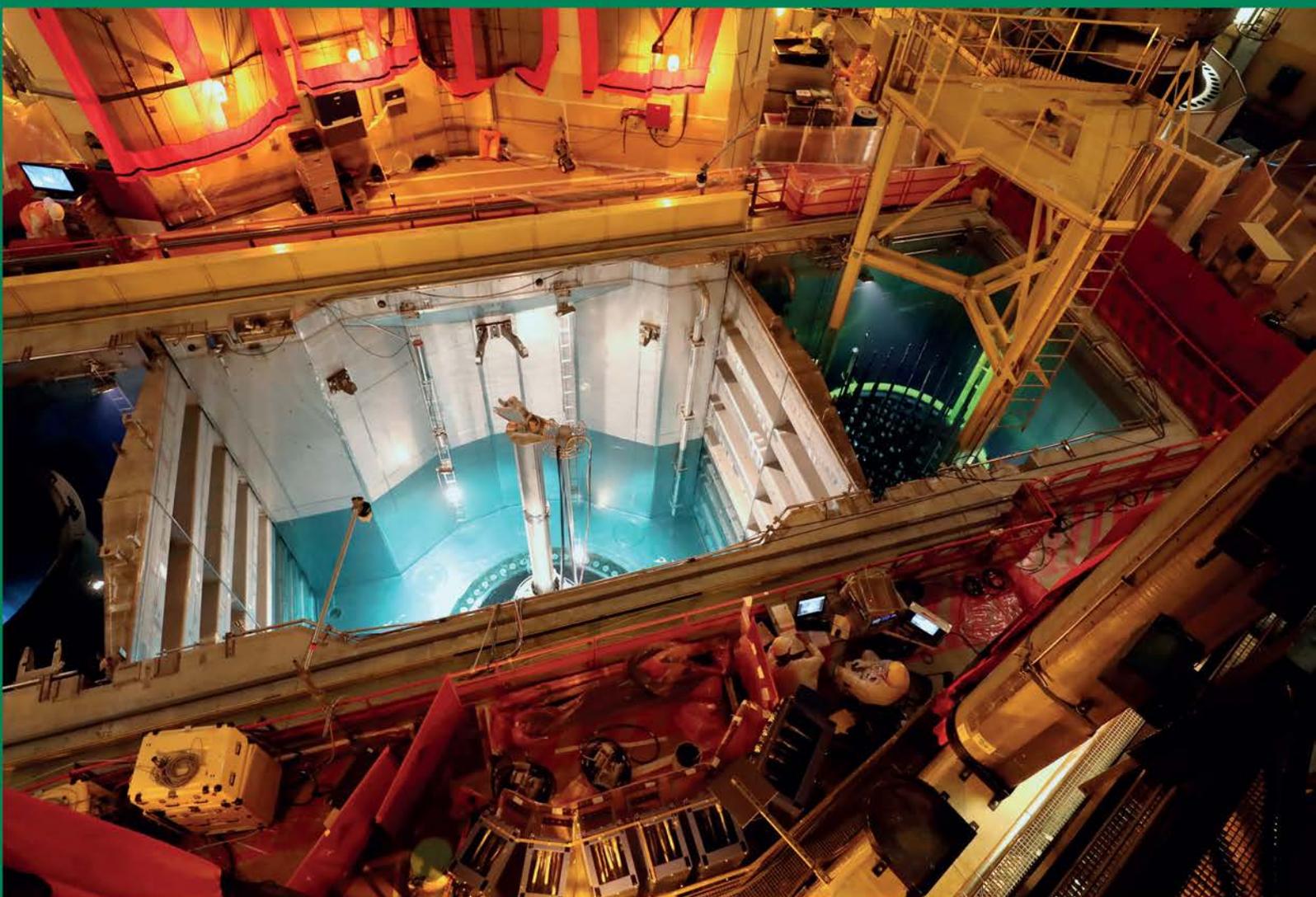


RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

« 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)



Le nucléaire civil, enjeux et débats

UNE SÉRIE DES
ANNALES
DES MINES
FONDÉES EN 1794

Publiées avec le soutien
de l'Institut MinesTélécom

N° 97
JANVIER 2020

UNE SÉRIE DES
**ANNALES
DES MINES**
FONDÉES EN 1794

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

ISSN : 1268-4783
Série trimestrielle • n°97 - janvier 2020

Rédaction

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

François Valérian
Rédacteur en chef

Gérard Comby
Secrétaire général

Delphine Mantiene
Secrétaire générale adjointe

Liliane Crapanzano
Correctrice

Myriam Michaux
Webmestre / Maquettiste

Membres du Comité de Rédaction

Pierre Couveinhes
Président du Comité de rédaction
Ingénieur général des Mines honoraire

