorithmes) à l'échelle d'une collectivité.



Quelques exemples de projets à l'échelle des quartiers ou des villes

Les outils opérationnels, dont nous avons esquissé ci-avant un rapide état des lieux, ont été testés sur de nombreux cas, avec des applications variées. Ils sont soutenus par l'Ademe et les directions centrales du ministère de la Transition écologique (ce sont les logiciels PowerDIS et UrbanPrint codéveloppés avec le CSTB). Un *benchmark* international a montré que cette chaîne d'outils était assez originale et unique. Il existe naturellement de nombreux logiciels dans le monde, que ce soit dans les bureaux d'études ou chez les opérateurs énergéticiens, mais ils sont incomplets et ne permettent pas d'avoir la vision d'ensemble nécessaire à une analyse exhaustive.

La recherche est en la matière extrêmement active, car si le passage de l'échelle du bâtiment (bâtiment à énergie positive (BEPOS)) à celle du quartier (quartier bas-carbone (QBC)) est aujourd'hui effectif, le

passage à l'échelle de la ville est encore à consolider. On comprend bien que ces changements d'échelle accroissent la complexité des calculs et augmentent le nombre de solutions ouvrant la voie à la simulation. Les outils, dont nous disposons, nous permettront d'ici une année de modéliser les territoires en nous appuyant sur l'idée des jumeaux numériques.

Pour illustrer cela, nous prendrons l'exemple du quartier de la gare Matabiau à Toulouse. Cette gare est en cours de rénovation dans la perspective d'accueillir la future ligne TGV Bordeaux-Toulouse. Un projet d'aménagement urbain complète cette rénovation. Nous avons utilisé nos logiciels pour définir pour ce quartier les meilleurs choix énergétiques et tendre à une optimisation du couple investissement-performance qui soit la meilleure possible. 840 combinaisons ou scénarios ont ainsi été testés débouchant finalement sur deux ou trois solutions proposées au maître d'ouvrage de ce projet, la SEM d'aménagement Europolia (voir la Figure 3 ci-dessous), qu'il a validées.

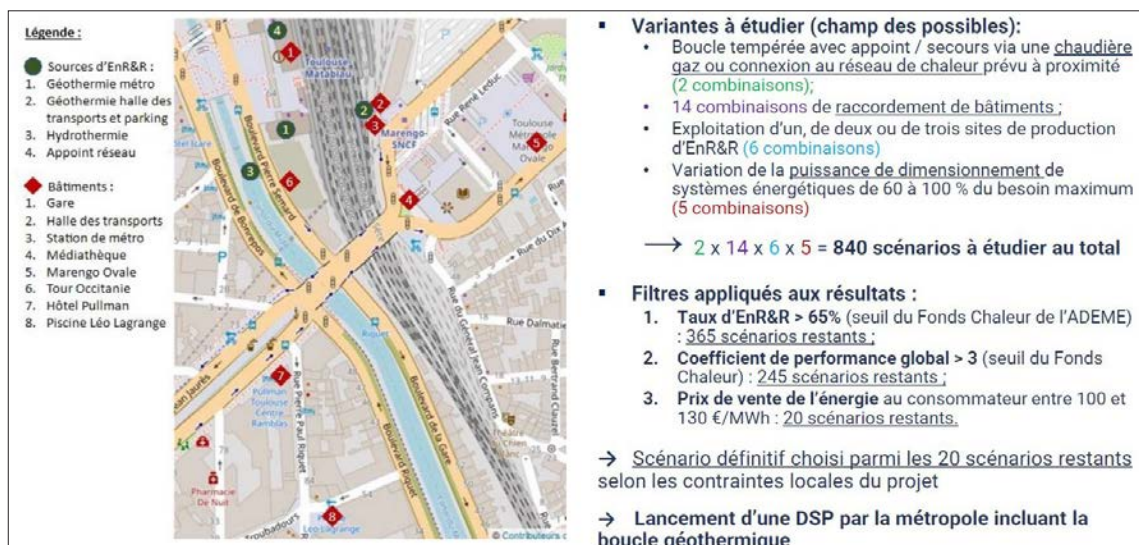


Figure 3 : Validation du projet de réalisation d'une boucle thermique (quartier de la gare Matabiau à Toulouse).

Au-delà de la production ou de la récupération d'énergie, la question délicate est bien celle du pilotage des réseaux. Si l'on veut réduire au maximum les investissements en matière de production, il faut outre le choix de la sobriété, optimiser la gestion des réseaux. Pour cela, le couplage des réseaux constitue une très bonne solution. Assurer le couplage entre les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur-froid ne semble pas évident au premier abord. Cependant, l'occurrence des demandes en énergie offre des possibilités de répartir la fourniture en « tirant » sur telle ou telle ressource au moment d'une pointe de demande. On peut faire ainsi basculer une partie de l'énergie d'un réseau sur un autre selon des critères de coût, de disponibilité ou de souplesse d'exploitation. Il convient de noter que, dans certains cas, pour un euro investi en production, il faut investir trois euros dans les réseaux, d'où l'intérêt d'optimiser les investissements pour plus de flexibilité entre les réseaux !

Les outils logiciels développés par Efficacity (en particulier, PowerDIS) permettent de réaliser une évaluation technico-économique des bénéfices pouvant être retirés d'un pilotage coordonné entre exploitants de différents réseaux. Efficacity étudie, en partenariat avec Veolia et Enedis, comment l'exploitant d'un réseau thermique pourrait proposer de la charge ou de l'effacement à Enedis selon les besoins opérationnels de ce dernier. Efficacity a également entamé des réflexions avec Engie et GRDF dans le but de quantifier les flexibilités relatives à un couplage gaz-électricité et thermique, par exemple dans le cadre d'une cogénération.

Mais si les solutions techniques existent ou sont en cours de développement, il reste à faire accepter aux divers opérateurs de réseaux de travailler plus et mieux ensemble.

L'enjeu de la transition énergétique est d'importance suffisante pour que cela vaille largement la peine que nos champions nationaux œuvrent ensemble pour passer cette période délicate de crise et arriver à se doter des compétences et des références techniques nécessaires pour réussir. Elles seront autant d'atouts pour la France dans la compétition internationale, qui pourra faire valoir toute l'excellence dont témoignent nombre d'exemples français.

Conclusion

L'idée de planification semble à nouveau faire son chemin en France, la création récente, en parallèle de la constitution du gouvernement actuel, du Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) en atteste.

Nous disposons de l'essentiel des solutions techniques nécessaires pour augmenter sensiblement la production d'énergie décarbonée ; à ce niveau, l'électricité sera sans nul doute possible la grande gagnante de la transition énergétique en cours. Les efforts de recherche doivent bien sûr être amplifiés pour soutenir le développement de ces solutions à long terme.

Les outils d'analyse et de simulation aidant à opérer les meilleurs choix énergétiques dans chaque territoire

commencent à se diffuser, mais il faut encore fortement accélérer leur déploiement. Le couplage des réseaux avec des logiciels d'aide à la conception, de pilotage et de régulation de ces réseaux restent encore trop au niveau du prototype ; ils doivent faire l'objet d'une attention particulière pour intensifier leur développement et qu'ils deviennent le gage d'une optimisation des infrastructures de production et de distribution et participent ainsi à la limitation au maximum de l'intensité capitaliste, une nécessité pour réussir cette transition. Renforcer les capacités d'ingénierie, au sein des collectivités, notamment en apportant une aide ciblée sur les plus petites, est indispensable pour que les responsables politiques appréhendent mieux les enjeux liés à cette transition. Mais il ne faut pas pour autant oublier les nécessaires efforts d'une baisse continue des consommations (la sobriété énergétique) que ce soit aussi bien par le recours à des dispositifs technologiques que par l'adoption par chacun de nous de comportements plus économes.

Enfin, il faut œuvrer à la mise en place de la planification opérationnelle dans chaque collectivité et régions de France, laquelle doit être coordonnée avec la nouvelle stratégie bas-carbone initiée par l'État central, sous le regard attentif de la Commission de régulation de l'énergie. Cette planification est également indispensable pour un étalement dans le temps des investissements nécessaires, et ce pour d'évidentes raisons budgétaires.

À ces conditions, toutes essentielles, ajoutons l'ardente obligation de disposer d'une bonne dose de volonté politique et d'un engagement citoyen fort, notamment de la part des acteurs industriels.

Avec tous ces ingrédients-là, nous devrions pouvoir constituer un cocktail gagnant pour mener à bien la transition énergétique de nos territoires. Formons, ici, le vœu d'y parvenir.

L'histoire du moteur électrique

Par Ilarion PAVEL

Ingénieur en chef des mines – Conseil général de l'Économie

Le moteur électrique trouve ses origines au XVIII^e siècle dans des expérimentations de savants. Il connaît un premier essor industriel vers les années 1830 en vue d'applications dans les transports, mais se heurte à des difficultés liées aux coûts des solutions alternatives. Puis, il s'impose grâce à des innovations dans d'autres domaines (télégraphes, détonateurs, éclairage...), avant de revenir en force dans les transports (tramways et métros) à la fin du XIX^e siècle, ainsi que dans des véhicules électriques. La densité énergétique de l'essence le rend durablement inutilisable pour les véhicules particuliers, alors que les applications électriques se multiplient dans les courants faibles (électroménager, musique, téléphonie, électronique), mais également forts (turboalternateurs, transports en commun), tout au long du XX^e siècle. En France, ces industries passent en un siècle de quelques milliers à plus de un million de salariés. Les véhicules électriques reviennent en force au début du XXI^e siècle dans le triple contexte du renchérissement des énergies fossiles, de leur raréfaction et des défis liés à l'effet de serre. Dans cet article, nous retraçons les grandes étapes de ces évolutions, avec leurs échecs et leurs succès.

Introduction

La nécessité aujourd'hui de remplacer les combustibles fossiles par des énergies renouvelables est devenue une préoccupation centrale afin d'assurer à l'humanité des sources d'énergie durable et de lui permettre de réduire ses émissions de CO₂.

Dans ce contexte, le véhicule électrique sera de plus en plus présent dans les transports du futur. Il consomme quatre fois moins d'énergie que son homologue à essence. Son moteur, électrique, présente un rendement de 90 %, contre 25 % pour le moteur à combustion. Et pour un poids huit fois moindre, il offre la même puissance¹.

Inventé au XIX^e siècle, le moteur électrique a connu un développement spectaculaire. Il fait aujourd'hui partie intégrante de nombreux objets de notre environnement : il est une composante indispensable des lave-linge et des aspirateurs ; il commande l'ouverture automatique des vitres et des portes des automobiles ; il fait fonctionner les ascenseurs ; vibre les téléphones mobiles ; il équipe les outils électroportatifs, mais il peut aussi propulser des navires, permettre de compresser le gaz dans les pipelines et faire fonctionner des grues et des grandes installations industrielles.

Son histoire a été mouvementée.

¹ Malheureusement, les performances de stockage de l'énergie électrique par des batteries restent aujourd'hui limitées : un kilogramme de batterie stocke 80 fois moins d'énergie qu'un kilogramme d'essence, ce qui limite l'autonomie de l'automobile électrique. Un important effort de recherche est engagé dans le but d'améliorer ce point faible.

Électricité et magnétisme

Au XVIII^e siècle, l'électricité était produite à l'aide de machines électrostatiques, en frottant divers matériaux : par exemple, une sphère de soufre en rotation contre un tissu. On la stockait dans des bouteilles de Leyde, qui sont des condensateurs électriques rudimentaires.

Vers la fin du siècle précité, Luigi Galvani, médecin italien, après avoir placé des objets métalliques sur les cuisses de grenouilles, observe que les muscles de celles-ci se contractent. À tort, il pense avoir découvert une nouvelle forme d'électricité, qu'il appelle « électricité animale ». C'est Alexandre Volta, son contemporain, qui comprend que cette électricité n'est pas intrinsèque aux animaux, mais se produit lorsque l'on met en contact deux métaux de nature différente. En 1800, il construit la première batterie électrique, la pile Volta, laquelle est constituée d'un empilement alterné de disques de cuivre et de zinc, séparés par des morceaux de papier imbibés avec une solution d'eau salée.

La pile Volta ouvre de nouvelles perspectives dans la science de l'électricité : bien qu'elle génère une différence de potentiel plus faible que celle des machines électrostatiques, elle produit des courants plus forts et qui durent bien plus longtemps. C'est le courant fourni par une telle pile que le physicien danois, Hans Christian Oersted, fait passer en 1820 dans un fil de platine placé juste au-dessus d'une boussole. Ce courant, en traversant le fil, fait dévier l'aiguille de la boussole, de manière analogue au champ magnétique terrestre. Il existerait donc un lien entre les phénomènes électriques et ceux magnétiques.

Cette découverte est accueillie en France avec réserve, car l'on pensait, sous l'influence de Charles de Coulomb, qu'il n'y avait aucun lien entre les phénomènes électriques et les phénomènes magnétiques. André-Marie

Ampère ne partageait pas ce scepticisme et se lança dans un travail acharné autant expérimental que théorique, qui, au bout de quelques semaines, l'amena à comprendre et à exprimer de façon quantitative les liens entre les courants électriques et les champs magnétiques. À cette occasion, Ampère inventa le solénoïde, une bobine formée d'un fil conducteur enroulé en forme d'hélice autour d'un long cylindre. Parcouru par un courant électrique, le solénoïde fournit un champ magnétique bien plus fort et plus homogène qu'une simple boucle de fil conducteur.

De l'autre côté de la Manche, William Sturgeon découvrait qu'en insérant une barre de fer dans un solénoïde traversé par un courant électrique, le champ magnétique augmente de façon spectaculaire. Il a ainsi inventé l'électroaimant. Lorsqu'on le connecte à une pile Volta, l'électroaimant produit un champ magnétique, qui est capable de soulever des morceaux de fer. L'électroaimant est le premier dispositif électromécanique : son action mécanique peut être commandée par un interrupteur électrique. Il jouera un rôle clé dans l'invention du moteur électrique.

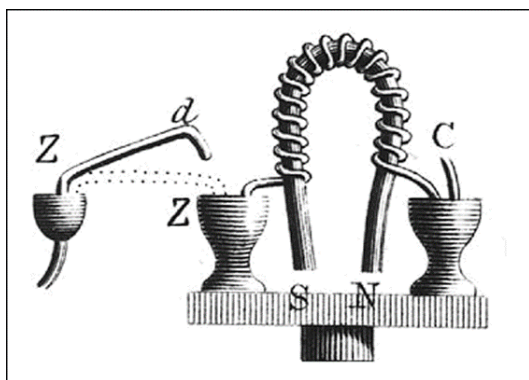


Figure 1 : Formé de spires de cuivre enroulées autour d'un noyau de fer en forme de cheval, l'électroaimant de Sturgeon pouvait soulever des masses de quelques kilos. Les contacts électriques sont assurés par deux cuves contenant du mercure. Sur le schéma ci-dessus, elles sont notées Z et C (la troisième cuve, à gauche, servait d'interrupteur par l'intermédiaire de la tige d que l'on baissait ou levait). Le fil en cuivre n'est pas isolé, le fer est laqué pour éviter tout court-circuit entre les spires – Source : WikiCommons.

Outre-Atlantique, Joseph Henry construit des électroaimants de plus en plus performants. Il diminue leur taille, tout en augmentant leur force d'attraction magnétique. Henry recouvre le fil de cuivre avec un isolant en soie, ce qui permet de serrer les enroulements de la bobine et de les disposer en plusieurs couches. La force d'attraction des électroaimants d'Henry dépasse vite celle des aimants permanents. Ils sont principalement destinés à être utilisés dans des laboratoires de recherche ou pour effectuer des démonstrations publiques (une démonstration spectaculaire consistait à maintenir suspendu un barreau de fer pesant quelques centaines de kilogrammes grâce à l'attraction d'un électroaimant. Lorsque l'on coupait l'alimentation de ce dernier, le barreau tombait au sol avec grand fracas). Par ailleurs, certains électroaimants furent commercialisés : un de ceux construits par Henry fut ainsi employé par la société Penfield and Taft Ironworks, située dans l'État de New York, pour aimanter les cylindres d'acier utilisés dans la séparation du minerai de fer.

Invention du moteur électrique

C'est en essayant de démontrer qu'un fil traversé par un courant électrique produit un champ magnétique circulaire, qu'en 1821, Michael Faraday met au point un système mécanique tournant. Dans une cuve remplie de mercure, il plonge verticalement un barreau aimanté qu'il maintient fixe. Ensuite, il fait pendre librement une tige conductrice qui touche la surface du liquide. En connectant la tige à une cellule galvanique, Faraday remarque qu'elle tourne autour du barreau, son extrémité libre décrivant des cercles ; c'est le résultat de l'interaction entre le courant qui traverse la tige et le champ magnétique de l'aimant. C'est le premier dispositif connu de conversion d'énergie électrique en mouvement mécanique continu. Néanmoins, il ne connaîtra pas d'application pratique et restera un appareil de laboratoire.

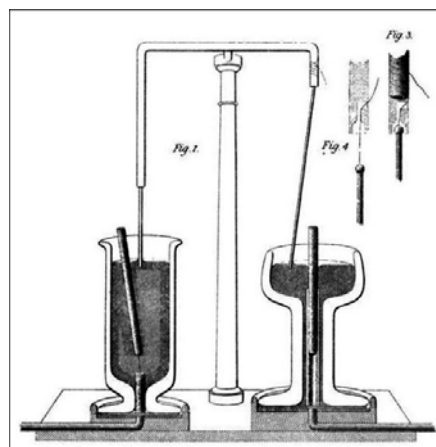


Figure 2 : Le « moteur » tournant de Faraday. Dans le récipient de gauche, la tige conductrice suspendue touche la surface du mercure. Au centre du récipient de droite, se trouve le barreau aimanté. Alimentée par un courant électrique, la tige tourne autour de l'aimant – Source : Wikipedia.

En 1831, Henry invente un moteur électrique oscillant. La partie mobile est un électroaimant qui bascule sur un axe horizontal. Sa polarité s'inverse automatiquement pendant son mouvement grâce à deux paires de fils conducteurs qui se connectent alternativement à deux cellules galvaniques. Deux aimants permanents verticaux, dont les pôles sont orientés dans la même direction, attirent et repoussent alternativement les extrémités de l'électroaimant, ce qui le fait osciller.