Paul-Henri Bourrelier
Ingénieur général des Mines honoraire, Association
française pour la prévention des catastrophes naturelles

Mireille Campana
Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Dominique Dron
Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

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

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

Jean-Luc Laurent
Ingénieur général des Mines honoraire

Richard Lavergne

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

Didier Pillet

Ingénieur général des Mines

Philippe Saint Raymond

Ingénieur général des Mines honoraire

Bruno Sauvalle

Ingénieur en chef des Mines, MINES ParisTech

Jacques Serris

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Claire Tutenuit

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

François Valérian

Rédacteur en chef des Annales des Mines

Photo de couverture :

Réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine
Photo © Jérôme Brulley/PHOTOPQR/ EST ECLAIR-
MAXPPP

Iconographie

Christine de Coninck

Abonnements et ventes

COM & COM

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

Alain Bruel

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

a.brue@cometcom.fr

Mise en page : Nadine Namer

Impression : Printcorp

Éditeur Délégué :

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

Fabrication : Aïda Pereira

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

Régie publicitaire : Belvédère Com

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

bruno.slama@belvederecom.fr

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

Le nucléaire civil, enjeux et débats

05

Introduction

Richard LAVERGNE

État des lieux

09

Évolution du cadre d'activité de la filière de l'électronucléaire au niveau mondial : de 1950 à aujourd'hui

Marc DEFFRENNES et Daniel IRACANE

16

Quelle place pour le nucléaire dans des marchés électriques libéralisés ?

Patrice GEOFFRON

20

Le rôle du nucléaire dans les scénarios de décarbonation du mix européen à l'horizon 2050

Fabien ROQUES et Yves LE THIEIS

25

Que s'est-il passé à Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima Daiichi ? Et où en est-on aujourd'hui ?

Jean-Christophe NIEL et Jean COUTURIER

31

The Competitiveness of Nuclear Energy: From LCOE to System Costs

Jan Horst KEPPLER and Marco COMETTO

35

Coûts du nouveau nucléaire et éclairages sur l'économie du cycle

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE et Michel BERTHÉLEMY

48

La gestion des déchets radioactifs en France et dans le monde

Pierre-Marie ABADIE

53

Une gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables variables pour une économie bas carbone

Alain BURTIN

Débats et politiques

57

La gestion des déchets nucléaires

Laurent MICHEL et Aurélien LOUIS

62

Les enjeux du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France

Bernard DOROSZCZUK et Lydie ÉVRARD

66

Vers une convergence internationale des réglementations en matière de sûreté nucléaire ?

Anne-Cécile RIGAIL et Julien COLLET

72

Comment développer la transparence et la participation dans le domaine du nucléaire civil ?

Jean-Claude DELALONDE

77

Peut-on surmonter la peur du nucléaire ?

Myrto TRIPATHI

Le nucléaire civil, enjeux et débats

- 81
Une filière nucléaire française en transition
Augustin BOURGUIGNAT
- 85
La dimension stratégique du nucléaire civil
Marc-Antoine EYL-MAZZEGA
- 90
Comment parler du nucléaire en France ?
Entretien avec Pierre-Franck CHEVET
et Hervé MARITON
- 98
Témoignage du maire d'une commune accueillant
une centrale nucléaire
Bertrand RINGOT
- 102
La fin de l'électronucléaire – Récit anticipatif
Bernard LAPONCHE
- Aspects industriels
et technologiques**
- 107
The Nuclear Mission in an Integrated, Carbon-Free
Energy Future
Sherry BERNHOFT, Andrew SOWDER
and Robert AUSTIN
- 112
Réacteurs de 4^{ème} génération
Éléments d'analyse des technologies et perspectives
Didier PILLET
- 122
Nuclear Power in a Clean Energy System
Keisuke SADAMORI
- 127
Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire
Valérie FAUDON
- 131
Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire
Xavier URSAT
- 136
Approvisionnement en uranium et métaux stratégiques
pour le nucléaire : dépendance ou faux problème ?
Philippe KNOCHE
-
- 144 Traductions des résumés
149 Biographies des auteurs

Le dossier est coordonné par Richard Lavergne



Le plus court chemin
de l'idée
à la réalisation

REEL recrute 200 personnes



Vous souhaitez accompagner son développement et contribuer à la réalisation de projets d'une grande technicité, dans les domaines de l'énergie, de l'aéronautique, de la métallurgie, de la défense ou encore de l'offshore, **ingénieurs d'études en conception mécanique, automatisme, contrôle commande, projeteurs, ingénieurs et techniciens de maintenance, chefs de projet, ingénieurs qualité/projet**, rendez-vous sur notre site : reelinternational.com

Le nucléaire civil, enjeux et débats

Par Richard LAVERGNE

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

C oordonner un numéro des *Annales des Mines* sur le nucléaire inspire plusieurs sentiments : d'une part, l'enthousiasme qui s'attache à l'honneur de pouvoir ainsi contribuer, avec l'aide des meilleurs experts, à une vision aussi complète que possible d'un sujet traité bien trop souvent de façon partisane et passionnelle ; d'autre part, la crainte de ne pas être à la hauteur de la complexité du défi et de manquer une belle opportunité d'éclairer de façon aussi sereine que possible les enjeux et le débat sur le nucléaire.

Mais avant de poursuivre mon propos, je voudrais rendre hommage à Henri Legrand, mon camarade de promotion de Polytechnique (X75), décédé prématurément le 21 octobre 2019, qui, malgré sa cruelle maladie, m'a apporté de précieux conseils pour préparer ce numéro, fruits notamment de sa longue expérience à l'ASN⁽¹⁾.

Le présent numéro a été conçu de façon complémentaire à deux numéros précédents des *Annales des mines*, parus dans la série *Responsabilité et Environnement* : le n°93 (de janvier 2019) intitulé « L'économie du nouveau mix électrique » et le n°95 (de juillet 2019) ayant pour titre « Quel équilibre futur pour l'offre et la demande d'énergie ? ». Plutôt que d'analyser des systèmes électriques et énergétiques, de la France et du monde, ou de comprendre les motifs de l'éviction annoncée d'une partie du nucléaire français au profit des énergies renouvelables, il est proposé cette fois de faire un focus sur cette forme d'énergie, dont on ne cesse de parler mais sans toujours bien la comprendre.

Comme l'indiquent Marc Deffrennes et Daniel Iracane dans leur article, la France est entrée relativement tard dans le club des pays qui ont fait appel de manière significative à l'électronucléaire. Cependant, lorsqu'elle s'y est engagée, ce fut de façon résolue, essentiellement pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à la suite du premier choc pétrolier de 1973. En effet, contrairement à la plupart des pays voisins qui disposent de ressources nationales d'énergies fossiles (charbon en Allemagne et Espagne, pétrole et gaz au Royaume-Uni, gaz en Italie...), la France en est quasiment dépourvue et son économie était donc particulièrement exposée à une rupture d'approvisionnement.

Les gouvernements successifs, de 1974 à 1990, ont engagé une « transition électrique » en une quinzaine d'années permettant la mise en service d'environ 4,5 GW par an de nouvelles installations de production, soit à un rythme annuel d'environ 75 W par habitant, sur la période 1980-1990. Le professeur David Reiner, membre de l'Energy Policy Research Group à l'Université de Cambridge, a montré l'ampleur de cette transition en comparant son rythme à celui d'autres engagées par certains pays :

- 30 W/habitant/an en Chine de 2004 à 2013 lors de son réveil économique, essentiellement à base de charbon et d'hydraulique ;
- 36 W/habitant/an au Royaume-Uni de 1991 à 2000 avec le passage du charbon aux cycles combinés à gaz ;
- 47 W/habitant/an en Allemagne de 2006 à 2015 grâce au développement de l'éolien.

Le développement de la production d'électricité nucléaire en France est passé de 15 TWh en 1973 à 442 TWh en 2011, essentiellement au détriment de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, celle-ci étant divisée par plus de deux au cours de la même période. La France est devenue le deuxième pays au monde, après la Suède, pour la quantité d'électricité d'origine nucléaire produite par an et par habitant. Certes, à l'époque, le changement climatique n'était pas une préoccupation, mais le résultat est là : outre une meilleure sécurité d'approvisionnement, la France a pris de l'avance pour baisser ses émissions de CO₂ d'origine énergétique.