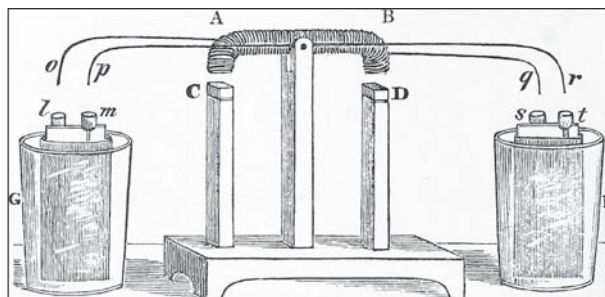


Figure 3 : Le moteur oscillant de Henry. L'électroaimant mobile AB est attiré successivement par les aimants permanents C et D, et effectue des oscillations. Cela est dû à la polarité d'alimentation qui s'inverse automatiquement pendant le mouvement opéré par les deux paires de fils conducteurs qui se connectent alternativement aux deux piles électriques – Source : *American Journal of Science*.

Échec commercial des premiers moteurs électriques

Au début des années 1830, la fabrication et la vente de la technologie électrique étaient en grande partie artisanales : quelques fabricants fournissaient des instruments pour les laboratoires et pour les démonstrations publiques de savants et de quelques particuliers passionnés.

Mais, à la fin des années 1830, des entrepreneurs, des financiers et des gouvernements s'intéressent de plus en plus aux applications de cette nouvelle technique. Les fabricants et les consommateurs se multiplient ; on dépose des brevets ; on publie des articles de presse. La commercialisation des produits reposant sur des techniques électriques bénéficie de la généralisation de la société anonyme par actions qui permet d'entreprendre des projets nécessitant d'importants investissements financiers à forts risques sur le long terme.

On commence alors à voir le moteur électrique comme une alternative possible à la force musculaire des animaux et des ouvriers. Le moteur à vapeur avait certes déjà largement remplacé cette force, mais il présentait plusieurs inconvénients. D'abord, le moteur à vapeur de petite taille, comme celui qui équipe les ateliers, est de faible rendement : c'est pourquoi l'automobile à vapeur ne se développera pas, contrairement à la locomotive ou au bateau à vapeur. Par ailleurs, il fonctionne en continu ; on ne peut donc pas l'éteindre et l'allumer à volonté – maintenir la pression de la vapeur exige en effet de consommer en permanence du combustible, il n'est donc pas adapté aux tâches intermittentes exécutées par des machines-outils. En outre, ces machines sont connectées au moteur par l'intermédiaire d'un système mécanique compliqué se composant d'arbres et de courroies de transmission. Enfin, le moteur à vapeur est dangereux, car il peut exploser ; en outre, il est sale et bruyant, et nécessite beaucoup d'entretien.

C'est dans ces mêmes années 1830 que l'on se met à imaginer pour le moteur électrique des applications multiples pour réaliser les tâches domestiques dans les foyers : pompes à eau, machines à laver, ventilateurs, barattes, torrificateurs, broyeurs... Son triomphe semble inévitable.

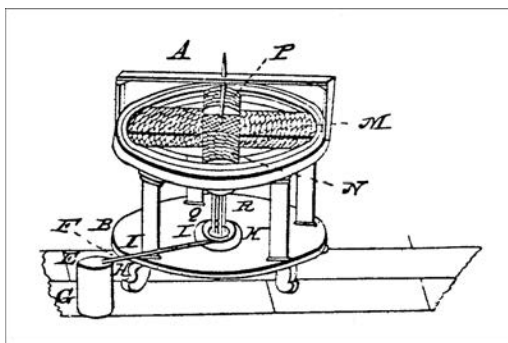


Figure 4 : Le moteur de Davenport est formé de deux bobines croisées, qui tournent suivant un axe vertical dans un anneau en bois muni de deux aimants permanents en forme de demi-cercle. Les bobines sont alimentées par un commutateur, visible à l'extrémité inférieure de l'axe du moteur – Source : Illustration extraite du brevet n°132 déposé en 1837.

En 1833, lors d'une visite dans une mine de fer, le forgeron Thomas Davenport voit fonctionner un des électroaimants d'Henry. Intrigué, il en achète un. De retour dans son atelier, il le démonte et l'étudie avec attention. Persuadé que la force électrique remplacera bientôt la force de la vapeur, Davenport construit quelques mois plus tard un des premiers moteurs électriques rotatifs, qu'il brevète en 1837. Afin de fabriquer en série et de commercialiser son invention, il fonde une société par actions avec la participation d'associés.

Hélas, les résultats ne sont pas à la hauteur des attentes. Le coût du zinc utilisé dans les batteries, qui servent de source d'alimentation, rend le moteur électrique non compétitif par rapport au moteur à vapeur. Le moteur électrique est un échec commercial, et Davenport fait faillite².

Initialement très optimiste pour l'avenir du moteur électrique, James Prescott Joule devient de plus en plus sceptique. Dans une étude publiée en 1841, il montre qu'une machine à vapeur alimentée avec un kilogramme de charbon produit cinq fois plus d'énergie mécanique qu'un moteur électrique alimenté par une batterie consommant un kilogramme de zinc. Compte tenu des prix comparés du charbon et du zinc, Joule arrive à la conclusion que « le moteur alimenté par batteries est un dispositif désespérément inexploitable ».

En dépit de cette conclusion pessimiste, les inventeurs ne se découragent pas. Aux États-Unis, Charles Grafton Page, avec l'aide du gouvernement américain, construit une locomotive utilisant un moteur électrique oscillant. Deux bobines alignées, alimentées successivement, attirent à tour de rôle une barre en fer. Le mouvement alternatif avant-arrière de la barre est ensuite converti en mouvement rotatif par un mécanisme de type bielle-manivelle. La locomotive est testée avec des passagers à son bord en 1851, sur la ligne Washington-Baltimore. Des étincelles traversent l'isolation électrique des bobines, tandis que les vibrations du moteur endommagent les fragiles diaphragmes des cellules galvaniques. Après 8 km, Page est obligé de rebrousser chemin.

Quelques années auparavant, des essais similaires avaient déjà été réalisés en Europe. En 1839, à Saint-Petersbourg, Moritz Jacobi testait sur la Neva une barque propulsée par un moteur électrique ; elle transportait à son bord des passagers. En 1842, en Angleterre, Robert Davidson construisait une locomotive électrique, appelée Galvani, dont il fit des essais sur la ligne Edinburgh-Glasgow. Mais la locomotive de Davidson, tout comme la barque électrique de Jacobi et la locomotive de Page, ne furent pas viables économiquement.

Le moteur électrique semblait définitivement condamné.

² Son origine modeste et sa vie tragique (il meurt à 48 ans, ruiné et malade) confèrent à Davenport une place spéciale dans l'histoire de l'invention du moteur électrique. Cependant, à la même époque, il y eut bien d'autres essais visant à la fabrication de moteurs électriques, notamment en Europe, comme ceux d'Ányos Jedlik en Hongrie, de Moritz Jacobi en Allemagne ou de Sibrandus Stratingh and Christopher Becker aux Pays-Bas.

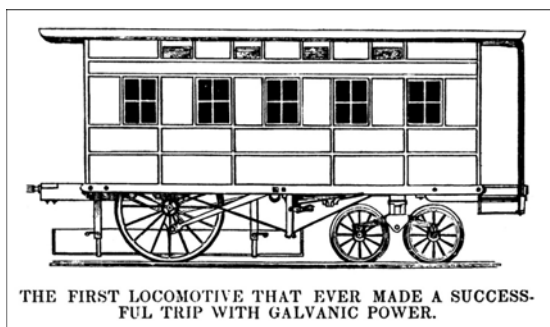
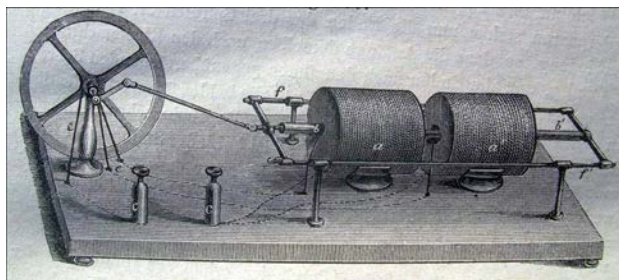


Figure 5 : En haut, la maquette du moteur oscillant de Page : deux paires de bobines alignées en tête à tête, alimentées successivement, attirent à tour de rôle une barre en fer. Le mouvement alternatif de la barre est converti en mouvement de rotation par le mécanisme bielle-manivelle. En bas, croquis de la locomotive électrique utilisant un tel moteur – Source : Wikipedia.

D'autres applications de l'électricité se développent

Malgré ces échecs successifs du moteur électrique, d'autres applications de l'électricité voient le jour. Ces applications concernent des secteurs spécifiques qui ne sont pas en concurrence directe avec le moteur à vapeur. Elles sont moins gourmandes en énergie, au moins dans la première phase de leur développement, les batteries sont donc de puissance suffisante pour les alimenter.

La galvanoplastie

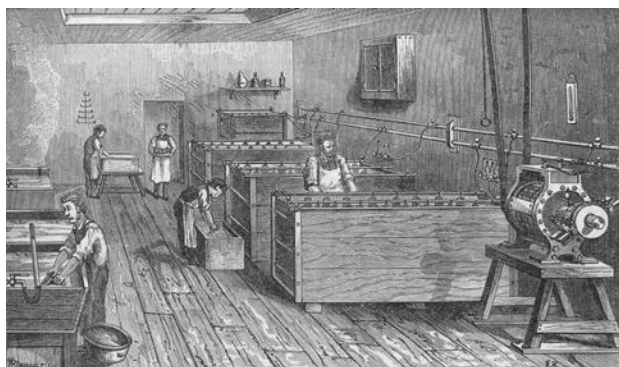


Figure 6 : Un atelier de galvanoplastie. Dans les premiers ateliers, l'électricité était fournie par des batteries, ce n'est que plus tard que ces dernières seront remplacées par des générateurs électriques, comme celui que l'on peut voir à droite sur cette photo – Source : Wikipedia.

Issue des travaux d'amélioration des éléments galvaniques, la galvanoplastie, technique de dépôt de métaux à l'aide d'un courant électrique, connaît un déve-

loppement rapide et de multiples débouchés : réalisation de plaques d'impression pour l'imprimerie, de couches de protection anticorrosion, dépôt de métaux précieux sur des objets de grande consommation ou sur des œuvres d'art. Ce succès industriel s'explique en partie par le fait qu'ouvrir un atelier de galvanoplastie demandait peu d'investissements en termes de matériels.

Le détonateur électrique

Formé d'un fil conducteur fortement chauffé par le passage du courant électrique, le détonateur électrique se substitue graduellement à la mèche classique, qui est peu fiable, dont le temps de combustion est difficile à contrôler, ce qui est à l'origine de nombreux accidents. D'abord utilisé par les militaires pour faire détoner à distance des charges explosives sous-marines et des mines flottantes, le détonateur électrique trouve un large usage civil pour servir à l'exploitation des mines et des carrières, la construction de canaux, de tunnels et dans les chemins de fer.

Le télégraphe électrique

Le télégraphe électrique supplante le télégraphe optique. Ce dernier, inventé pour transmettre rapidement des messages à distance, ne fonctionnait que durant la journée, il dépendait fortement de la météo et ne permettait de transmettre que deux mots par minute. Il nécessitait en outre des stations-relais tous les 30 kilomètres. C'est à partir du moment où des expériences ont montré que les signaux électriques peuvent être transmis à distance par des fils conducteurs que le télégraphe électrique devint une réalité. Son développement est dû aux travaux de plusieurs savants (Ampère, Arago, Gauss, Weber, Henry, Barlow, Wheatstone), mais c'est Samuel Morse qui réussit à produire, en 1844, le premier système opérationnel entre Baltimore et Washington.

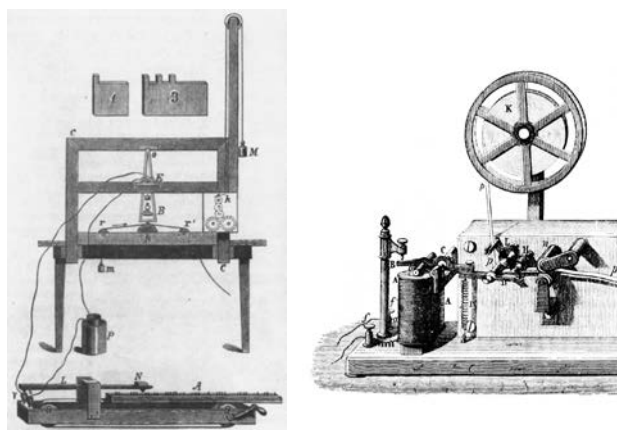


Figure 7 : Le télégraphe de Morse : à gauche, l'appareil original. À droite, une version améliorée de celui-ci – Source : WikiCommons.

La transmission à distance d'informations, d'une alarme et la réalisation de contrôles à distance

Dans les années qui suivent l'invention du télégraphe, plusieurs systèmes électriques de transmission à distance d'informations, d'une alarme et de réalisation de

contrôles à distance voient le jour : système de dialogue entre la cabine de pilotage et la salle des machines d'un bateau, système de guidage de navires, instruments de mesure de la vitesse, instruments de contrôle de la pression de la vapeur dans les chaudières, systèmes d'alarme antiviol, systèmes de transmission d'images à distance, systèmes de contrôle de la température, horloges électriques synchronisées à distance, systèmes d'alerte incendie, systèmes de signalisation ferroviaire...

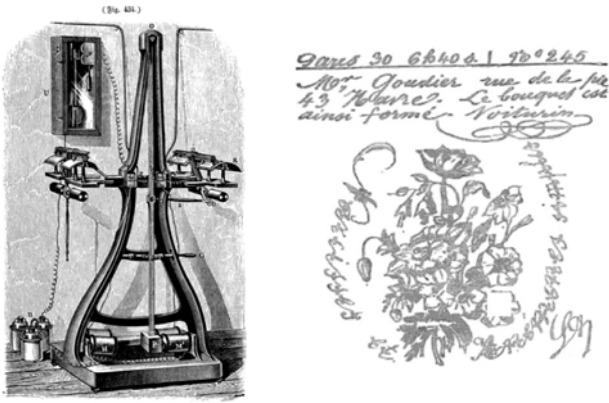


Figure 8 : À gauche, un pantélégraphe, l'ancêtre du fax. À droite, une image transmise grâce à cet appareil – Source : Wikipedia.

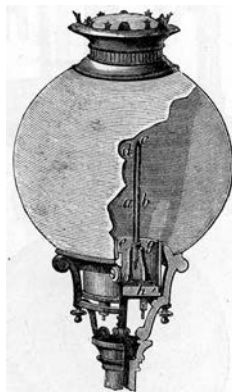
L'allumage instantané

L'éclairage des salles de spectacles est assuré par plusieurs centaines de becs à gaz. Ces derniers sont équipés de systèmes d'allumage instantané : un électroaimant ouvre le robinet du gaz et un fil de platine chauffé à blanc allume le gaz.

L'arc électrique

L'arc électrique est utilisé comme source de lumière dans les studios photographiques ou dans les spectacles de lanterne magique³. Il est également utilisé dans les projecteurs pour servir de source lumineuse pendant les opérations militaires menées la nuit ou pour l'éclairage des halles, des usines et des lieux publics.

Figure 9 : Ci-contre, une lampe à arc électrique. En colonne de droite, éclairage grâce à de telles lampes de l'avenue de l'Opéra, à Paris, à l'occasion de l'Exposition universelle de 1878 – Source : Wikipedia.



Avec la croissance du commerce maritime et les besoins accrus en matière de sécurité, les phares de

signalisation maritime utilisent, dans le cadre d'essais, l'arc électrique, dont la lumière éclatante est nettement plus visible que celle des traditionnelles lampes à huile ou à gaz. Consommant plus d'électricité, les phares à arc électrique rendent nécessaire le remplacement des piles électriques par des magnétos électriques couplés mécaniquement à des moteurs à vapeur.

C'est cette demande croissante d'énergie électrique qui va stimuler les efforts des fabricants pour améliorer les sources d'énergie électrique. L'énergie fournie par une batterie devient vite insuffisante, les constructeurs se tournent alors vers les générateurs électriques⁴.

Les générateurs électriques

Oersted montre qu'un conducteur engendre un champ magnétique aussi longtemps qu'un courant le traverse. Par référence au principe de l'unité des forces, les physiiciens se sont immédiatement demandé si la réciproque était vraie : le champ magnétique d'un aimant peut-il engendrer un courant électrique dans une bobine située dans sa proximité ? Les expérimentateurs se limitant à placer une bobine autour d'un aimant, le galvanomètre n'indiquait aucun courant. Ces premières expériences donnent des résultats négatifs.

Ce n'est qu'après plusieurs échecs, qu'en 1831, Faraday annonce la réussite de ses travaux. Dans le cadre de ceux-ci, il place deux bobines séparées l'une de l'autre sur un même anneau de fer, l'une d'elles étant connectée à un galvanomètre. C'est précisément à l'instant où il connecte ou déconnecte l'autre bobine reliée à une batterie que l'aiguille du galvanomètre dévie brièvement, puis revient à zéro. Le même phénomène se produit si, au lieu de connecter la batterie, il approche ou éloigne de la bobine un aimant permanent. Faraday a ainsi découvert l'induction électromagnétique : ce n'est pas un champ magnétique constant, mais un champ magnétique variable qui engendre un courant électrique.

L'induction électromagnétique permet donc de transformer un mouvement mécanique (par exemple, le mou-



³ Pour plus d'informations sur ces spectacles, voir : <https://journals.openedition.org/narratologie/13697>

⁴ Le moteur électrique est un dispositif qui, alimenté par un courant électrique, produit un mouvement mécanique, en général de rotation. Le générateur électrique réalise la conversion inverse : entraîné manuellement, par un moteur à vapeur ou par une turbine hydraulique, il produit un courant électrique et peut donc être utilisé comme source d'énergie électrique.

vement d'un aimant permanent) en électricité, ce qui a ouvert la voie à l'invention du générateur électrique. C'est encore Faraday qui a mis au point le premier dispositif expérimental capable de produire de l'électricité, s'inspirant probablement des machines électrostatiques. Un disque de cuivre, monté sur un cadre, tourne entre les pôles d'un aimant permanent en forme de fer à cheval. En connectant un galvanomètre entre l'axe du disque et sa jante, Faraday a mis en évidence le passage d'un courant électrique. Le disque de Faraday tout comme son moteur électrique resteront des appareils de laboratoire, le rendement de ce dernier étant trop faible pour en faire un générateur électrique.