Deux critiques sont parfois avancées sur cette évolution : une première porte sur la dépendance de la France au regard de ses importations d'uranium, mais les quantités sont dérisoires par rapport à celles des énergies fossiles (environ 6 000 tonnes par an, contre près de 100 millions de tonnes par an, rien qu'en pétrole) et, surtout, cet uranium est relativement abondant et bien réparti géographiquement (Australie, Canada, Niger, Kazakhstan...) ; une seconde critique porte sur l'abondance (relative) d'offre d'électricité bon marché qui a irrigué la France, puis l'Europe : loin d'être une intoxication, comme certains l'évoquent à propos du chauffage électrique, elle peut être considérée, lorsqu'elle s'accompagne de politiques d'efficacité énergétique, à la fois comme un facteur de compétitivité et comme un précurseur de l'électrification croissante et souhaitable des usages, au motif de la réduction nécessaire des consommations d'énergies fossiles. D'ailleurs, les pointes de consommation d'hiver suscitées par le chauffage électrique, qui constituaient un réel

(1) Autorité de sûreté nucléaire.

souci d'équilibre du réseau par rapport à une production « en ruban », deviennent plus faciles à gérer, selon RTE, grâce à de nouveaux outils de flexibilité, y compris le « suivi de charge » mis en place dans les centrales nucléaires.

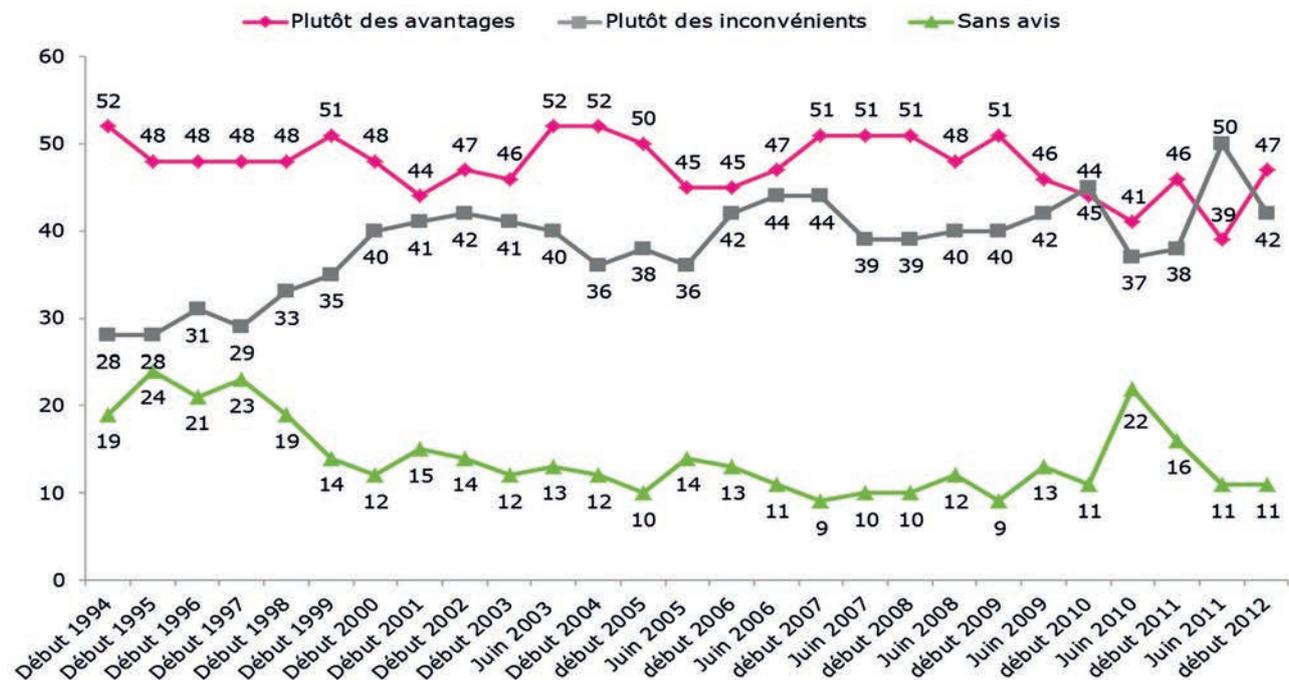
Lorsque l'on analyse le secteur de l'électricité, il est important de distinguer la puissance installée de l'énergie produite : le nucléaire, comme les centrales aux énergies fossiles ou à biomasse, mais à la différence des énergies renouvelables dites « intermittentes » ou « variables », est bien adapté à une production « en ruban », c'est-à-dire insensible aux variations journalières ou saisonnières de la demande, ainsi qu'à la plupart des aléas météorologiques, aux problèmes de maintenance près.

Pour atteindre des performances similaires, le photovoltaïque et l'éolien, qualifiés de « bas carbone » comme le nucléaire, doivent être accompagnés (*back-up*) par des centrales au gaz ou des dispositifs de stockage actuellement très coûteux. Pour l'instant, au niveau mondial, ce sont les STEP⁽²⁾ qui constituent de très loin le meilleur moyen de stockage de l'électricité pour assurer un *back-up* « bas carbone » nécessaire aux énergies renouvelables variables ; depuis quarante ans, de gros progrès ont été réalisés sur le stockage d'électricité par batterie, mais essentiellement pour des durées courtes, et le *power to X*, qui pourrait permettre dans le futur un stockage sur plusieurs jours, voire intersaisonnier (sous forme d'hydrogène ou de biométhane), reste encore très cher. Bien entendu, le « pilotage de la demande » peut soulager grandement ce *back-up*, mais dans des conditions (acceptabilité, modèle économique, etc.) qui restent encore un objet d'étude.

D'un autre côté, le nucléaire est moins réactif que les centrales au gaz pour faire face à des pointes de demande, et les canicules les plus fortes peuvent créer des soucis en matière de refroidissement des centrales nucléaires qui ne sont pas situées en bord de mer.

Mais les points sur lesquels le nucléaire est le plus contesté portent sur le risque d'accident de centrale et sur le devenir des déchets radioactifs. Les articles de Bernard Doroszczuk et Lydie Évrard, d'Anne-Cécile Rigail et Julien Collet, de Jean-Christophe Niel et Jean Couturier, de Laurent Michel et Aurélien Louis, entre autres, traitent abondamment de cette problématique qui irrigue l'ensemble des contributions. Un sujet plus rarement évoqué, si ce n'est par Pierre-Marie Abadie et Bernard Laponche, est le caractère intergénérationnel à très long terme des risques liés aux déchets radioactifs qui, même s'ils sont assez faciles à stocker⁽³⁾ dans des sites *ad hoc* à la différence d'autres polluants, nécessitent, dans l'état actuel des connaissances, une surveillance sur des centaines, voire des milliers d'années.

Lorsque le public est interrogé, il apparaît très partagé sur les avantages et inconvénients du nucléaire, chaque camp occupant une part à peu près identique, comme l'indique le graphique suivant (malheureusement interrompu en 2012).



Réponses des Français à la question suivante posée semestriellement : « Tout bien considéré, le choix du nucléaire pour produire les trois quarts de l'électricité en France présente-t-il, selon vous, plutôt des avantages ou plutôt des inconvénients ? » – Source : Baromètre CREDOC, enquêtes « Conditions de vie et aspirations ». Lecture de ce graphique : début 2012, 42 % des Français pensaient que le nucléaire présente plutôt des inconvénients et 47 % plutôt des avantages.

(2) Stations de transfert d'énergie par pompage.

(3) Les volumes à stocker depuis cent ans pour toute la France en déchets radioactifs les plus dangereux (haute activité et moyenne activité à longue vie) représentent 46 500 m³, soit un cube d'environ 36 m de côté.