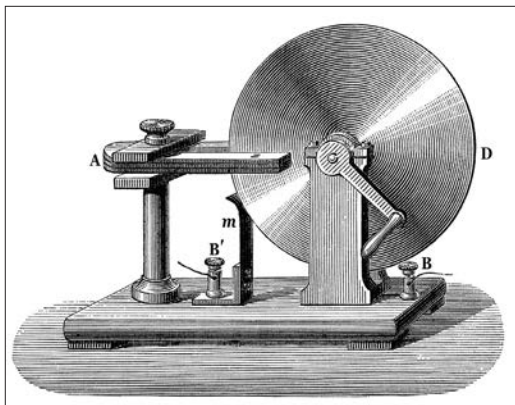


Figure 10 : Le disque de Faraday tourne entre les pôles d'un aimant permanent A. Un fil du galvanomètre est connecté au contact B, lié à l'axe du disque D, l'autre fil est relié au contact B', lequel est connecté à la jante par l'intermédiaire d'une lamelle élastique notée m – Source : Wikipédia.

Le premier générateur électrique à avoir connu une application pratique a été réalisé en 1832 par Hippolyte Pixii, un constructeur d'instruments travaillant en étroite collaboration avec Ampère. Entraîné par une manivelle, un aimant permanent en forme de fer à cheval tourne devant une bobine à noyau de fer. Les pôles nord et sud de l'aimant inversent successivement le sens des lignes des champs magnétiques dans le noyau de fer et, en conséquence, induisent un courant électrique alternatif dans la bobine.

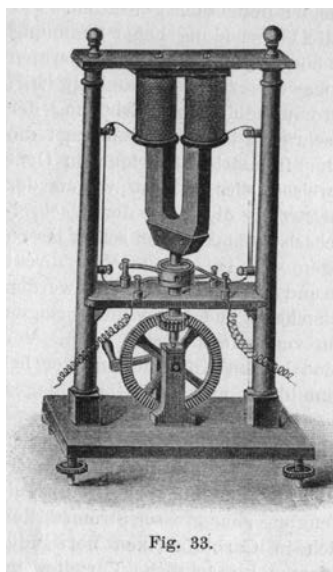


Figure 11 : Le magnéto de Pixii. Mis en mouvement par une manivelle, l'aimant permanent en forme de fer à cheval tourne sur un axe vertical sous une bobine enroulée autour d'un noyau de fer. Les pôles nord et sud de cet aimant, passant successivement à proximité du noyau en fer, font varier le champ magnétique et, en conséquence, induisent un courant électrique dans la bobine. En dessous de l'aimant, solidaire avec l'axe de rotation, se trouve le commutateur d'Ampère – Source : Wikipédia.

Afin de remplacer les éléments galvaniques par des générateurs électriques, en particulier dans les applications d'électrometallurgie, lesquelles nécessitent un courant de même polarité, Ampère introduit le commutateur. C'est un dispositif qui se présente sous la forme d'un cylindre métallique fendu fixé sur l'axe de rotation, qui permet d'inverser le sens du courant dans le circuit extérieur et ainsi d'obtenir un courant pulsé à la place du courant alternatif⁵. Ce générateur contient un aimant permanent, d'où son nom de magnéto⁶.

En 1845, Charles Wheatstone a l'idée de remplacer les aimants permanents de ces magnétos par des électroaimants, qui, alimentés par une batterie, sont capables de fournir des champs magnétiques nettement plus importants. En 1864, Henry Wilde alimente les électroaimants à l'aide d'une petite magnéto couplée à l'axe de rotation du générateur, ce qui rend la batterie superflue.

Par la suite, les inventeurs se sont rendu compte qu'ils pouvaient aussi se dispenser de la petite magnéto : ils ont ainsi découvert le principe de l'*autoexcitation*. Dans les faits, même si les électroaimants ne sont pas alimentés, une aimantation rémanente persiste dans leur noyau de fer. Lorsque l'on fait tourner les électroaimants, cette rémanence suffit à induire un faible courant électrique dans le circuit du générateur. Il suffit alors de coupler la sortie du générateur aux bobines des électroaimants pour que ces derniers soient traversés par un courant électrique et que leur pouvoir d'aimantation augmente. En conséquence, le générateur produit un courant de sortie plus fort, et ainsi de suite. Au fur et à mesure que le courant de sortie du générateur augmente, l'aimantation des électroaimants s'accroît elle aussi, le générateur atteint rapidement son régime de fonctionnement normal.

Plusieurs améliorations sont apportées dans les années suivantes. Traditionnellement, chaque bobine avait son propre noyau de fer. À la fin des années 1860, Werner Siemens et Antonio Pacinotti, indépendamment l'un de l'autre, placent les bobines sur un seul noyau de fer

⁵ Chronologiquement, le courant continu fut découvert avant le courant alternatif : d'abord dans le cadre de l'étude des décharges électrostatiques, puis à travers les éléments galvaniques. Les premières applications de l'électricité et du magnétisme, à l'instar des électroaimants ou de l'électrometallurgie, utilisaient des courants continus.

⁶ La magnéto est aujourd'hui encore utilisée pour alimenter des petits moteurs à essence qui équipent certaines motos, barques à moteur, tondeuses à gazon et tronçonneuses. La magnéto utilise une partie de l'énergie mécanique de la rotation du moteur qu'elle transforme en électricité, laquelle est utilisée ensuite par les bougies pour produire des étincelles qui permettent l'allumage du mélange d'air et d'essence dans la chambre de combustion. Ainsi, un moteur équipé d'une magnéto ne nécessite pas de batterie électrique, ce qui le rend peu volumineux. Mais son démarrage est manuel : pour le démarrer, il faut le faire tourner à l'aide d'une manivelle ou d'un « démarreur ».

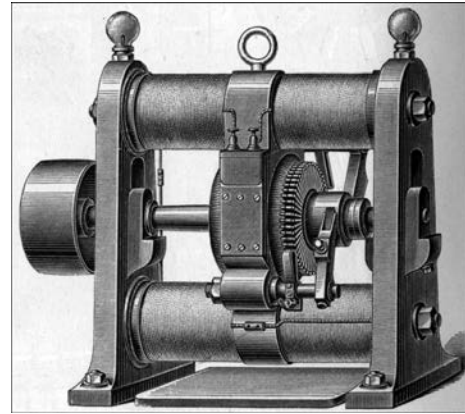
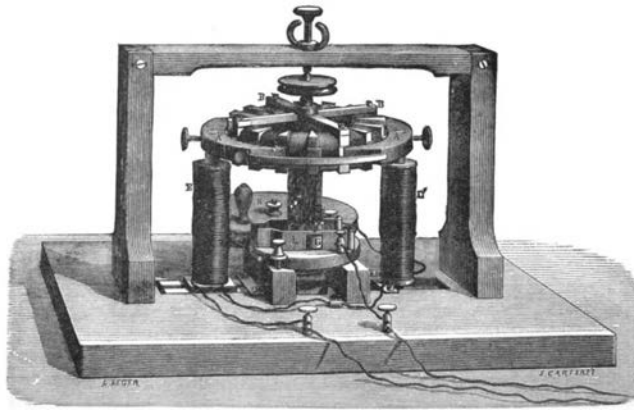


Figure 12 : À gauche, la dynamo de Pacinotti. Le champ magnétique produit par deux bobines verticales traverse les bobines du rotor. Ce dernier, entraîné par une manivelle, tourne sur un axe vertical. À droite, la dynamo de Gramme. Le stator est le cadre en fer muni de quatre bobines, qui concentrent le champ magnétique dans le rotor – Source : Wikipedia.

en forme d'anneau : c'est l'invention de la dynamo⁷. Au début de la décennie suivante, Zénobe Gramme invente un nouveau type d'enroulement et diminue la distance entre le rotor et le stator⁸. Ses dynamos présentent des rendements supérieurs et sont une réussite commerciale.

La renaissance du moteur électrique

Selon la légende, lors de l'Exposition universelle tenue en 1873 à Vienne, Gramme ou l'un de ses collaborateurs connecta par inadvertance deux dynamos. Sous l'effet de l'entraînement de l'axe de l'une d'entre elles au moyen d'un moteur à vapeur, l'autre commença à tourner rapidement. Gramme découvrit ainsi que la dynamo est une machine électrique réversible, qu'elle peut fonctionner comme un moteur. Les essais qui ont suivi ont montré que les câbles conducteurs qui connectaient le moteur à la dynamo pouvaient être d'une longueur dépassant le kilomètre. L'électricité pouvait donc être utilisée pour la transmission de l'énergie à distance. C'est cette forme de transmission qui se généralisera par la suite, et non les autres méthodes, en général mécaniques, de transmission de l'énergie qui furent testées auparavant (tubes à air comprimé, conduites remplies d'eau, courroies couplées à un long arbre tournant, câbles en acier enroulés sur des poulies).

L'énergie électrique est par ailleurs facile à distribuer : il suffit de connecter les divers moteurs à alimenter à un

⁷ La dynamo est donc une magnéto dont on a remplacé les aimants permanents par des électroaimants, dont les bobines se trouvent sur un seul cadre ferromagnétique, ce qui optimise le circuit du flux magnétique. La dynamo est munie d'un commutateur et produit donc du courant pulsé. Avec l'arrivée du courant alternatif, la dynamo s'affranchira du commutateur et prendra l'appellation d'alternateur, dispositif encore utilisé aujourd'hui dans les automobiles : pour alimenter la batterie et l'installation électrique, le courant alternatif produit par l'alternateur est transformé en courant continu par des circuits électroniques à base de dispositifs semi-conducteurs appelés « diodes ». Notons que la « dynamo du vélo est improprement nommée, c'est en effet une magnéto.

⁸ La partie fixe d'un générateur ou d'un moteur électrique est appelée « stator », la partie mobile, celle qui tourne, est dénommée « rotor ».

même générateur. On réalise alors qu'un même réseau pourra alimenter à la fois des systèmes d'éclairage électrique et d'autres appareils. Il ne restait plus qu'à évaluer les rendements de conversion et les pertes en ligne pour établir si ce schéma était viable du point de vue économique.

On prit alors conscience de la variété des applications potentielles. Dans l'usine, on ne se bornera plus à transmettre l'énergie mécanique en utilisant des arbres en ligne, des courroies, de l'air comprimé ou la pression hydraulique. Chaque machine pourra être dotée de son propre moteur électrique, lequel sera facile à commander, l'énergie étant transmise efficacement, pratiquement sans pertes. Dans l'agriculture, les moteurs électriques pourront remplacer l'énergie musculaire humaine, mais aussi animale pour moudre le grain ou pomper l'eau d'irrigation. En matière de transports, les villes pourront être équipées d'omnibus électriques. Quant aux foyers, ils pourront bénéficier de nombreux appareils électroménagers.



Figure 13 : Une usine textile équipée de nombreuses machines électriques. Ces diverses machines sont mises en mouvement par l'intermédiaire d'un système complexe d'arbres et de courroies, alimenté à partir d'un moteur à vapeur, qui constitue la source d'énergie principale – Source : Wikipedia.

Ces applications verront effectivement le jour. Mais il restait une étape à franchir. L'électricité est certes une forme d'énergie facile à transporter et à distribuer,

mais elle est très difficile à stocker. La magnéto, puis la dynamo avaient augmenté la puissance générée par rapport à celle de l'élément galvanique, mais elles n'avaient pas résolu le problème du stockage⁹. Les ingénieurs comprirent alors qu'il fallait considérer la chaîne dans sa globalité : l'énergie électrique est produite dans des centrales électriques par des générateurs, est transportée sur de longues distances *via* des réseaux de distribution et est utilisée aussitôt par les consommateurs. Un tel schéma implique d'énormes investissements financiers.

Courant alternatif versus courant continu

À la fin des années 1870, Edison, déjà célèbre pour son invention du phonographe, veut développer un réseau de distribution d'électricité pour remplacer l'éclairage classique à bec de gaz. Il s'associe à des hommes d'affaires et fonde la société Edison Electric Light, dans le cadre de laquelle il perfectionne et commercialise l'ampoule électrique et dépose une multitude de brevets concernant des générateurs, des moteurs, des conducteurs, des fusibles ou encore des compteurs électriques.

En 1882, Edison construit la première centrale électrique dans le but d'éclairer le quartier de Wall Street, à New York. Il utilise les connaissances en mathématiques d'un de ses collaborateurs, Frank J. Sprague, le futur inventeur de l'ascenseur électrique, pour concevoir de manière optimale ses projets. Sprague améliore le moteur à courant continu et le rend utilisable à grande échelle : son moteur est puissant, tourne à une vitesse constante malgré les charges variables, ne génère plus d'étincelles et restitue le surplus d'énergie à la centrale.

Edison n'est pas le seul à vouloir construire un système de distribution de l'électricité. Inventeur d'un système de freinage pour les trains, George Westinghouse, lui aussi, s'intéresse de plus en plus aux technologies électriques. Contrairement à Edison, qui conçoit son réseau de distribution à partir du courant continu, Westinghouse croit dans le courant alternatif.

Le courant continu ne peut pas être acheminé efficacement sur de grandes distances du fait des pertes ohmiques dans les conducteurs, dont les valeurs correspondent au produit de la résistance des conducteurs par le carré de l'intensité. Pour réduire ces pertes, on peut donc diminuer soit l'intensité, soit la résistance. Dans le premier cas, il faudrait travailler à une tension plus haute (pour garder la même puissance, qui correspond au produit de la tension par l'intensité du courant), ce qui pourrait endommager les appareils et mettre les

utilisateurs en danger. Dans le deuxième cas, il faudrait utiliser des conducteurs de cuivre de faible résistance électrique. Comme la résistance d'un câble est inversement proportionnelle à sa section, mais est proportionnelle à sa longueur, cela revient soit à utiliser des câbles très épais, donc très chers, soit à ne transporter l'énergie électrique que sur de courtes distances. C'est cette dernière solution qu'Edison adopte en préconisant la construction de petites centrales électriques dans chaque quartier.

Une autre solution, prônée par Westinghouse, est de concentrer la production de l'électricité dans une grande centrale, puis de la distribuer aux consommateurs. Il faudrait d'abord élever la tension à la sortie du générateur pour diminuer les pertes ohmiques en ligne, avant de transporter l'électricité par câbles jusqu'aux consommateurs et, une fois livrée, abaisser cette tension jusqu'aux valeurs permettant son utilisation. Mais la technologie disponible à l'époque ne permettait pas d'élever ou d'abaisser la tension d'un courant continu, alors que cela se faisait déjà très facilement pour un courant alternatif par l'intermédiaire du transformateur, qui a été inventé en 1881 par Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs.

Au niveau des consommateurs, une ampoule électrique peut aussi bien fonctionner en courant continu qu'en courant alternatif. Dans ce dernier cas, une fréquence de 60 Hz s'avère suffisamment élevée pour que l'inertie thermique du filament rende l'éclairage constant : la lumière de l'ampoule ne tremblote pas au rythme des variations du courant. En revanche, les moteurs électriques conçus pour le courant continu ne pouvaient pas fonctionner en courant alternatif. Westinghouse avait donc besoin d'un moteur à courant alternatif, qui restait à inventer. Il s'intéressa alors aux travaux de Nikola Tesla sur les champs magnétiques tournants.

Tesla, qui était arrivé aux États-Unis en 1884, travaillait dans la société d'Edison, mais ce dernier était hostile au développement de dispositifs recourant au courant alternatif. Tant qu'il serait au service d'Edison, Tesla devrait travailler sur le courant continu. Et les divergences entre les deux inventeurs s'accroissent.

En 1886, Tesla démissionna et, grâce à l'aide d'investisseurs, il fonda sa propre société, Tesla Electric Company, au sein de laquelle il allait concrétiser ses recherches sur le moteur à courant alternatif et le système d'alimentation polyphasé. Dès 1888, Westinghouse acheta à prix d'or les brevets de Tesla et l'embaucha comme consultant.

La Guerre des courants : Edison contre Tesla et Westinghouse

Malgré les avantages du courant alternatif, Edison s'entête. Entre 1887 et 1893, il mène une campagne de désinformation pour convaincre les investisseurs, les législateurs et les clients potentiels de la supériorité du courant continu. Westinghouse et Tesla ripostent. La bataille fait rage. On l'appellera plus tard, à juste titre, la « Guerre des courants ».

⁹ Ce problème n'est aujourd'hui toujours pas résolu de manière satisfaisante. Le stockage présentant le plus grand volume résulte de l'utilisation, pendant les heures creuses, de l'excédent de l'électricité produite pour pomper l'eau et la remonter en amont des barrages hydroélectriques. Un grand effort de la recherche vise actuellement à améliorer les batteries électriques afin d'augmenter leur capacité de stockage non seulement pour résoudre le problème de l'intermittence des énergies solaires et éoliennes, mais aussi pour améliorer l'autonomie des véhicules électriques.

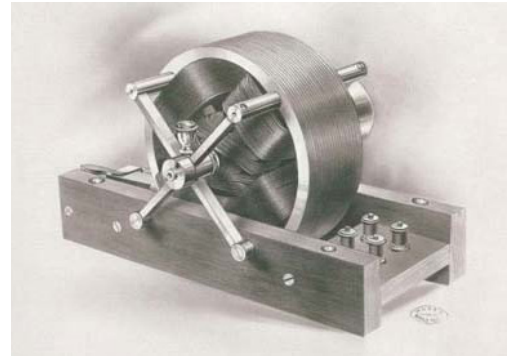
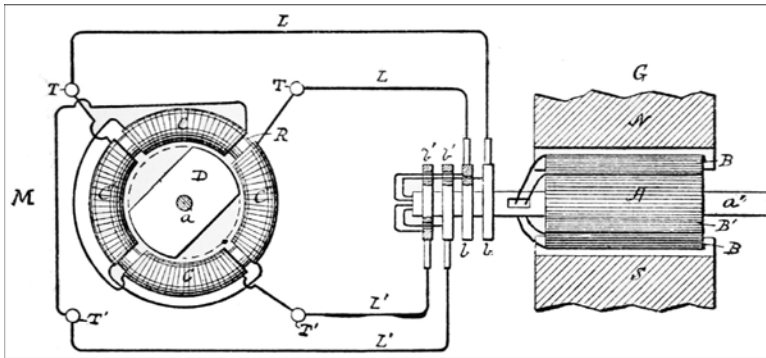


Figure 14 : Le moteur synchrone de Nikola Tesla. À gauche, le schéma de fonctionnement de ce moteur. À droite, la réalisation pratique de celui-ci. Les deux paires de bobines sont alimentées par des courants alternatifs déphasés de 90° , qui produisent en conséquence un champ magnétique tournant, qui met en mouvement l'aimant permanent D qui tourne à la fréquence des courants – Source : WikiCommons.