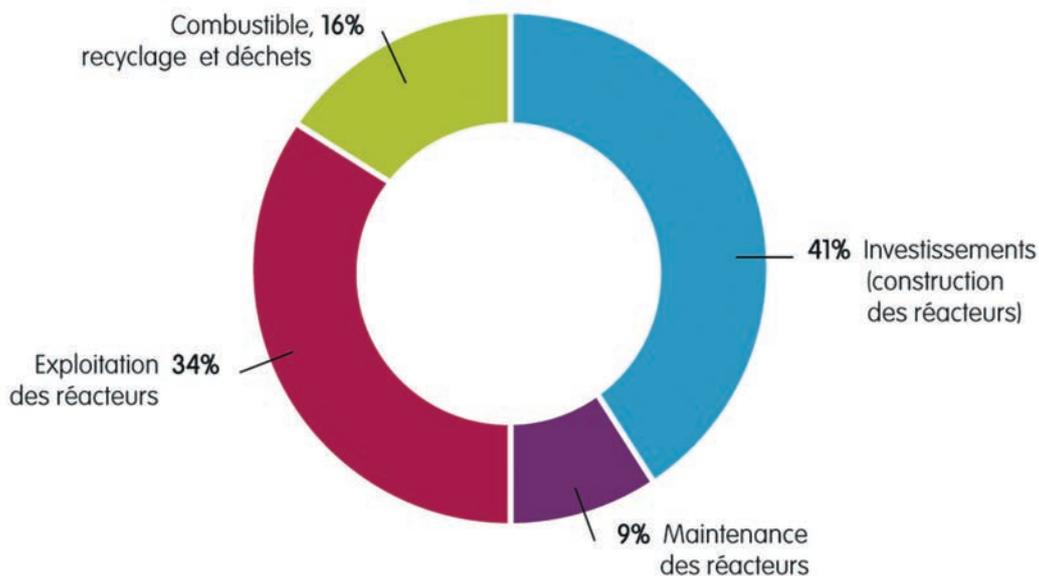
Le « récit anticipatif » de sortie du nucléaire, proposé par Bernard Laponche, représente l'opinion d'une part non négligeable de nos concitoyens qui considèrent que le nucléaire est « le moyen le plus dangereux, le plus polluant et le plus cher de ne pas émettre de CO₂ » (même si une bonne partie des Français croient, à tort⁽⁴⁾, que le nucléaire émet du CO₂). Bernard Laponche a travaillé sur le nucléaire, tout comme l'a fait Myrto Tripathi qui a une opinion complètement opposée et insiste sur le fait que « les bénéfices associés à l'énergie nucléaire sont peu connus parce que peu communiqués et, plus grave, ils sont devenus tabou ».

Une autre source d'opposition existe, peu développée dans ce numéro, qui englobe des notions plus ou moins faciles à cerner : le désintérêt ou la crainte vis-à-vis des sciences et des techniques, la défiance vis-à-vis de l'expertise, l'amour-haine des Français pour l'industrie (que l'on préférerait hors de nos frontières tout en conservant les emplois et les taxes foncières...), une interprétation hâtive du « principe de précaution » évoqué pour tout grand projet, la remise en cause du modèle économique dominant qui favorise la croissance, le militantisme de certains pays voisins, comme l'Allemagne, qui préféreraient une France sans nucléaire, etc. De fait, le nucléaire n'est pas la seule technologie qui inspire des peurs, des fantasmes et des *fake news* : en suscitent également les vaccins, les ondes électromagnétiques des réseaux de télécommunications, les éoliennes, le compteur Linky, etc.

La question du coût du nucléaire est apparue ces dernières années, concomitamment à la baisse des coûts de l'éolien et du photovoltaïque, alors qu'auparavant il était acquis que le consommateur français était, grâce au nucléaire, privilégié en matière de prix de l'électricité, par rapport à ceux en vigueur dans d'autres pays. Plusieurs études ont été menées, notamment par la Cour des comptes⁽⁵⁾.

Pour certains commentateurs, le débat n'est pas tranché et il faut reconnaître qu'il est difficile, car tant pour les filières renouvelables que pour le nucléaire, il est fait appel à des concepts et des calculs qui peuvent être source d'incompréhensions : on doit, par exemple, ajouter des coûts passés, présents et futurs, prendre en compte des coûts courants économiques, des coûts marginaux de court terme ou de développement, des coûts *cash* ou *overnight*, des coûts avec ou sans raccordement au réseau, des coûts avec ou sans *back-up* pour pouvoir comparer entre elles des électricités de même qualité (y compris au regard de leur disponibilité). En outre, l'évaluation du coût du nucléaire se heurte à des incertitudes, comme l'indique la Cour des comptes pour la France :

- les coûts du démantèlement : point sur lequel l'industrie dispose encore de peu d'expérience même si plusieurs réacteurs ont déjà été démantelés (par exemple, aux États-Unis) ;
- le coût de la gestion des déchets nucléaires les plus radioactifs, selon les options qui seront choisies ;
- le « taux d'actualisation » correspondant au coût du loyer de l'argent sur longue période, combiné à l'évolution de l'inflation.



Sources : Cour des comptes - Crédit : L. Colombel/CEA

Structure des coûts de production du parc nucléaire actuel (source : CEA).

(4) Le nucléaire émet 6 g de CO₂ par kWh, à comparer par exemple aux 7 g/kWh pour l'éolien et aux 1 060 g/kWh des centrales au charbon (source : ADEME, Base Carbone).