Edison prétend que le courant alternatif serait trop dangereux pour l'utilisateur et, pour appuyer son propos, organise des démonstrations publiques, où des chiens, des chats, des veaux et des chevaux sont électrocutés. Il va jusqu'à proposer d'utiliser le courant alternatif pour procéder à l'exécution de condamnés à mort et d'appeler « westinghouser » l'acte d'exécuter.

L'opposition d'Edison au courant alternatif s'explique par sa volonté de protéger son investissement, ses brevets, et donc ses éventuelles royalties, tous fondés sur la technologie du courant continu. En outre, son modèle économique reposait sur la construction d'un grand nombre de petites centrales électriques, dont la vente aurait pu lui générer des revenus importants.

En dépit du prestige et des ressources financières d'Edison, Westinghouse continue néanmoins à gagner de plus en plus de parts de marché. Exaspérés par l'entêtement d'Edison en faveur du courant continu, les actionnaires de la société Edison Electric font fusionner celle-ci, en 1892, avec Thomson-Houston, cette dernière ayant acquis un savoir-faire dans le domaine du courant alternatif¹⁰. La nouvelle société, General Electric, investit alors massivement dans la technologie du courant alternatif : elle aura cependant besoin de plusieurs années pour rattraper son retard par rapport à Westinghouse.

La Guerre des courants prend fin en 1893, quand le contrat de construction de la centrale hydroélectrique à proximité des chutes du Niagara est finalement attribué à Westinghouse. General Electric devra alors se contenter de la construction de la ligne de haute tension reliant cette centrale hydroélectrique à la ville de Buffalo. Bien plus tard, Edison reconnaîtra que son opposition

au courant alternatif aura été « la plus grande gaffe de sa vie »¹¹.

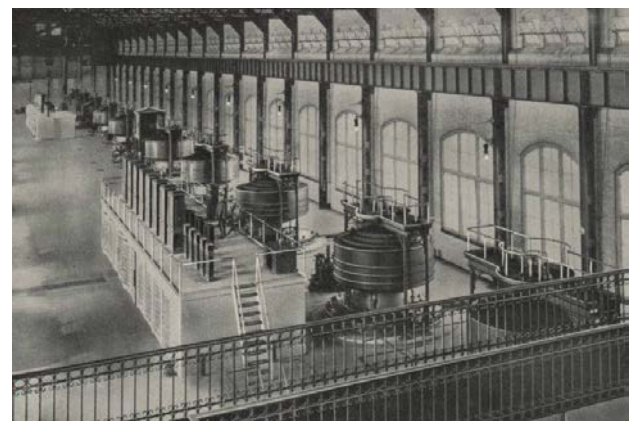


Figure 15 : La centrale hydroélectrique installée à proximité des chutes du Niagara. En haut, vue générale de la centrale. En bas, la salle des turbines – Source : Wikipedia.

¹⁰ Une autre branche de Thomson Houston sera invitée en 1894 à s'implanter en France à l'initiative du président de la Société française des électriciens, qui, bien que disposant de brevets portant sur le courant continu, voyait tout l'intérêt du courant alternatif et des brevets associés de Thomson Houston pour en assurer le développement en France (cela conduira à utiliser ce courant pour alimenter la première ligne du métro parisien inaugurée en 1900 lors de l'Exposition universelle). Cette implantation sur le territoire français donnera lieu à la création de plusieurs autres sociétés : Alstom, puis Alstom pour les courants forts ; Thomson Brant pour l'électroménager ; Thomson pour les courants faibles ; TMM, puis Technicolor pour le multimédia et, enfin, Thales.

¹¹ Ironie du sort, les récents progrès de l'électronique de puissance permettent désormais de construire des convertisseurs capables d'élever ou d'abaisser facilement la tension d'un courant continu : si bien qu'aujourd'hui, une ligne de haute tension de courant continu enregistre moins de pertes qu'une ligne de courant alternatif, dont les pertes sont dues aux capacités et aux inductances du câble. La construction de fermes solaires et de fermes éoliennes ainsi que le stockage d'énergie dans les batteries électriques relancent aujourd'hui l'intérêt pour les réseaux de distribution de courant continu.

Mais cette concurrence acerbe fut néfaste pour Tesla. La société Westinghouse était au bord de la faillite. Sous la pression d'investisseurs, notamment de J. P. Morgan, Westinghouse demanda à Tesla de renoncer à ses royalties afin d'empêcher sa perte de contrôle sur la société créée conjointement¹². Tesla accepta et déchira le contrat qui lui accordait un dollar de royalties pour chaque cheval-puissance d'électricité vendue, ce qui lui aurait assuré une fortune gigantesque.

Développements ultérieurs

Dans le même temps, Mikhaïl Dolivo-Dobrovolsky, qui travaille à Berlin pour la société AEG, met au point des systèmes de transmission du courant alternatif triphasé, lequel est toujours utilisé aujourd'hui¹³. Ces systèmes sont constitués de quatre lignes de transmission : trois portant des courants dont les phases sont décalées de 120 degrés l'une par rapport à l'autre, et une ligne commune, le neutre¹⁴.

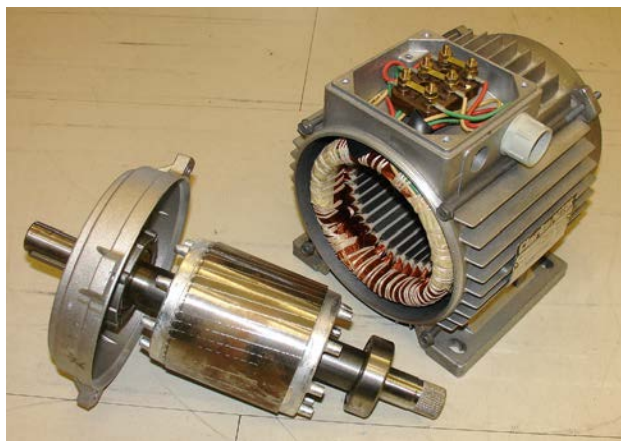


Figure 16 : Le rotor et le stator du moteur dit « cage d'écureuil » – Source : WikiCommons.

¹² Le même J. P. Morgan avait contraint Edison à céder le contrôle de sa société. En fait, Morgan avait financé à la fois le projet d'Edison et celui de Westinghouse. Peu lui importait lequel des deux s'imposerait, son seul souci était de s'assurer le monopole de l'électrification aux États-Unis et d'éliminer ainsi toute concurrence. Morgan avait déjà appliqué cette stratégie avec succès dans les secteurs des chemins de fer, de l'acier, du fer et du pétrole.

¹³ Pour la même puissance transmise, les pertes en ligne d'un réseau triphasé sont réduites de moitié par rapport à un réseau monophasé, ce qui permet de choisir des conducteurs plus fins, et donc d'un poids plus faible et de coûts moindres permettant de réaliser une économie de l'ordre de 25 %.

¹⁴ Ainsi, dans le cas d'un moteur électrique triphasé, la charge est équilibrée sur les trois lignes où circulent des courants de valeur absolue identique, décalés entre eux de 120 degrés ; leur somme algébrique est nulle. En revanche, lorsqu'un appareil n'est pas alimenté par des courants identiques sur chacune des phases, il apparaît un courant résiduel qui doit être évacué *via* le conducteur neutre. C'est également le cas des installations domestiques de puissance, dont l'alimentation électrique est triphasée et qui servent au fonctionnement de divers équipements consommateurs monophasés (lave-linge, four électrique, plaque électrique...).

À cette occasion, Dolivo-Dobrovolsky invente le moteur alternatif triphasé, dit « cage d'écureuil »¹⁵, qui va connaître par la suite une large utilisation, notamment dans des applications industrielles¹⁶.

Les moteurs électriques décrits auparavant sont tous des machines tournantes : ils disposent d'une partie fixe, le stator, et d'une partie tournante, le rotor, qui effectue un mouvement de rotation. Cependant, dans la première moitié du XX^e siècle, sont inventés les moteurs linéaires¹⁷, qui seront par la suite utilisés dans les processus d'automation industrielle ou comme moyen de propulsion pour les trains à sustentation magnétique, comme le Maglev.

Ainsi, en 1902, Alfred Zehden dépose un brevet concernant un « système de traction électrique avec utilisation d'un champ mobile » ; c'est l'idée du moteur à induction linéaire qui est ainsi traduite. Les premiers prototypes sont construits en 1935 par Hermann Kemper en Allemagne et en 1940 par Eric Laithwaite au Royaume-Uni. Ce dernier met au point un système simple et ingénieux de sustentation magnétique, qui est composé d'une plaque conductrice posée sur un moteur à induction linéaire à courant alternatif, dont les électroaimants sont en forme de U. Le flux magnétique transversal et la géométrie de la plaque assurent la sustentation, la stabilité et la propulsion du prototype.

La découverte de la supraconductivité – c'est-à-dire la perte totale de leur résistance électrique par certains matériaux soumis à des basses températures –, a permis le développement d'électroaimants capables de produire de forts champs magnétiques, une spécificité ayant des applications en matière ferroviaire, à l'instar du train à grande vitesse SCMaglev, qui peut atteindre les 600 km/h. Une fois chargés par le courant d'excitation et refroidis à 4,5°K, les aimants supraconducteurs à base de niobium-titane embarqués dans le train maintiennent en permanence un courant continu circulant et génèrent, en conséquence, un champ magnétique intense n'affichant aucune perte. Néanmoins, est consommée une grande quantité d'énergie pour maintenir les basses températures nécessaires à la conservation de l'état supraconducteur. Le train est propulsé par des bobines électromagnétiques situées dans le rail de guidage, dont la polarité est commandée au fur et à mesure que le train avance, afin de garder toujours

¹⁵ Son rotor est formé par des barres conductrices reliées par des anneaux de court-circuit, qui ressemblent à une cage d'écureuil entourant un noyau en fer. Le champ magnétique engendré par le stator induit une tension électromotrice dans les barres précitées, ce qui génère un courant électrique. Ce courant électrique interagit avec le champ magnétique du stator et donne ainsi naissance à un couple qui fait tourner le rotor.

¹⁶ Le moteur triphasé consomme une puissance instantanée constante, il n'est alors pas soumis aux vibrations qui sont une caractéristique de ses homologues monophasés.

¹⁷ C'est un moteur où le stator et le rotor ont été « déroulés » : donc, au lieu d'engendrer un couple, il génère une force linéaire sur toute sa longueur. Les moteurs linéaires ne sont pas nécessairement droits : en effet, leur section active a des extrémités, alors que celle des machines tournantes est disposée en boucle continue.

une force dirigée dans le sens du mouvement. D'autres bobines, d'une forme particulière et astucieusement connectées, assurent la sustentation et la stabilité du train.

Le moteur linéaire a également des applications militaires, notamment pour équiper le canon électromagnétique qui est capable de propulser des projectiles à des vitesses bien supérieures à celle des canons à poudre conventionnels.

Conclusion

Des premières expériences d'électromagnétisme réalisées dans les laboratoires avant de passer aux premiers

prototypes fonctionnels, puis aux applications commerciales, le moteur électrique a connu une histoire mouvementée. Son arrivée sur le marché s'est heurtée au problème de sa source d'alimentation ; un problème qui n'a été résolu qu'avec l'invention du générateur électrique, qui n'est en fait qu'un moteur électrique dont le fonctionnement est inversé : transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique. Mais ce sont surtout d'autres applications électriques (la galvanoplastie, le télégraphe, l'éclairage à l'arc électrique, la signalisation navale...) qui ont stimulé l'amélioration du générateur électrique et qui, par la suite, avec la mise en place du réseau de transport électrique, ont permis d'offrir des débouchés commerciaux au moteur électrique.

Deux exemples d'application du moteur électrique

• L'automobile électrique

Le développement du moteur électrique est étroitement lié à ses applications dans le domaine du transport. C'est l'invention de la batterie au plomb, par Gaston Planté en 1859, puis les améliorations apportées par Camille Alphonse Faure qui ont permis son industrialisation et apporter ainsi une solution pour que les véhicules puissent disposer d'une source d'énergie rechargeable offrant une autonomie suffisante.

En 1881, Gustave Trouvé équipe un tricycle d'un moteur électrique alimenté par une batterie au plomb ; il invente ainsi le premier véhicule électrique. Quelques années plus tard, l'anglais Thomas Parker construit plusieurs prototypes d'automobiles électriques et fonde une société qui va construire des tramways électriques.

Au début des années 1900, l'automobile électrique se trouvait en concurrence avec l'automobile à vapeur et l'automobile à essence. Mais l'automobile à vapeur demandait quelques dizaines de minutes avant de pouvoir démarrer, le temps de faire monter la vapeur en pression. L'automobile à essence souffrait de handicaps en termes de bruit (lié aux vibrations) et d'odeur (celle du carburant) ; il nécessitait en outre le recours à une manivelle pour son démarrage.

Pour sa part, l'automobile électrique détenait le record de vitesse : ainsi, la « Jamais Contente » de Camille Jenatzy avait franchi la barre des 100 km/h. L'automobile électrique présentait par ailleurs d'autres grands avantages par rapport à ses concurrentes ; elle allait donc connaître un succès commercial : à Londres et à New York, elle était utilisée comme taxi.



Figure 17 : À gauche, l'automobile électrique construite par Thomas Parker. À droite, la « Jamais Contente », qui a franchi la barre des 100 km/h – Source : Wikipedia.

En revanche, l'amélioration des routes et sa conséquence, l'allongement des distances parcourues, ont créé un besoin de véhicules disposant d'une plus grande autonomie, ce que l'automobile électrique n'était plus en mesure d'assurer. Puis, dans le domaine de l'automobile à essence, sont inventés tout d'abord le démarreur électrique, qui met fin au pénible exercice du démarrage à la manivelle, puis le pot à échappement, qui réduit considérablement le bruit. La production de masse mise en place par Henry Ford diminue le prix de l'automobile (la Ford T est vendue à compter de 1908 à un prix plus abordable), le développement de l'exploitation pétrolière rend celle-ci moins chère. C'est ainsi que le véhicule à essence s'impose et devient dominant à compter de 1911.

L'intérêt pour les véhicules électriques renaît dans les années 1970 et 1980, à la suite des premiers chocs pétroliers et, plus récemment, dans le but de limiter les émissions de CO₂ responsables du réchauffement climatique. Plus récemment encore, l'automobile électrique bénéficie de la mise au point de nouvelles batteries, à base de Li-ion, lesquelles sont capables de fournir une densité d'énergie plus importante, et donc une plus grande autonomie. Le 27 octobre 2022, le Conseil de l'UE entérine une volonté politique de remplacer les véhicules thermiques par des véhicules électriques, dont seule la vente sera autorisée à compter de 2035.

• Le tramway électrique

Les premiers tramways étaient tractés par des chevaux ; ils se sont développés pour assurer le transport des passagers. Par rapport aux omnibus – des voitures sur roues tractées par des chevaux et circulant sur une chaussée pavée –, le tramway, qui roulait sur des rails en fer, présentait une faible résistance au roulement, ce qui lui permettait de transporter des charges plus importantes, tout en générant moins de secousses et en étant moins sensible aux intempéries (la pluie ou la neige).

Cependant, la traction animale nécessitait l'entretien d'un important cheptel de chevaux (hébergement, nourriture et soins), ce qui augmentait les coûts d'exploitation. On chercha alors à trouver des systèmes de propulsion plus économiques : le moteur à vapeur, la traction par câble, le moteur électrique.

Le moteur à vapeur nécessitait un certain temps avant son démarrage (comme évoqué précédemment, le temps de faire monter la pression de la vapeur). Il générait trop de bruit et émettait trop de fumée pour une utilisation en ville. Pour en limiter le bruit, on a confiné les roues et les parties mouvantes. Pour en réduire la fumée, on a utilisé le coke comme combustible et installé des condenseurs servant à capter la vapeur d'eau. Mais le tramway, dont la taille était inférieure à celle d'une locomotive sur rail, ne pouvait accueillir que des petits moteurs à vapeur ; sa puissance était donc limitée.

Les tramways à traction par câble impliquaient des coûts d'infrastructures élevés, car il fallait installer tout un système complexe de câbles, de poulies et de moteurs. Il fallait en outre creuser des canaux sous les rails pour y loger le câble. Le système nécessitait également beaucoup de maintenance, car le câble s'usait et devait donc être remplacé : une maintenance essentielle, car une rupture du câble entraînait l'arrêt complet de toute la ligne. De plus, les conducteurs de ces tramways devaient faire preuve d'une grande adresse pour réussir à lâcher le câble lors de l'arrêt du tram et à le récupérer lors du démarrage. Néanmoins, les tramways tirés par des câbles sont restés adaptés aux villes construites sur des collines ou sur des terrains escarpés, qu'il faut monter et descendre à vitesse constante. C'est notamment le cas de la ville de San Francisco.

Dans les faits, le tramway électrique s'est avéré être le système le plus économique. La première démonstration d'un tel tramway eut lieu en 1875, à Saint-Pétersbourg, par Fyodor Pirotsky. Les rails du tramway étaient isolés par rapport au sol et servaient comme conducteurs de l'alimentation électrique. Le premier succès commercial est celui enregistré par Carl von Siemens en 1881, à Lichterfelde, près de Berlin. Plus tard, il mettra au point une alimentation électrique par fil aérien, afin d'éviter les accidents d'électrocution liés à une alimentation exclusivement par les rails. Plusieurs lignes sont alors ouvertes au Royaume-Uni et au Canada. Mais c'est Frank Sprague, qui, aux États-Unis, améliore le système d'alimentation électrique en utilisant une roue pour permettre le glissement de la perche d'alimentation du tramway sur le fil électrique. Sprague met aussi au point le freinage régénératif et un système de contrôle permettant de coupler ensemble plusieurs voitures motrices. Ces inventions ont permis une adoption rapide du tramway électrique : plusieurs métropoles vont ainsi s'équiper de ce moyen de transport, une adoption d'autant plus rapide qu'à la fin du XIX^e siècle, les problèmes

de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique sont en train d'être résolus. En France, un des premiers tramways à être mis en service sera celui de Versailles : inauguré en 1876, il sera en fonctionnement jusqu'en 1957. Il ne sera électrifié qu'en 1896.