(5) On peut citer, par exemple, le rapport rendu public, le 27 mai 2014, sur le coût de production de l'électricité nucléaire, rapport commandé par la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les coûts de la filière nucléaire.

L'industrie française du nucléaire est reconnue mondialement comme une filière d'excellence. Mais elle a connu des déboires ces dernières années, liés au fait que la dernière mise en service en France d'une centrale nucléaire de production d'électricité remonte à dix-sept ans (Civaux, 2002). Augustin Bourguignat, au nom de la CFDT, veut croire que « ces épreuves ont *in fine* renforcé la résilience de la filière, l'ont rendue plus mature et, au final, plus apte à affronter les nombreux défis futurs ».

En ce qui concerne le « nouveau nucléaire », on l'associe souvent au modèle envisagé du réacteur EPR 2 ; au cours de l'automne 2019, la presse a fait état de la mise à l'étude d'une « feuille de route » pour la construction future par EDF de trois paires de ce type de réacteurs. La question du chantier de l'EPR « Flamanville 3 » vient forcément à l'esprit : comment EDF se retrouve-t-elle dans la situation actuelle, où s'accumulent les retards, les non conformités et surcoûts successifs, alors qu'elle avait su mettre en service en un temps record cinquante-huit réacteurs répondant aux besoins, trente à quarante ans plus tôt ? La conception du réacteur ne semble pas en cause, puisque deux de ces réacteurs ont été mis en service en Chine, avec succès. Le rapport de Jean-Martin Folz sur la construction de l'EPR de Flamanville, publié en octobre 2019, n'a pas pu être pris en compte dans ce numéro du fait des contraintes d'édition, mais l'article de Xavier Ursat tire d'importantes leçons de ce cas d'école.

Il est compréhensible qu'un réacteur « tête de série » connaisse des retards de construction. Il avait fallu un peu plus de quinze ans pour construire à Chooz (département des Ardennes) les deux premiers réacteurs de type « N4 » mis en service en 2000. Ce délai n'avait d'ailleurs guère suscité de polémique à l'époque, peut-être parce qu'il n'y avait aucune urgence. Pour Flamanville 3, dont la construction a débuté en 2007, une urgence apparaît avec la lutte contre le changement climatique qui nécessite de déployer des technologies « bas carbone » (éolien, photovoltaïque, nucléaire, hydraulique, biomasse, etc.) et de réduire les consommations d'énergies fossiles, notamment à travers la fermeture des centrales au charbon. En même temps, la vitrine du nucléaire pour l'exportation repose en partie sur cette centrale d'un nouveau type. Les enjeux économiques et financiers sont colossaux et l'on imagine bien que la concurrence, les *lobbies*, voire les « adversaires »⁽⁶⁾ de chaque camp vont faire preuve d'un activisme débridé, de sorte que le citoyen va encore avoir beaucoup de mal à s'y retrouver.

D'autres grands projets ont connu ou connaissent des déboires en termes de dépassement de délais et de coûts, sans que cela ne suscite de passions aussi vives que pour Flamanville 3 : peuvent être cités le tunnel sous la Manche, la gare centrale de Stuttgart (depuis 2005) ou l'aéroport de Berlin-Schönefeld (depuis 1996). Le nucléaire n'est décidément pas une industrie comme les autres.

Le défi que pose Flamanville 3 vient justement du fait qu'il présente des caractéristiques à la fois des têtes de série et des prototypes, comme la forte puissance (1 600 MW) ou la protection contre des agressions extérieures extrêmes. Si l'on y ajoute l'absence de construction pendant plus de vingt ans et les difficultés de l'industrie française en général qui mettent en péril un écosystème de sous-traitants *high tech* à haut niveau de compétences et d'assurance qualité (soudures, chaudronnerie, etc.), ainsi que le manque de visibilité sur de futures constructions, on peut comprendre aisément en quoi ce défi était redoutable.

Avant d'achever cette introduction, je tiens à remercier chaleureusement les auteurs qui ont accepté de s'investir malgré la sensibilité du sujet. Je souhaite que ce numéro des *Annales des Mines* puisse répondre à l'ambition placée en lui, grâce à la mise à disposition d'une somme d'informations technico-économiques émanant des meilleurs experts et de points de vue contrastés en provenance de nombreuses parties prenantes. Certains de ces points de vue s'opposent fortement, mais chacun de nous pourra se forger sa propre opinion en toute quiétude sur un sujet où l'expression est d'habitude cacophonique.