Les tramways électriques disparurent progressivement dans un espace de temps allant des années 1930 jusqu'à la fin des années 1960. Les améliorations du moteur à combustion en termes de vitesse, de fiabilité et de facilité d'exploitation rendirent les bus plus économiques, et ce d'autant plus qu'ils peuvent rouler sur les routes et n'ont donc pas besoin d'infrastructures particulières. Le développement des voitures particulières, vu comme un signe de modernité, a accéléré la disparition du tramway dans un grand nombre de villes. Ainsi, dans les années 1940, aux États-Unis, plusieurs sociétés du secteur de l'automobile ou du pétrole, comme General Motors, Firestone ou Standard Oil, ont acheté les sociétés de tramways pour faciliter la fermeture des lignes qu'elles exploitaient.

Mais cette priorité accordée aux véhicules personnels a conduit à la congestion du trafic, au développement de la pollution sonore, des émissions nocives et à un problème de stationnement (insuffisance des places de parking face à l'essor des véhicules individuels). Dès lors, dès les années 1980, le transport en commun par tramway électrique a suscité à nouveau un certain intérêt. Il est particulièrement adapté dans des villes où la construction du métro demande un investissement trop important ou reste difficile en raison de la nature du sol, de l'existence de nappes d'eau souterraine ou de vestiges archéologiques.

Les matières premières minérales non énergétiques en France métropolitaine appréhendées au prisme des titres miniers (1811-2020)

Par Aurélien REYS et Yann GUNZBURGER

UMR 7359 GeoRessources (Université de Lorraine)

Alain LIGER

Groupe minier et métallurgique Billiton plc (dénommé aujourd'hui BHP Billiton)

Et Rémi GALIN

Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires –
Bureau de la politique des ressources minérales non énergétiques

Les titres miniers offrent une approche originale pour cartographier les concentrations de substances minérales ayant suscité l'intérêt des investisseurs. La distribution spatiale de ces titres est cohérente avec la carte géologique de la France. Plus modestement, ces titres permettent de suivre l'évolution de l'intensité des activités minières dans notre pays au cours des deux siècles passés. À cet égard, ils mettent particulièrement bien en lumière le recul de ces activités au tournant des années 1980-1990 et l'échec de la relance minière souhaitée au cours de la dernière décennie. À l'heure où les progrès technologiques et la récente réforme du Code minier offrent certainement de meilleures opportunités, les titres miniers peuvent constituer un outil de veille intéressant pour mieux appréhender l'évolution de l'intérêt des acteurs économiques pour les matières premières minérales présentes dans le sous-sol français.

La loi du 21 avril 1810 peut être considérée comme le fondement du droit minier français. Elle permet tout d'abord de régler définitivement la question des droits de propriété du sous-sol en réaffirmant la primauté des droits de l'État sur ceux des propriétaires terriens. Ensuite, elle renforce le rôle du pouvoir central en matière d'organisation de l'exploitation des ressources minérales du sous-sol national, en dotant le Conseil général des mines, alors fraîchement créé, de compétences élargies. Cette nouvelle entité administrative est notamment chargée d'émettre un avis sur les demandes de concessions minières qui sont déposées à son niveau ; celles-ci sont ensuite transmises au ministre de tutelle, puis au Conseil d'État qui octroie, au terme du processus, les autorisations minières¹.

C'est ainsi qu'à partir de 1810 – et contrairement à ce qui se pratiquait jusqu'alors –, des permis – nommés « titres miniers » – sont délivrés et enregistrés de façon systématique par et auprès de l'administration publique. Ils attribuent à leurs titulaires une exclusivité d'exploration et/ou d'exploitation du sous-sol portant sur une ou plusieurs substances désignées, couvrant une portion délimitée du territoire et s'appliquant sur une période impartie. L'attribution d'un titre minier ne signifie pas pour autant que des recherches aient été réellement entreprises sur la durée totale ou même partielle de validité des titres octroyés, ou que les sites concernés aient fait l'objet d'une mise en production. Bien que les titres miniers ne puissent donc pas être directement utilisés pour attester de l'existence d'une valorisation économique présente ou passée des substances et des sites concernés, ils peuvent néanmoins être considérés comme la manifestation, à une date donnée, d'un intérêt prononcé de la part d'investisseurs publics ou privés pour un site ou des substances particuliers. En

¹ LATTY L. (2008), « La loi du 21 avril 1810 et le Conseil général des mines avant 1866. Les procès-verbaux des séances », *Documents pour l'histoire des techniques* 16, pp. 17-29.

ce sens, ils permettent de retracer de façon exhaustive l'évolution, dans le temps (au cours des deux siècles passés) et l'espace, sous une certaine forme, de « l'intensité » de l'intérêt minier en France pour l'exploitation de matières premières minérales relevant du régime des mines.

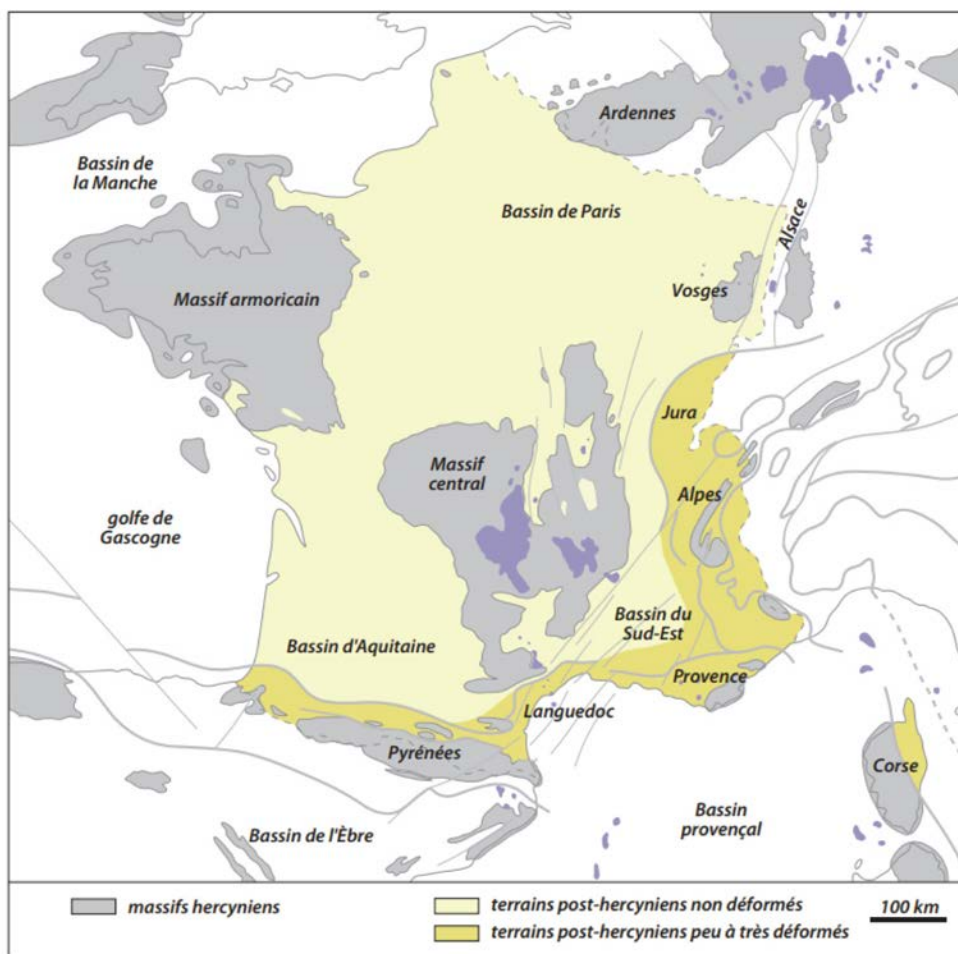
Nous avons exploité dans cet objectif une base de données constituée de 1 467 titres relevant du régime minier attribués en France métropolitaine de 1811 à 2020 et portant sur des substances minérales non énergétiques². Nous avons constitué ce jeu de données à partir d'informations provenant du Cadastre minier numérique ouvert (CAMINO)³ et du Référentiel national des titres miniers⁴. Nous avons confronté ces informations aux connaissances actuelles restituées dans la lit-

térature et à des données issues de la base SIG Mines⁵, laquelle référence la quasi-totalité des mines ayant donné lieu à une valorisation sur le territoire national.

La distribution spatiale des titres miniers : reflet de la géologie du territoire

En se faisant l'écho de concentrations de substances minérales supérieures à la norme, ce qui a suscité la manifestation de l'intérêt des investisseurs, les titres miniers reflètent assez fidèlement la carte géologique de la France (voir les Figures 1 ci-dessous et 2 de la page suivante). Les techniques modernes

Figure 1. Carte géologique simplifiée de la France



Source : UMR 7359 GeoRessources.

² Nous nous concentrons ici uniquement sur des substances dites « non énergétiques », car les substances dites « énergétiques » et celles relevant du régime des carrières répondent à des dynamiques et des enjeux différents de ceux des premières citées. Nous avons également choisi d'exclure les titres délivrés au cours de l'année 1810, car ils correspondaient majoritairement à des activités minières ayant été initiées avant cette date.

³ <https://camino.beta.gouv.fr/>, données téléchargées le 20 avril 2021.

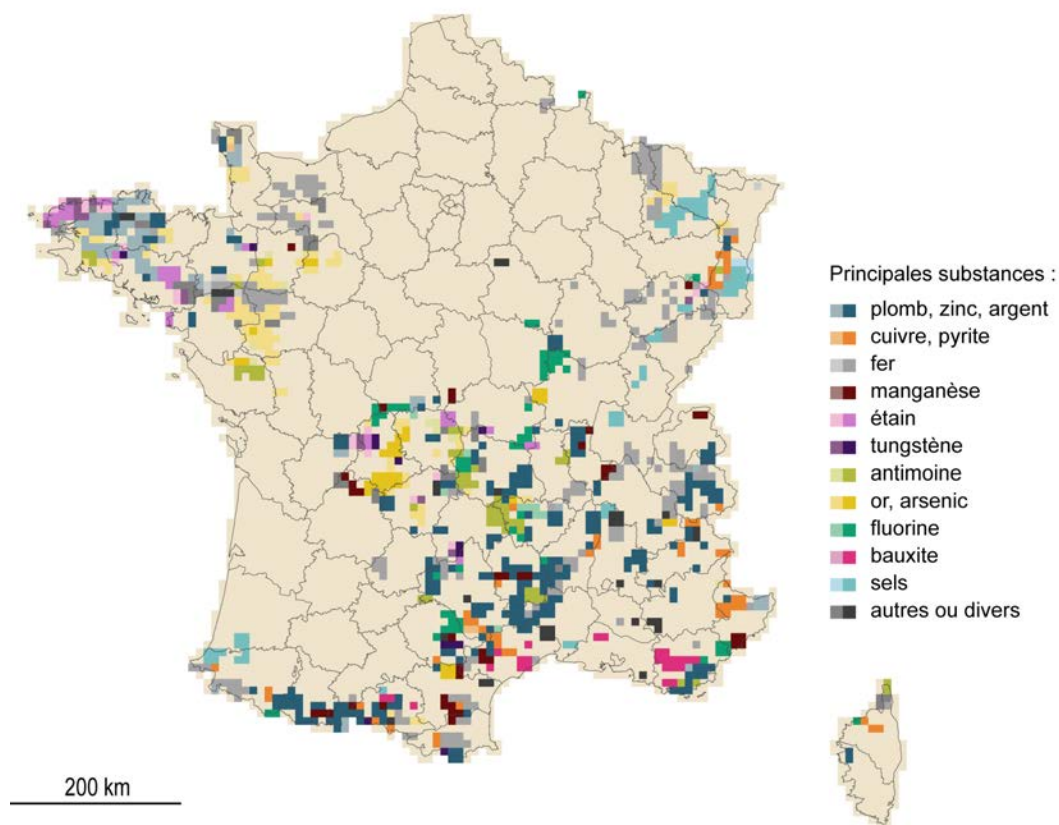
⁴ Produits en 2015 par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM).

d'exploration profonde (c'est-à-dire au-delà d'une centaine de mètres) n'ayant été jusqu'à présent que très peu utilisées en France, il s'agit surtout d'une représentation de potentiels miniers de subsurface ; des gisements qui pour la plupart n'ont pas fait l'objet d'une mise en production faute de présenter une teneur suffisante pour justifier d'y consacrer de plus amples investissements.

⁵ Produite en 2007 par le BRGM.

Figure 2. Les titres miniers d'exploration et d'exploitation délivrés en France métropolitaine entre 1811 et 2020

Les titres miniers d'exploration* délivrés sont représentés **en clair**, et les titres d'exploitation **en foncé**.



*Les titres miniers d'exploration (ou *Permis exclusifs de recherches*) n'ont été délivrés qu'à partir de 1955. Avant cette date, il n'est pas possible de les différencier des titres d'exploitation.

Sources : Camino (2021) et DNPM/BRGM (2022). Note : les substances mises en avant sur la carte sont les plus fréquemment mentionnées parmi les titres miniers situés en totalité ou en partie dans les mailles de dix kilomètres de côté quadrillant le territoire métropolitain. Figure réalisée par Aurélien Reys, Yann Gunzburger, Alain Liger, et Rémi Galin (2022).

Les titres délivrés portant sur des substances métalliques se concentrent majoritairement dans les massifs récents (les Pyrénées, les Alpes), mais concernent aussi les massifs anciens (le Massif central, les Vosges, le Massif armoricain), où affleurent des roches métamorphiques et magmatiques du socle cristallin⁶, les minéralisations se concentrant sur ces reliefs et leurs bordures sédimentaires. Par contraste, les zones centrales de ces mêmes bassins sont pauvrement minéralisées, à quelques exceptions notables, telles que les minerais de fer oolithique lorrains⁷ qui ont d'ailleurs fourni les plus forts tonnages au pays.

Pour des raisons géochimiques, certaines substances se retrouvent au sein de mêmes gisements ; ce que confirme l'analyse des titres miniers, au titre desquels plusieurs substances ont fait l'objet de recherches conjointes. Toutefois, dans les faits, seule une ou, au plus, deux des substances parmi celles déclarées font, la plupart du temps, l'objet d'une valorisation lorsqu'un gisement est effectivement mis en production.

Ainsi, les minéralisations en plomb, zinc et argent, qui sont fréquemment associées, sont souvent l'objet de recherches faites en parallèle, comme c'est le cas avec la couverture sédimentaire du sud-est du Massif central, où les mines de Largentière et des Malines ont respectivement produit 356 000 tonnes de plomb et 1 000 000 tonnes de zinc. On retrouve parfois d'autres substances associées à des minéralisations de cuivre et de pyrite, mais qui, à l'inverse du plomb ou du zinc, n'ont fait que plus rarement l'objet d'une exploitation significative.

L'association étain-tungstène est, elle aussi, fréquente. Cependant, peu de gisements ont donné lieu à une exploitation conjointe. Le plus souvent, c'est seulement l'un ou l'autre de ces métaux qui a été extrait : l'étain dans le Massif armoricain (mine de Saint-Renan, avec 3 860 tonnes) et le tungstène dans les Pyrénées (la mine de Salau, avec 11 450 tonnes) et le Massif central (à Puy-les-Vignes, production de 3 890 tonnes). Une exploitation disjointe qui se retrouve également dans le cas des associations or-antimoine et or-arsenic, à l'exception des plus grandes mines comme celle de La Lucette en Mayenne (42 000 tonnes d'antimoine et 8 tonnes d'or extraites) ou celle de Salsigne dans l'Aude (extraction en parallèle de 100 tonnes d'or et de 300 000 tonnes d'arsenic, ainsi que de 30 000 tonnes de cuivre).

⁶ Voir <https://www.mineralinfo.fr/fr/ressources-minerales-france-gestion/potentiel-du-sous-sol-francais>

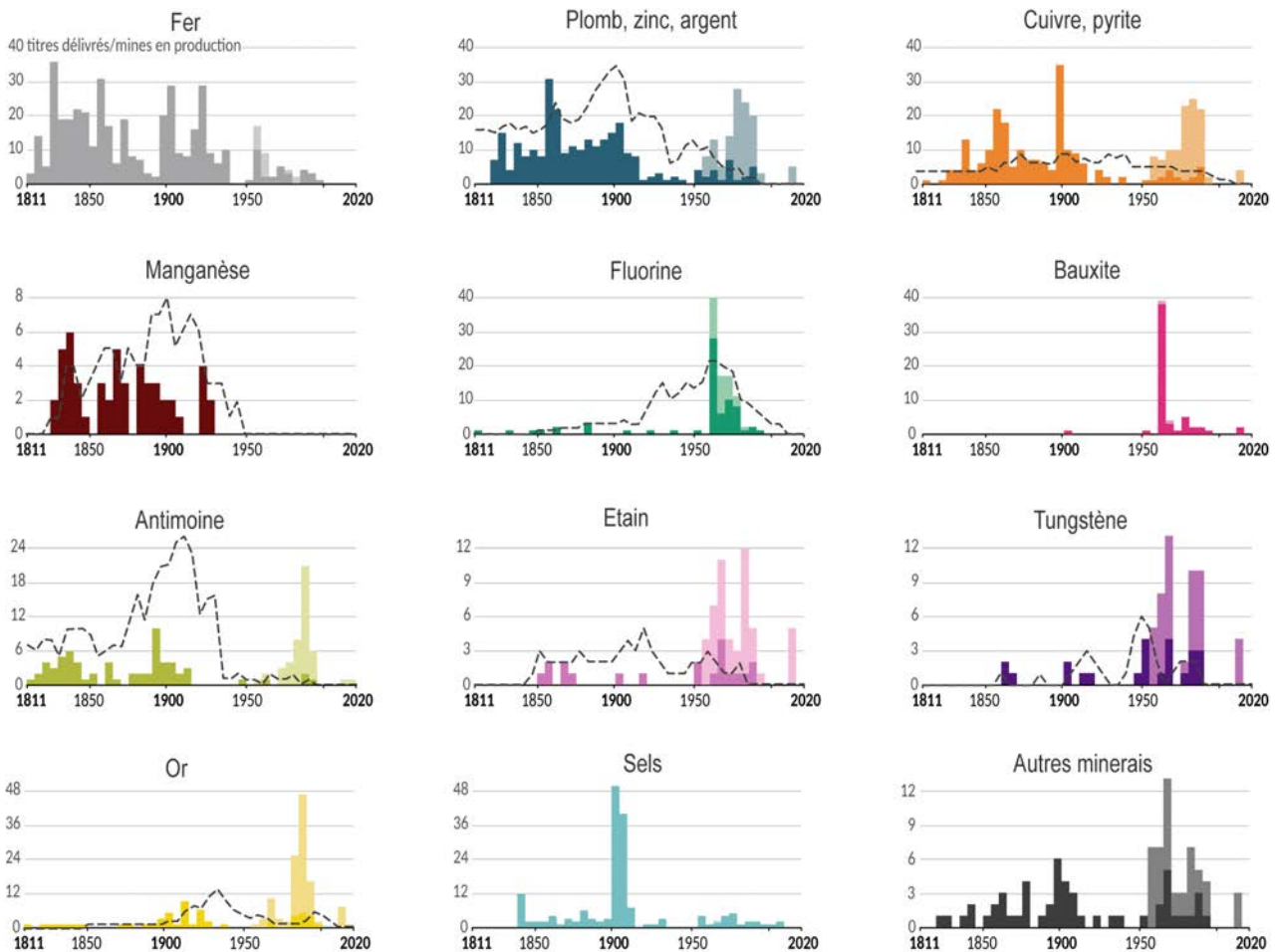
⁷ Plus couramment connus localement sous le terme de « minette ».

À l'inverse, la fluorine, que l'on trouve essentiellement dans le Massif central, et la bauxite, qui est en totalité localisée dans le pourtour méditerranéen, sont le plus souvent déclarées dans les titres miniers les concernant comme étant les seules substances à être recherchées. Il en est de même pour le sel, que l'on retrouve principalement dans des bassins sédimentaires du quart nord-est du pays et, dans une moindre mesure, à l'extrême sud du bassin aquitain.

en partie pourquoi les titres d'exploration (notamment, ceux concernant l'étain, l'or et l'association plomb-zinc-argent) émis à partir de 1955⁸ sont bien plus nombreux dans le Nord-Ouest du pays⁹. Les évolutions de l'offre et de la demande au plan international jouent également des rôles importants dans l'intensité et la nature des investissements qui sont réalisés.

Figure 3. Titres miniers et exploitation minière en France métropolitaine par substances entre 1811 et 2020

Le total, par tranche de cinq années, des titres miniers d'exploration* délivrés sont représentés **en clair**, et des titres d'exploration **en foncé**. Le nombre de mines réellement en production est représenté à l'aide d'un trait en pointillé.



*Les titres miniers d'exploration (ou *Permis exclusifs de recherches*) n'ont été délivrés qu'à partir de 1955. Avant cette date, il n'est pas possible de les différencier des titres d'exploitation.

Sources : Camino (2021) et DNP/BRGM (2022) pour les titres miniers ; SIG mines et Alain Liger (2021) pour les mines en production. Note : les titres et les mines en production relatives à l'argent ne sont pas ici représentées, ni les mines en production de pyrite. Figure réalisée par Aurélien Reys, Yann Gunzburger, Alain Liger, et Rémi Galin (2022).

Ces observations confirment ainsi que c'est, fort logiquement, le contexte géologique qui a déterminé la géographie minière du pays au cours des deux siècles écoulés. Toutefois, d'autres éléments sont à prendre en considération pour mieux appréhender les dynamiques d'exploration et d'exploitation. L'évolution des méthodes de recherche semble, par exemple, expliquer

⁸ Le décret n°55-588 du 20 mai 1955 étend le « permis exclusif de recherche » à la plupart des substances relevant du Code minier, permettant ainsi, à partir de cette date, de différencier les titres d'exploration des titres d'exploitation pour les substances abordées dans le présent article (voir les Figures 2 et 3).

⁹ CHAURIS L. (1989), « Les exploitations minières dans le Massif armoricain. Déclin ou progrès ? », *Norois*, n°141, pp. 5-32.

Titres miniers et dynamiques d'exploitation minière en France métropolitaine

L'intensité des recherches et des opérations minières conduites au sein d'un espace dépend aussi de l'existence de sites exploités ou potentiellement exploitables ailleurs dans le monde (l'offre) et de l'évolution des besoins industriels (la demande). À cet égard, les titres miniers délivrés peuvent ainsi être vus, dans une certaine mesure, comme la forme d'une manifestation d'un dynamisme minier, qui évolue au cours du temps selon les conjonctures domestiques et internationales. Ils sont également susceptibles d'être appréhendés comme l'annonce de la possible et prochaine mise en production de nouveaux gisements (voir la Figure 3 de la page précédente).

Cette hypothèse est particulièrement vérifiée pour le XIX^e siècle, où de nombreux titres délivrés semblent donner lieu à une exploitation effective des sites dans le sillage de l'essor industriel du pays¹⁰. Le fer, le plomb et le cuivre sont alors des métaux déjà très utilisés. L'apparition de nouveaux outils et équipements nourrit aussi de vifs intérêts pour les gisements de zinc (pour les toitures ou gouttières urbaines, etc.), d'étain, de tungstène (pour les outils à coupe rapide, les filaments d'ampoules électriques, etc.), de pyrite (dans l'industrie chimique), de manganèse (du moins jusqu'en 1902, moment où son exploitation en France s'efface face à la découverte de gisements plus intéressants à l'étranger) et d'antimoine (substance utilisée pour répondre aux besoins de l'artillerie ancienne, de l'imprimerie, etc., et dont la France est le premier producteur mondial entre 1890 et 1908).

Des gisements de bauxite (utilisée par l'industrie militaire et dans les transports) et de fluorine (dans l'industrie chimique) sont également exploités à cette époque. Mais la base de données regroupant les titres miniers ne permet malheureusement pas d'en identifier les sites, car ceux-ci ne relèvent pas alors du régime minier mais du régime des carrières. Pour des raisons similaires, les titres concernant le sel (dans l'industrie chimique) n'apparaissent qu'au cours de la seconde partie du XIX^e siècle et de façon progressive : tout d'abord à partir de 1825 pour les sites situés en Lorraine et en Franche-Comté, puis à partir de 1840 pour l'ensemble du territoire national¹¹. Le pic dans la délivrance des titres

¹⁰ Pour plus d'informations, se référer notamment à : GUIOLLARD P.-C. (2009), *L'industrie minière de l'antimoine et du tungstène : émergence, prospérité et disparition des exploitations de France métropolitaine aux XIX^e et XX^e siècles*. Thèse de doctorat en épistémologie, histoire des sciences et des techniques, réalisée sous la direction de Pierre Fluck et de Nicolas Stoskopf, Université de Haute-Alsace, Mulhouse ; CHARLES N., DUPUY J.-J., CHRISTMANN P., GALIN R. & GUILLON D. (2017), *Industrie minière et activité minière en France. La mine en France – Tome 1*, ministère de l'Économie et des Finances/BRGM/INERIS/Mine & Société, 25 pages ; LAZAREWICZ J. C. & LIGER A. (2021), « La Sim produit un avis sur le projet de réforme du Code minier », *Mines & Carrières* 288, pp. 28-31.

¹¹ SCACHETTI E. (2010), « Les salines de l'Est au XIX^e siècle : du sel à la soude, un processus d'intégration industrielle », *L'industrie chimique en question*, pp. 121-135.

enregistré avant la Première Guerre mondiale correspond aux nombreux permis attribués en Alsace et en Moselle entre 1873 et 1919, lorsque ces deux régions étaient encore sous administration de l'empire allemand. La limitation en termes de surface des concessions octroyées sous la loi locale a de fait entraîné une multiplication des petites concessions.

Ces exemples incitent dès lors à observer une certaine prudence au regard des corrélations générales qui pourraient être faites entre le nombre des titres délivrés et l'« intensité » de l'activité minière. Néanmoins, et conformément à ce qui ressort de l'observation de la Figure 3, les deux décennies précédant la Première Guerre mondiale peuvent être identifiées comme étant la période la plus faste du secteur minier français. Elle enregistre à la fois le plus grand nombre de titres miniers délivrés par l'administration, ainsi que celui des mines en activité, selon les données de la base SIG Mines.

Ce premier cycle de développement de l'enregistrement des titres est soudainement interrompu par la Première Guerre mondiale, laquelle marque une première rupture dans la croissance industrielle du pays et des investissements dans le secteur minier. Ce ralentissement s'installe durablement par la suite ; de nombreuses mines ferment en raison d'un tarissement de la demande et des investissements, mais aussi à la suite de la grande dépression causée par le krach boursier de 1929 d'abord, puis par la Seconde Guerre mondiale.

Le redémarrage de l'économie à l'issue de ce conflit engendre une nouvelle expansion des investissements dans le secteur minier, ce qui se traduit clairement par une augmentation du nombre des titres délivrés. L'évolution des techniques d'extraction a pour conséquence d'abaisser les teneurs en minerais conditionnant une exploitation rentable, tandis que l'usage d'alliages de métaux de plus en plus complexes et l'apparition de nouvelles technologies électroniques nourrissent la demande et, par conséquent, la production¹². Cette croissance du secteur minier est également soutenue en France par une politique volontariste de l'État, soucieux de la reconstruction de notre pays. Par ailleurs, un Code minier nouveau entre en vigueur suite à une mise à jour par un décret de 1956 : ainsi, de nouvelles substances, comme la bauxite ou la fluorine, dépendant jusqu'alors du régime des carrières sont rattachées à partir de 1961 au régime des mines. Plusieurs gisements d'étain et de tungstène sont remis en production, ainsi qu'un peu plus tard, des gisements d'or à la suite de la fin de l'étalon-or dans les années 1970, laquelle provoque une hausse du cours de ce métal précieux et en relance la prospection. À l'inverse, d'autres exploitations, comme celles de fer, de l'antimoine ou de sels, poursuivent leur déclin amorcé au cours de l'entre-deux guerres, et ce bien que le faible nombre de mines en activité soit, dans un premier temps, compensé par un accroissement de leur productivité¹³.

¹² SIMONETTI J.-O. (1981), *Géographie des matières premières minérales*, Paris, Masson, 288 pages.

¹³ PASCAL M. (dir.) (2018), *La mine en France : histoire industrielle et sociale*, Serge Domini (éditeur).

Ce nouvel élan que connaît le secteur minier ne va durer qu'une trentaine d'années. En effet, il s'achève assez brusquement à l'orée des années 1990 qui marquent la fin de la plupart des activités minières sur le territoire métropolitain français ; les dernières encore actives se résument aujourd'hui à quelques mines de bauxite et de sels.

Quelles perspectives et quelles géographies ?

L'explication de ce tournant majeur dans l'histoire minière de la France est, pour l'essentiel, à chercher du côté des facteurs exogènes. L'épuisement relatif des gisements qui s'étaient avérés les plus intéressants a donc conduit à rendre plus chère et plus complexe leur valorisation, à cela s'est conjugué, dans le même temps, un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement se situant à l'étranger et présentant le double avantage d'être plus volumineuses et exploitables à des coûts plus compétitifs¹⁴. Ce revirement du marché de l'offre de matières premières peut être observé comme étant l'une des conséquences directes de l'effondrement du bloc communiste et de la crise de la dette en Amérique latine. Ces bouleversements politico-économiques ont conduit de nombreux pays pourtant pourvus d'un vaste territoire riche en gisements à adopter des politiques néolibérales et à s'ouvrir davantage au commerce international et aux investisseurs étrangers¹⁵ ; à l'instar de la France qui, comme nombre d'autres pays européens, a décidé de s'en remettre plus largement aux marchés pour assurer ses approvisionnements.

Les initiatives pour relancer l'exploitation minière en France, qui se sont succédé depuis la fin des années 2000 – avec en point d'orgue, l'idée d'un « renouveau minier français » soutenue par Arnaud Montebourg en 2014 –, n'ont pas connu le succès escompté¹⁶. Elles ne se sont traduites, tout au plus, que par l'octroi de quelques permis d'exploration, dont la plupart ont été abandonnés depuis. L'environnement législatif décrié par l'ensemble des partis politiques depuis les tentatives d'exploration des gaz de schiste a rendu très difficile la poursuite des opérations dans un contexte d'oppositions locales fortes. En effet, les impacts des exploitations minières sur les écosystèmes et les paysages sont désormais bien moins acceptés par les

populations¹⁷. De même, la mauvaise image renvoyée par le secteur auprès de la société civile contribue, au même titre que les problématiques économiques ou politiques, à freiner une possible reprise des activités extractives sur le territoire national.

Un tel constat peut amener à penser que la France ne renouera sans doute jamais avec son illustre passé minier. Néanmoins, l'essor des besoins en minéraux stratégiques nécessaires aux transitions énergétique et numérique¹⁸, conjugué aux récentes difficultés économiques et aux recompositions géopolitiques en cours, pourrait à terme recentrer les priorités en faveur du développement de nouvelles activités minières en France et en Europe. Sans préjuger des découvertes qui pourraient résulter du recours à des technologies modernes d'exploration du pays, la nouvelle géographie minière nationale pourrait toutefois ne concerner que quelques gisements, certes à fort potentiel, mais représentant des tonnages modérés : des gisements riches en lithium, en tantale, en étain, en tungstène, en antimoine, en molybdène, en or ou en fluorine, qui, pour l'essentiel, se situent dans les mêmes massifs que ceux ayant accueilli dans le passé les premières exploitations minières¹⁹. La récente réforme du Code minier et les progrès technologiques réalisés offrent aujourd'hui certainement de meilleures opportunités que celles observées au titre de la décennie écoulée.

¹⁴ GALIN R. & GAILLAUD J. (2020), « La politique française des matières premières minérales non énergétiques », *Annales des Mines – Responsabilité & Environnement*, n°99, juillet, pp. 84-88.

¹⁵ Pour des éléments de contexte plus large, se référer notamment à : HOBBSAWM E. (1994), *The Age of Extremes: The Short Twentieth Century, 1914-1991*, London, Michael Joseph ; BRIDGE G. (2004), "Mapping the bonanza: geographies of mining investment in an era of neoliberal reform", *The Professional Geographer* 56(3), pp. 406-421 ; BRET B. (2006, 3^e éd.), *Le Tiers-Monde – Croissance, développement, inégalités*, Ellipses.

¹⁶ CHAILLEUX S., LE BERRE S. & GUNZBURGER Y. (dir.) (2022), *Trajectoires politiques des ressources minérales françaises à l'heure des transitions*, Éditions Peter Lang, collection « EcoPolis ».

¹⁷ DESHAIES M. (2007), *Les territoires miniers. Exploitation et reconquête*, Paris, Ellipses.

¹⁸ PITRON G. (2018), *La guerre des métaux rares. La face cachée de la transition énergétique et numérique*, Les liens qui libèrent.

¹⁹ BRGM (2021), *Évolution Base de données « Gisements France » : atlas des substances critiques et stratégiques*, rapport final BRGM/RP-71133-FR, BRGM/Ministère de la Transition écologique.

Electricity in the energy transition

Preface

Agnès Pannier-Runacher, Minister of Energy Transition

Introduction

Ivan Faucheux, Member of the college of the Commission de régulation de l'énergie

The future major balances of the (European?) electrical system

A look back at Energy Futures 2050

Thomas Veyrenc, Executive Director in charge of strategy, foresight and evaluation at Réseau de transport d'électricité (RTE)

In October 2021, and again in February 2022, RTE published the results of the major "Energy Futures 2050" study undertaken two years earlier to determine possible paths to carbon neutrality and to reflect on the electricity system of tomorrow. The various scenarios proposed have since been widely used in the energy debate; they have been taken up by many players and political forces and have fed into the strategy for decarbonizing France presented in February 2022 in Belfort by the President of the Republic. One year after the publication of the main results of this study, we return in this article to the conditions of its elaboration and to some of its main lessons in the light of the energy crisis that has since grown in Europe.

The contribution of renewable energies to the balance of the electricity market in Europe: the experience of Vattenfall

Yara Chakhtoura, Managing Director of Vattenfall Wind

The European energy market has been in crisis for almost two years, highlighting the urgent need to accelerate the transition to a fossil-free world within a generation. To achieve carbon neutrality by 2050, while ensuring our energy security, the massive and rapid deployment of renewable energies in the electricity mix is now essential and implies the implementation of strong simplification and acceleration measures, based in particular on real planning. Vattenfall, a European energy company and one of the leaders in offshore wind energy worldwide, shares its vision of the challenges of such a deployment.

The challenge of creating long-term electricity markets

Antoine Dereuddre, Chief Economist at the French Energy Regulatory Commission (CRE)

Never have electricity prices on the French wholesale market been so high. Our neighbors, despite having a more carbon-intensive fleet, are selling us electricity that they produce at lower cost. This bitter, seemingly aberrant situation is in stark contrast to past years, when French prices were among the lowest in Europe.

We will not dwell here on the immediate causes of the crisis as they are so obvious. Without denying the urgency of the current situation, it nevertheless seems useful to examine some possible avenues for long-term reform of market mechanisms.

The starting point of our reflection is based on the hypothesis that a liquid market for long-term contracts is as necessary for the proper functioning of the system as the short-term markets.

Starting from the observation that the market is still incomplete, where long-term contracts do not develop spontaneously, we consider the premises of a prudential regulation by quantities.

The need to change the European electricity market model

Boris Solier, ART-Dev, University of Montpellier, CIRAD, CNRS, Paul Valéry University Montpellier 3, University of Perpignan Via Domitia, Montpellier

The energy crisis and soaring electricity prices in Europe have led a number of observers and policy makers to question the current market model based on marginal costs. Among the many reform proposals that have been put forward, two in particular have attracted attention: 1) capping gas prices for power generation in the short term (the Spanish option); or 2) introducing a dual market model in the medium term, combining a merit order based on marginal costs for fossil fuels with high variable costs, and long-term contracts based on average costs for low-carbon producers with high fixed costs (the Greek option). The debate is all the more intense because rising energy costs are the main driver of inflation in Europe, which reached more than 10% year-on-year in October 2022. This situation is weighing on the competitiveness of the euro zone vis-à-vis its main trading partners, which are often less severely affected by the energy crisis.

Electricity sectors moving towards a hybrid regime combining market and planning

Dominique Finon, Emeritus Director of Research at the CNRS, associate researcher at the "European Electricity Markets" Chair (Paris Dauphine)

The resurgence of public intervention in the electricity sector raises the question of how best to adapt market design to meet the investment challenge associated with the objectives of security of supply and decarbonization. The evolution towards a hybrid market regime seems inevitable, whether in Europe or in the United States, as soon as intermittent renewable energies are introduced outside the market and, with a zero marginal cost, distort all existing coordination. This system is based on two forms of regulation: on the one hand, planning that is linked to competition "for the markets" aimed at developing new capacities based on different techniques, and on the other hand, competition "in the market" limited to the realization of economic dispatching. The current crisis linked to the increase in electricity prices should accelerate this change, giving new weight to the search for alignment of sales prices with system development costs.

The electricity market, the engine of the energy transition

Davide Orifici, Director of Public and Regulatory Affairs and Communication of the European Power Exchange Epex Spot

The energy price crisis puts pressure on households, businesses, and policy-makers alike. A "malfunctioning" or "inadequacy" of the EU power market has quickly been identified as culprit in the public debate – Rightfully so? The answer is: no. Even if currently under fire, the pan-European power market is not only what enables the energy transition on the continent, but what drives it forward. Thanks to reliable and transparent price signals that adequately reflect supply and demand, generation assets are activated to satisfy demand at the lowest possible cost, renewables are integrated efficiently, the use of infrastructures is optimised, and supply is secured across borders. Furthermore, many market-based instruments are available to lower the costs of the energy transition, to involve the end-consumer in decarbonisation efforts – In short, to pave Europe's way to net-zero.

The consumer

From perplexity to mistrust among consumers

Françoise Thiebault, Coordinator of the energy sector of the CNAFAL

The opening of the energy market has been concurrent with the deconstruction of public services and a poorly-controlled digital revolution. Private consumers, still attached to the old monopolistic model and the mis-

sions of public service, have been targeted by suppliers whose potentially unscrupulous practices found reinforcement in an independent administrative authority more focused on market opening than consumer protection. In a context of unmet commitments and rocketing global prices, the consumers' bafflement has turned to sheer distrust. How can they now be encouraged to embrace change and reform their attitudes – A key-prerequisite for achieving the goals of energy transition?

Accelerating the energy transition in a context of crisis:

a perspective on the associated challenges

Andreas Rüdinger, Coordinator for Energy Transition France at the Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI)

France and Europe are going through an unprecedented energy crisis, which began in September 2021 before being considerably amplified by the war in Ukraine. This crisis is a painful reminder of our dependence on imported fossil fuels (which cover 65% of final energy consumption in France and 70% in Europe). For the time being, the political response to this crisis focuses mainly on short-term management of the economic and social emergency, and therefore neglects the necessary acceleration of low-carbon transition policies, which are nevertheless our main lever of resilience in the face of current and future crises.

Starting from an overview of the current crisis and its political management at the French level, we give in this article an overview of some issues related in particular to the acceleration of the development of electric renewable energies in France, by insisting on the issue of a better appropriation and territorial integration of the projects considered.

The consumer, an actor of energy sobriety?

A sociological approach

Stéphane La Branche, Independent climate and energy sociologist, scientific coordinator of GIECO/IPBC – International Panel on Behaviour Change

Following more than thirty research projects in the field of climate and energy sociology in different sectors, the article presents some major elements for understanding the interactions between individuals and energy, in order to better explain what it means to make behavioral efforts on a daily basis. Sobriety is much more complex than common representations lead one to think and it is also more difficult to implement. It must also be distinguished from efficiency and management because these three aspects do not refer to the same behavioral and cognitive drivers of change and non change. At the end of the text, we propose socio-energetic profiles.

Coordinated management of consumption to achieve the energy transition

Pierre Bivas, Co-founder of Voltalis

The energy transition is accompanied by a Copernican revolution in electricity: with more and more renewable, intermittent and decentralized production, ensuring the balance between production and consumption at all times now requires consumption to be controlled. This is the purpose of a new business line that consists of optimizing the consumption of millions of electrical appliances in real time by controlling them remotely and in a coordinated manner.

The energy transition is calling for major changes in consumption, in particular due to the "electrification of uses", notably the spread of heat pumps and electric vehicles. This is creating new opportunities in terms of control, to the benefit of consumers. This control is already proving to be very valuable in the current crisis, as it has an enormous impact in terms of price moderation.

Nuclear and renewable energies: is public debate conducive to their acceptability?

Chantal Jouanno, Former Minister

Imposing energy transition projects in the name of the climate emergency would be democratic suicide, given the immense stakes involved in this transition. It would be ignoring our history. Public participation in decisions impacting the environment is a citizen's conquest that has become the international and constitutional standard of democratic development. However, public debate is not the tool of acceptability, it is only the tool for identifying the conditions of feasibility of a project. The issue is all the more important because nuclear power has a history of conflict and because renewable energies bring with them new issues of land use. For a project to be acceptable, decision-makers must listen sincerely to what the public has to say and translate what they learn from it. The effectiveness of a public debate depends less on its method than on the decision-makers' adherence to the fundamentals of participatory democracy.

The second wave of electrification

Hélène Macela-Gouin, Vice President of Secure Power activities at Schneider Electric France and member of the company's Executive Committee

In the energy world of the Twenty-first century, three major disruptions are on-going en parallel: decarbonation, decentralization and digitalization. But probably because the French electric grid was seen as a reference in the world of the twentieth century, the essential transformations are long to emerge. This prospective document summarizes the main disruptions going-on and the rationale around this absolute need to accelerate our energy transformation. Like a reality check, the present crisis in energy production painfully highlights the limits of our current system: It's time to catch the second wave of electrification!

The industrial competitiveness challenges of the electric transition

Hoang Bui, General Secretariat for Investment, under the authority of the Prime Minister

France must meet the challenge of decarbonizing its economy, and its efforts will be all the more important if it wants not only to maintain but also to develop its industry.

Some of the sectors that are most affected are also the most strategic for our sovereignty and are also major providers of jobs.

One of the main levers for decarbonizing industrial companies is electricity, either for direct use or through the hydrogen vector.

In 2030, France will need 680 kt of hydrogen to decarbonize its industry and heavy mobility, which implies having at least 6.5 GW of electrolysis capacity installed and connected to the electricity grid.

Hydrogen production projects are part of a constrained timeframe: if hydrogen does not arrive in time, its main industrial customers will not be able to decarbonize according to the planned schedule, with the risk that major modernization investments will eventually be abandoned or relocated. This would mean that a whole sector of French industry would be doomed in the medium to long term.

If we consider the very large water electrolysis projects planned in France, some of which are several hundred MW in size, most of them will require connection to the electricity transmission network as early as 2026 or, at the latest, in 2027. However, there are currently strong concerns among industrialists, because the announced deadlines for these connections suggest several years of delay.

Thus, the difficulty of connecting to the transmission grid is proving to be a potentially critical obstacle in the path of major decarbonization projects in the industry.

In an environment that is increasingly complex and crowded, stimulated by the appetite of hydrogen entrepreneurs who want to be the first, while the markets are not yet mature and the offers sometimes seem redundant, it could be tempting to wait before investing in reinforcing the electrical system.

However, waiting means losing part of our industry, which must negotiate difficult technological and climatic changes within a constrained timeframe. This industry could therefore be tempted to move to countries offering a more responsive and competitive electricity system. In addition, there are tensions over the supply of the equipment needed to make these connections: we must therefore act without delay to avoid being the last to be served.

It is urgent that stakeholders, starting with the government and the grid operator, work on taking into account all the factors that make our electricity system competitive and share a common vision of the industry's needs and the projects to be carried out.

Long-term nuclear contracts: a major challenge for carbon neutrality

Philippe Darmayan, President of the UIMM (2018-2021) and in charge of a ministerial mission on long-term electricity contracts

Viewed from both producers and consumers stand point, it appears that the current electricity market will not allow carbon neutrality to be achieved in time. There is an urgent need to rethink the market design: by strategic planning of needs and uses, and by setting a long-term price signal based on the average cost of actual and future production.

One part of this transformation process concerns large energy-intensive consumers, whose very long-term needs are not met. We must create the conditions for a long-term market which would put all electricity suppliers on an equal footing and which would allow manufacturers to group together in purchasing structures to buy capacities or production ribbons, which they would finance, either themselves or through partners (suppliers or infrastructure funds). These long term contracts already exist for renewable energies. It should be extended to the French nuclear production through the development of long-term contracts consistent with the challenges of decarbonizing their processes.

Energy networks at the heart of transformations

The challenges of digitization for distribution network operators

Sébastien Jumel and **Pierre Mallet**, Enedis

All over the world, the public electricity distribution network is at the crossroads of many environmental, technological, digital, economic and societal transitions.

We are moving from a centralized electricity system to a partially decentralized system based on intermittent and therefore much less controllable means of production. Distribution will be optimized at various levels, increasingly local. And flexibility, enabled by intelligent use of data, will be the key to the system. These transformations will rely heavily on the electricity distribution network, which is becoming the backbone of the current ecological transition.

Solutions based on data processing are essential to implement these transformations, as they open up prospects for major improvements in our performance and the development of services.

The Linky smart meter is a central link in this digitalization. With it, Enedis is moving into the world of Big Data. Linky paves the way for dynamic management of usage, facilitates the development of self-consumption and makes it possible to offer many new services. It is also a formidable tool for improving the performance of network management.

Of course, this transformation will not happen overnight, but it will accelerate, requiring an increasingly sustained

pace of innovation. And we will only be able to meet this challenge if we have a high-performance ecosystem, an appropriate regulatory framework and the mobilization of all our company's employees.

Electricity and gas markets in Europe: what is the right architecture between monopolies and energy only?

Édouard Sauvage, Executive Vice President of Engie, in charge of worldwide infrastructure activities (gas transmission, distribution and storage, electricity transmission)

The current energy crisis caused by a brutal reduction in energy supply reveals a profound dysfunction of the gas and electricity markets in Europe. But how to respond to the challenges of prices, energy sovereignty, energy transition and consumer protection?

- Urgent measures are needed to get out of the trap of energy prices that are much higher than their values in other continents while ensuring the security of gas supply in Europe (capping gas prices by a fixed value or indexed to other energies, recreating depth in the market...).
- A structural reform of the energy markets is essential to trigger the investments necessary for the energy transition, a response to the challenges of climate change but also of energy sovereignty and energy costs. Europe and its Member States must assume a political energy planning and investments through competitive tenders. This planning must imperatively include significant safety margins guaranteeing security of supply even in extreme scenarios and partial but rapid substitutability between different vectors in order to avoid tension on the price of an energy vector.

Local planning tools in the context of the energy transition

Claude Arnaud, President of Efficacity

The successful energy transition of our cities, i.e. the abandonment of oil in favor of various decarbonized energy sources, is schematically conditioned by three indispensable actions: a massive investment in renewable and recuperated energies (RE&R); an overall reduction in our consumption through the use of more efficient equipment and more responsible permanent behavior; and coordinated planning of the work to be carried out in order to optimize both the technical efficiency and the judicious spreading of investments and financing.

In this article, we focus on planning tools, both existing and under development. The Efficacity Institute for Urban Energy Transition has developed a software suite adapted to the development of new or renovated urban districts and territories. These tools have been tested on numerous concrete cases and provide political decision-makers with the technical and financial elements that enable them to make the best choices in terms of energy solutions and their management, and thus to build their climate and energy program through operational plans for multi-year implementation.

Miscellany

The history of the electric motor

Iarion Pavel, Chief Mining Engineer - General Council of the Economy

The electric motor has its origins in the 18th century in the experiments of scientists. The first industrial development took place in the 1830's with a view to transport applications, but it ran into difficulties due to the cost of alternative solutions. Then, it became established thanks to innovations in other fields (telegraphs, detonators, lighting...), before coming back in force in transportation (tramways and subways) at the end of the 19th century, as well as in electric vehicles. The energy density of gasoline made it unusable for private vehicles for a long time, while electrical applications multiplied in weak currents (household appliances, music, telephony, electronics), but also in strong currents (turboalternators, public transport), throughout the 20th century. In France, these industries went from a few thousand to more than a million employees in a century. Electric vehicles are making a strong comeback at the beginning of the 21st century in the triple context of rising fossil fuel prices, increasing scarcity of fossil fuels and the challenges of the greenhouse effect. In this article, we retrace the major stages of these developments, with their failures and successes.

Non-energy mineral commodities in metropolitan France as seen through the prism of mining titles (1811-2020)

Aurélien Reys and **Yann Gunzburger**, UMR 7359 GeoRessources (University of Lorraine), **Alain Liger**, Billiton Mining and Metallurgical Group plc (now called BHP Billiton), and **Rémi Galin**, Ministry of Ecological Transition and Territorial Cohesion – Office of Non-Energy Mineral Resources Policy

Mining rights offer an original approach to map the concentrations of mineral substances that aroused the interest of investors. Their location is consistent with the geological map of France and they can be used to follow the evolution of the intensity of mining in the country over the last two centuries. In this regard, they highlight the intensity of the decline of mining in the 1980s-1990s and illustrate the failure of the desired revival during the last decade. With technological progress and the recent reform of the Mining Code aimed at attracting new investors, mining rights could be used more extensively to monitor the interest of economic agents for mining resources in France.

Issue Editor :
Ivan Faucheux

Ont contribué à ce numéro



Claude ARNAUD préside Efficacity depuis la création de la société, à la fin 2013.

Il est ingénieur Esigelec (1973), ingénieur-docteur (Université technologique de Compiègne – 1975) et MBA HEC (1992).

D.R

Au cours de sa carrière, il a occupé jusqu'en 2015 différents postes à responsabilité au sein du groupe Veolia, notamment au sein des directions Eau, Services énergétiques et Transport. Il a été, en particulier, directeur de la recherche et directeur régional des régions Méditerranée et Centre Est au sein de Veolia Transport, puis directeur commercial France de Veolia Transdev. Ces quarante années d'exercice lui ont permis d'acquérir une forte expérience et de solides compétences dans les domaines de l'eau, de l'énergie et des transports.

Pierre BIVAS est ingénieur du Corps des mines. Il est co-fondateur de Voltalis.



Hoang BUI est coordonnateur de deux stratégies nationales : le développement de l'hydrogène décarboné et la décarbonation de l'industrie. Il est rattaché au Secrétariat général pour l'investissement, sous l'autorité du Premier ministre, depuis février 2021. La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné a été annoncée par le gouvernement en septembre 2020 ; elle rassemble le ministère de la Transition écologique, le ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, et le ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation. Ainsi, il coordonne les travaux à mettre en œuvre dans le cadre de cette stratégie nationale, en lien avec le Conseil national de l'hydrogène, et en rend compte au comité exécutif du Conseil de l'innovation.

D.R

Il est ingénieur général des Mines. Il a exercé des activités dans les domaines de l'inspection des installations classées, du développement économique et de l'énergie. De 2014 à 2018, il a été chef du bureau Aéronautique, naval, ferroviaire, mécanique et machines de production, à la direction générale des Entreprises (DGE), du ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique. Il a rejoint ensuite la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), au ministère de la Transition écologique, comme chef du bureau Ressources énergétiques du sous-sol, où il était en charge, de 2018 à 2021, de l'exploration et de la production d'hydrocarbures, du stockage souterrain de gaz et de la géothermie. Il a été

membre du conseil d'administration de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (IRSTEA), du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), des centres techniques des industries de la mécanique, de la fonderie et de la construction métallique. Il a représenté le ministère de l'Économie et des Finances au sein du Conseil pour la recherche aéronautique civile (CORAC) et au Conseil d'orientation pour la recherche et l'innovation de la mer (CORIMER). Il a aussi représenté le ministère de la Transition écologique au conseil d'administration des Mines de potasse d'Alsace.



Yara CHAKHTOURA est ingénieure diplômée de l'École centrale Paris et est titulaire d'un master en gestion du changement climatique de l'Université d'Oxford.

D.R

Elle a débuté sa carrière chez LEK Consulting, cabinet de conseil en stratégie, au sein duquel elle a mené des projets pour le compte de grandes entreprises et de fonds

d'investissement, en particulier dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement.

En 2010, elle rejoint le département Stratégie du groupe Areva, notamment pour exercer au sein de sa division Renouvelables (éolien, solaire, biomasse, hydrogène). Elle est nommée, à la mi-2011, à la tête de la direction des Ventes éolien en mer France, laquelle a été en charge des premier et second appels d'offres lancés par le gouvernement français. Dans ce cadre, Areva Wind (devenu depuis Siemens-Gamesa) a été sélectionné, avec ses partenaires, pour la réalisation d'un total de 1,5 GW et s'est engagé à la création d'une base industrielle pour la fabrication de nacelles et de pales au Havre.

Fin 2014, elle intègre TechnicAtome (ex-AREVA TA), société spécialisée dans la propulsion nucléaire navale pour la Défense nationale et dans les réacteurs de recherche, notamment pour la production de radio-isotopes médicaux. Elle en devient la directrice du commerce et des coopérations industrielles. Elle est membre du comité exécutif et est l'un des directeurs d'établissement en charge de la sûreté et de la sécurité du personnel sur site et des instances représentatives du personnel.

En avril 2018, elle est nommée directrice générale de Vattenfall Éolien, filiale française des activités Énergies renouvelables du groupe suédois, lequel est présent en France depuis plus de vingt ans, dans la fourniture d'énergie. Vattenfall est notamment candidat aux appels d'offres éolien en mer pour des projets en Normandie, en Bretagne Sud et en Méditerranée.

Elle est également administratrice de l'École navale depuis 2017 et de France Énergie éolienne depuis fin 2018. Elle est également présidente de la commission Offshore.



D.R

Philippe DARMAYAN a effectué toute sa carrière dans la métallurgie au sein des groupes Pechiney, Framatome, Aperam et ArcelorMittal. Il a été, notamment, directeur général de FBFC (groupe franco-belge de fabrication de combustible), directeur de la division Aéronautique de Pechiney, directeur général d'Aperam et président d'ArcelorMittal France.

Par ailleurs, il a mené des actions d'intérêt général, notamment en tant que président de l'alliance Industrie du Futur et comme président de l'UIMM.

En octobre 2021, il a été chargé, par la ministre de la Transition écologique et par la ministre déléguée chargée de l'Industrie, d'une mission portant sur les contrats à long terme d'électricité.



D.R

Antoine DEREUDDRE est chef économiste à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Il est diplômé de l'ENSAE et de Sciences Po. Après avoir débuté en cabinet de conseil, il a rejoint la CRE pour réguler les investissements dans le réseau d'électricité. Il y a ensuite occupé la fonction de tarificateur. À ce titre, il a développé plusieurs méthodes innovantes, dont la rémunération du capital d'un opérateur concessionnaire, ainsi que la tarification au coût marginal de développement du réseau. Il contribue actuellement aux réflexions sur la réforme du marché de l'énergie européen.

Il a développé plusieurs méthodes innovantes, dont la rémunération du capital d'un opérateur concessionnaire, ainsi que la tarification au coût marginal de développement du réseau. Il contribue actuellement aux réflexions sur la réforme du marché de l'énergie européen.

Ivan FAUCHEUX est ingénieur général des Mines. Il est ancien élève de l'École normale supérieure et est agrégé de mathématiques.

Il est depuis le 5 août 2019 membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie.

En 2000, il débute sa carrière à la préfecture de la région Île-de-France en tant que chargé de mission, où il assure notamment le suivi budgétaire du contrat de plan État-Région et le soutien à l'investissement. En 2002, il rejoint le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en tant que chef du bureau de la microélectronique, où il est responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique des pôles de compétitivité pour le compte du ministère, en lien avec la DATAR.

En 2006, il est nommé sous-directeur des filières des matériels de transport, de l'énergie et des éco-industries à la direction générale de la Compétitivité, de l'In-

dustrie et des Services du ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. Il prend en charge l'animation des secteurs industriels et du soutien public apporté à des projets de recherche et de développement, ce qui se concrétisera, notamment, par la mise en place du premier fonds démonstrateur de recherche de l'Ademe, en 2008.

En 2010, il rejoint les services du Premier ministre, au Commissariat général de l'investissement, pour occuper le poste de directeur du programme « Énergie et économie circulaire ». En 2018, il entre au Conseil général de l'économie, où il réalise des missions d'expertise et de conseil en appui aux politiques publiques, portant notamment sur le verdissement des transports ferroviaires ou encore sur les solutions de stockage pour le système électrique national.



D.R

Dominique FINON est directeur de recherche émérite au CNRS, médaillé de bronze du CNRS. Il a été le directeur de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002, puis directeur du Laboratoire d'analyse économique des systèmes énergétiques (LARSEN), un institut commun CNRS-EDF R&D

et Université Paris Saclay (2006-2012). Il a été chercheur au CIRED (2003-2018) et directeur adjoint du programme « Énergie » du CNRS (2003-2008). Il est actuellement chercheur associé à la chaire « European Electricity Markets » (Paris Dauphine), dont il a été le coordinateur scientifique de 2012 à 2018. Il a été consultant de la Banque mondiale sur la combinaison des politiques climatiques et énergétiques dans les pays en voie de développement (2016-2018). Il a été président de l'Association des économistes de l'énergie et conseiller scientifique du Conseil français de l'énergie.

Il a publié de nombreux articles académiques et des ouvrages codirigés sur les politiques publiques dans le domaine de l'énergie et du climat (innovation, nucléaire, promotion des EnR, efficacité énergétique) et sur l'organisation et la régulation des industries énergétiques libéralisées (électricité, gaz).



D.R

Rémi GALIN est diplômé de l'École des mines d'Alès (1981).

Après une première expérience dans une entreprise de travaux routiers, il rejoint le ministère chargé de l'Industrie en 1983, en qualité de Secrétaire du comité de gestion de la taxe parafiscale sur les granulats. En 1987, il est nommé chef de la division d'exploitation du système d'oléoduc militaire franco-américain Donges-Melun-Metz au sein de la direction des Hydrocarbures du ministère chargé de l'Industrie. En 1994, il est nommé à la direction régionale de l'Industrie et de l'Environnement d'Île-de-France

et est en charge du développement économique des petites et moyennes industries en Essonne. En 1996, il est nommé adjoint du chef de la division Sous-sol de la DRIRE Île-de-France et anime le contrôle des exploitations de carrières, d'hydrocarbures, de géothermie profonde et de stockages souterrains de gaz. En 2002, il est nommé chef de l'unité territoriale en Essonne pour diriger le contrôle des installations classées pour la protection de l'environnement. Entre 2012 et 2021, il est nommé chef du bureau de la politique des ressources minérales non énergétiques.



D.R

Yann GUNZBURGER est diplômé de l'École des mines de Nancy (2001). Après une thèse de doctorat en géomécanique sur les risques naturels (2004), puis un post-doctorat en tectonophysique concernant le projet de stockage souterrain de déchets radioactifs en Meuse/Haute-Marne, il rejoint en 2006 l'Institut national polytechnique de Lorraine en tant que maître de conférences.

Il est, depuis 2020, professeur en géosciences appliquées à l'Université de Lorraine (UMR GeoRessources et Mines Nancy). Dans une démarche pluridisciplinaire, il s'intéresse aux impacts géotechniques, environnementaux et socio-économiques des activités d'aménagement et d'exploitation du sol et du sous-sol, et aux liens entre ces activités et leur territoire d'implantation.



D.R

Chantal JOUANNO est sous-préfète, directrice de cabinet du préfet de la région Poitou-Charentes et conseillère auprès du directeur central de la Sécurité publique. Elle a exercé des fonctions très diverses au sein de l'État, avant d'intégrer en 2003 le cabinet du ministre de l'Intérieur. Elle a ensuite, entre mai 2007 et

février 2008, occupé le poste de conseillère pour le développement durable à l'Élysée, chargée notamment de suivre le Grenelle de l'environnement.

Nommée présidente de l'Ademe en février 2008, elle est devenue secrétaire d'État à l'Écologie en mai 2009, puis ministre des Sports en 2010. Elle est élue sénatrice de Paris en 2011 et a occupé à partir de 2015 la fonction de vice-présidente en charge de l'environnement et de l'aménagement du territoire de la région Île-de-France. Le 22 mars 2018, elle a été nommée présidente de la Commission nationale du débat public sur proposition de Nicolas Hulot.

Sur le plan sportif, Chantal Jouanno a été membre de l'équipe de France de karaté et compte 25 titres nationaux.

Sébastien JUMEL a eu différentes expériences professionnelles dans le conseil, avant d'intégrer EDF



D.R

afin d'y créer un incubateur de *start-ups*, puis une entité de *corporate venture*. Il a ensuite exercé différentes responsabilités au sein du groupe EDF, que ce soit dans des fonctions commerciales au sein de la direction de la région Île-de-France, dans des fonctions d'appui à la direction générale du groupe, puis en tant que directeur marketing du marché des particuliers et professionnels. Il a ensuite rejoint, en tant que directeur général, EDELIA, une filiale d'EDF qui travaille sur les services digitaux et les objets connectés. En 2018, il est nommé Deputy Senior Vice President d'Europe Business Solutions à la direction internationale d'EDF. En 2020, il rejoint le COMEX d'Enedis pour y créer la direction Développement, innovation et numérique. Il est par ailleurs intervenant à l'Université Panthéon-Assas, à l'Université Paris Dauphine et à Sciences Po Executive Education.



D.R

Stéphane LA BRANCHE est climatologue de la société et coordinateur scientifique du GIECO/IPBC. Ses recherches en sciences sociales du climat et de l'énergie lui ont valu d'être "expert reviewer" dans le cadre de l'élaboration des 5^e et 6^e rapports du GIEC. Il explore les freins, mais aussi les moteurs (habitudes, représentations sociales, contraintes quotidiennes, fonctionnement institutionnel...) des changements dans les pratiques et le fonctionnement des institutions (entreprises, associations et pouvoirs publics) en matière de climat, d'énergie et de qualité de l'air, afin de proposer des réponses adaptées et efficaces. Les résultats opérationnels de ses recherches ont été intégrés à des scénarios de prospective à horizon 2050, à des politiques environnementales (adaptation, mobilité, énergie, urbanisme, campagnes d'information et d'accompagnement dans le changement des comportements), à des projets menés par des opérateurs privés (énergéticiens et techniciens), publics (ministères et collectivités territoriales) et associatifs (EIEs, ALEC...) portant sur la qualité de l'air (mobilité, ZAPA, nouvelles technologies, chauffage au bois...) et le stockage d'énergie.



D.R

Alain LIGER est ancien élève de Mines ParisTech (1973). Il a occupé des fonctions opérationnelles et de responsabilité stratégique en matière d'exploration-développement dans l'industrie minière, tout d'abord dans le groupe minier français BRGM pendant dix-sept ans, puis dans le groupe minier et métallurgique britannique Billiton plc (devenu aujourd'hui BHP Billiton) pendant quatre ans. Il y a assuré la négociation de nouvelles zones

d'exploration et l'encadrement de projets en France et dans de nombreux autres pays. De 2002 à 2013, il a représenté, en sa qualité de directeur régional, le ministère chargé de l'Industrie en Alsace, puis le ministère chargé du Développement durable en Lorraine. De 2013 à 2016, il a été membre du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies à Bercy ; il y a été en charge notamment des fonctions de Secrétaire général du COMES – Comité pour les métaux stratégiques – et de président du comité de pilotage de l'initiative « Mine responsable ». Il est, depuis 2016, administrateur de La Française de l'énergie, un producteur de gaz.



D.R

Hélène MACELA-GOUIN est, depuis novembre 2022, vice-présidente des activités Secure Power et est membre du comité de direction de Schneider Electric France. Ces activités regroupent les solutions assurant la sécurité d'approvisionnement énergétique et de gestion de l'énergie des infrastructures numériques. Elle a rejoint Schneider Electric en avril 2018, en tant que vice-présidente de la stratégie de Schneider Electric France.

Elle a débuté sa carrière dans l'industrie des télécommunications, chez Orange et Alcatel-Lucent, puis a rejoint le secteur de l'énergie en 2013, exerçant chez Total Énergies renouvelables, avant de travailler chez Schneider Electric. Durant sa carrière, elle a occupé différents postes de direction en matière commerciale, de stratégie, de finance et de marketing.

Elle est diplômée de Télécom Paris (1997) et est titulaire d'un master 2 en mathématiques.



D.R

Pierre MALLET est directeur R&D d'Enedis. Après un début de carrière consacré aux études des réseaux de transport et de distribution d'électricité à EDF R&D, il a rejoint la Commission européenne, où il a contribué à la préparation de l'ouverture des marchés dans le secteur électrique. Il a ensuite dirigé des unités opérationnelles

pour EDF et Gaz de France. Il est par ailleurs président de CIREN (Conférence internationale des réseaux électriques de distribution). Il est ingénieur, diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris.

Davide ORIFICI est directeur des affaires publiques et réglementaires et de la communication d'EPEX SPOT, la bourse européenne de l'électricité. Celle-ci gère les marchés spot de l'électricité en Europe centrale et occidentale, au Royaume-Uni, au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède. Basée à Paris, EPEX SPOT fait partie du groupe EEX, qui opère des places de marché où s'échangent des produits énergétiques et



D.R

des matières premières du monde entier.

Il est chargé des relations avec les gouvernements et représente sa société auprès des autorités publiques et réglementaires correspondantes, mais aussi de l'Union européenne et des associations professionnelles du secteur de l'énergie. Il est également le porte-parole de la bourse.

Il justifie de plus de vingt-cinq ans d'expérience dans les affaires publiques et la communication. Il a débuté au service diplomatique de la Suisse (1997-2002), puis a occupé le poste de chef de la politique au Centre international de déminage humanitaire de Genève (2002-2008). Il a ensuite rejoint Human Solutions Consulting en 2008 en tant que consultant associé, puis a exercé en tant que gestionnaire de projets technologiques propres à l'Office de promotion des industries et des technologies (2009-2010). À partir de 2010, il a travaillé pour le gestionnaire de réseau de transport Swissgrid en tant que Senior Manager Public Affairs & Community Relations, avant de rejoindre EPEX SPOT en 2014, en tant que responsable du bureau Suisse. Il a été nommé directeur des affaires publiques et réglementaires et de la communication d'EPEX SPOT en septembre 2020.

Il est diplômé de la Haute école d'économie et de gestion de Genève (EMBA), de l'Institut de hautes études internationales et du développement de Genève (master en relations internationales et sciences politiques) et de l'École polytechnique fédérale de Lausanne (certificat en transition énergétique).



D.R

Ilarion PAVEL est ingénieur en chef des mines et est Docteur en physique. Il travaille au Conseil général de l'économie et au laboratoire de physique de l'École normale supérieure, dans le domaine de la physique des particules élémentaires et des interactions fondamentales.

Il a été ingénieur de recherche chez Thomson-CSF et a effectué un séjour post-doctoral à Caltech. Il a travaillé pendant trois ans à la délégation régionale de la Recherche et de l'Innovation d'Île-de-France, dans le domaine de l'innovation et du transfert de technologies. Puis, il a été durant cinq ans en charge du Réseau national de recherche en télécommunications, au ministère chargé de la Recherche. Par la suite, au sein de ce même ministère, il a été conseiller scientifique en nanotechnologies.

Aurélien REYS est titulaire d'un Doctorat en géographie économique et d'un master en cartographie-statistiques. Post-doctorant au Centre national de la recherche scientifique (CNRS) et à l'UMR 7359 GeoRessources (Université de Lorraine), ses travaux



D.R

actuels portent sur les matières premières critiques et les stratégies industrielles des entreprises minières. Il a précédemment mené des recherches sur la filière brésilienne des pierres précieuses et sur les impacts socio-économiques des investissements agricoles à grande échelle en Afrique subsaharienne.



IDDRI

Andreas RÜDINGER est coordinateur des activités relatives à la transition énergétique en France, à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI). Il a rejoint cet institut en 2011, en tant que chercheur dans le cadre du programme « Énergie-Climat ». Son expertise couvre les stratégies et outils politiques de la

transition énergétique aux échelles locale, nationale et européenne.

Ses travaux récents portent sur la gouvernance des politiques climatiques en France, les enjeux de la transition pour les systèmes électriques français et européen, ainsi que sur les enjeux de la gestion de la crise des prix des énergies en lien avec la transition bas-carbone. Depuis 2020, il coordonne également une plateforme d'experts sur la rénovation énergétique en France, en partenariat avec l'Ademe. Titulaire d'un double master en sciences politiques et relations internationales de Sciences Po Bordeaux et de l'Université de Stuttgart, il est chargé d'enseignement à Sciences Po Paris (PSIA) et à SupAéro Toulouse.



D.R

Édouard SAUVAGE est directeur général adjoint d'ENGIE. Il est en charge des activités Infrastructures dans le monde (transport, distribution et stockage de gaz, transport d'électricité).

Il a commencé sa carrière au sein des services de l'État, en région, puis à la Délégation interministérielle à l'aménagement du territoire

et à l'attractivité régionale (DATAR), avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre en tant que conseiller technique en charge de la ville, de l'aménagement du territoire et des collectivités locales.

Il a rejoint EDF-GDF Services en 1997, où il a occupé des responsabilités managériales, avant d'être nommé, en 2002, responsable de la stratégie et des affaires européennes de Gaz de France, puis directeur adjoint de la direction internationale. Il a ensuite été directeur des approvisionnements gaz du groupe de 2005 à 2012. Dans ses fonctions de directeur de la stratégie d'ENGIE de 2013 à 2015, il a contribué au virage stratégique pris par le groupe, celui de se tourner vers les énergies renouvelables et la transition énergétique.

Directeur général de GRDF depuis 2016, il a mené à bien le déploiement des compteurs communicants, introduit une dynamique positive en direction des clients et accéléré le nombre des projets de méthanisation raccordés au réseau, inscrivant ainsi l'entreprise dans une grande ambition, celle d'acheminer un gaz 100 % renouvelable en 2050. Édouard Sauvage est diplômé de l'École polytechnique, de l'École nationale des Ponts et Chaussées et du Collège des ingénieurs.



D.R

Boris SOLIER est maître de conférences à l'Université de Montpellier (ART-Dev) et est responsable du master « Économie de l'énergie ». Il est également conseiller scientifique de la chaire « European Electricity Markets » de l'Université Paris-Dauphine.



D.R

Françoise THIEBAULT est une militante associative engagée depuis 1975 dans le mouvement parents d'élèves (FCPE), puis, à partir de 1988, elle poursuit son action au Conseil national des associations familiales laïques (CNAFAL). Elle a d'abord été Secrétaire générale de la structure parisienne du CNAFAL, puis a rejoint le conseil d'administration

national, où elle est en charge du dossier « Services publics » depuis 2004. Elle siège au titre des consommateurs au CSEG, ainsi qu'au CSE (Conseil supérieur de l'énergie) depuis 1999. Elle est aujourd'hui coordinatrice du secteur Énergie du CNAFAL.

Depuis 1995, elle représente le CNAFAL au Conseil national de la consommation.

Elle siège depuis 2006 au conseil d'administration de Consuel, où elle représente l'Association des maires de France.

De 2004 à 2010, elle a été membre du conseil d'administration de l'Institut national de la consommation.

À la Commission de régulation de l'énergie, elle a coanimé successivement deux groupes de travail : celui relatif aux relations clients/fournisseurs et celui consacré à la maîtrise de la demande d'énergie. Puis, elle a participé au comité de pilotage Linky, à partir de 2011, et au groupe de concertation Gazpar, en 2013.

En 2013, elle entre au conseil d'administration de GRDF, où elle fait valoir la sensibilité des consommateurs.

En 2017, elle est nommée vice-présidente du comité de gestion des charges de service public de l'électricité et devient membre du comité de prospective de la CRE.

En 2021, elle représente les consommateurs au sein du comité de suivi de l'opération de conversion du réseau de gaz B.

Elle a également été conseillère d'arrondissement à Paris en 1995, puis adjointe au maire du 19^e arrondissement de Paris de 2001 à 2008, en charge de la vie associative. Elle a siégé au conseil d'administration de Paris Habitat de 2008 à 2021 au titre de l'UDAF de Paris, dont elle est administratrice depuis 1993.

Thomas VEYRENC est directeur exécutif au sein de RTE (Réseau de transport d'électricité), en charge des sujets de stratégie, de prospective et d'évaluation.

Spécialiste de l'économie du système électrique et de la régulation du marché de l'électricité, il est responsable de la réalisation des études prospectives de RTE sur l'avenir du système électrique, dont les scénarios qui irriguent les décisions des pouvoirs publics. Il est également responsable de la concertation menée avec

les parties prenantes (ONG, industriels, académiques, syndicats), ainsi que des relations avec les administrations et les autorités de régulation. À ce titre, il a notamment supervisé la réalisation du rapport « Futurs énergétiques 2050 ».

Il était auparavant conseiller du président du directoire de RTE et a travaillé au sein de la Commission européenne. Il donne des cours relatifs à la libéralisation du secteur électrique et aux politiques françaises et européennes en matière de transition bas-carbone à Sciences Po, à Centrale Supélec et au Collège d'Europe de Bruges. Il est membre du comité de pilotage de la chaire « European Electricity Markets » de l'Université Paris Dauphine et de l'Association des économistes de l'énergie.