(6) Selon une expression utilisée par le président de l'ADEME : « On a été attentifs aux arguments de nos adversaires » (*L'Usine nouvelle*, 11 décembre 2018).

Évolution du cadre d'activité de la filière de l'électronucléaire au niveau mondial : de 1950 à aujourd'hui

Par Marc DEFFRENNES

Analyste principal en énergie nucléaire – Division de l'économie et du développement des technologies nucléaires, Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)

et Daniel IRACANE

Directeur général adjoint et directeur des Affaires nucléaires, Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN)

L'énergie nucléaire de fission est utilisée à des fins civiles, essentiellement pour la production d'électricité, et ce depuis plus de cinquante ans. Après une première phase de construction de prototypes et de démonstrateurs basés sur une grande diversité de combustibles, caloporteurs et modérateurs, le choix s'est porté essentiellement sur la filière à eau légère, qui constitue aujourd'hui la grande majorité du parc des quatre cent cinquante réacteurs en fonctionnement dans le monde, lesquels produisent 10 % de l'électricité. Dans les pays de l'OCDE utilisant la technologie nucléaire, on constate un ralentissement significatif du nombre des constructions nouvelles, lequel résulte des conséquences combinées de l'impact des trois accidents nucléaires majeurs sur les opinions publiques, de la libéralisation du marché de l'électricité et du développement privilégié des énergies renouvelables intermittentes. La Chine est dans une phase de rattrapage rapide et elle devient aujourd'hui un fournisseur de technologie nucléaire. Un certain nombre de nouveaux pays montrent leur intérêt pour la filière nucléaire, voire même ont engagé la phase de construction de leurs premières centrales. Le monde d'aujourd'hui est bien différent de ce qu'il était il y a encore vingt ans. Notamment, le changement climatique impose son urgence, telle une épée de Damoclès. Dans le même temps, les pays pionniers dans le développement scientifique et industriel de la technologie nucléaire civile, en dehors de la Russie, voient leur capacité d'innovation et leur *leadership* technique s'éroder dans le domaine du nucléaire.

Dans ce contexte, il est utile de revisiter brièvement l'histoire nucléaire des cinquante dernières années afin d'en tirer des enseignements qui pourront éclairer les décideurs politiques auxquels revient la responsabilité du choix d'un mix énergétique durable, c'est-à-dire propre, économique et fiable.

Introduction

Dans cet article, nous présentons un bref rappel historique des développements scientifiques, technologiques et industriels qui ont conduit à un parc installé de près de quatre cent cinquante centrales électronucléaires en fonctionnement aujourd'hui dans le monde et à environ soixante unités en construction.

Cela est à la fois peu et beaucoup. C'est peu par rapport aux ambitions de départ, puisque le nucléaire ne génère aujourd'hui qu'environ 10 % de l'électricité consommée dans le monde. C'est beaucoup pour les pays qui ont largement misé sur le nucléaire, la France étant la première dans le rang, car cela permet à ces pays d'améliorer leur bilan en termes de coût de production de l'électricité et

d'émission de carbone par kWh. La France atteint ainsi pour sa production électrique l'objectif imposé par l'Accord de Paris (50 gCO₂/kWh) alors que la moyenne dans les pays OCDE se situe à 430 gCO₂/kWh⁽¹⁾.

Et au-delà des centrales électronucléaires, c'est bien sûr tout le cycle du combustible qui doit être considéré pour

(1) Les statistiques disponibles sur le site de l'OCDE ("Compare your country", <http://www.compareyourcountry.org/climate-policies?cr=oced&lg=en&page=2&visited=1>) permettent d'opérer une comparaison pays par pays. Elles montrent qu'un petit nombre de pays sont déjà en conformité avec l'objectif de l'Accord de Paris dans le domaine de la génération de l'électricité, essentiellement la Suisse, la Suède et la Norvège, grâce à l'hydraulique, et la France, grâce à l'énergie nucléaire.

avoir une vision exhaustive de la filière électronucléaire, avec sa gestion intégrée de l'amont vers l'aval.

Ces développements scientifiques, technologiques et industriels doivent être mis en perspective et compris à l'aune des cadres politiques, économiques, environnementaux et sociétaux qui ont fortement évolué au cours des sept décennies qui se sont écoulées.

L'analyse du passé permet de tirer quelques conclusions qui soutiendront utilement notre réflexion sur ce que pourrait être le rôle de la technologie nucléaire dans les années et décennies à venir, dans un monde en évolution rapide et complexe.

Des origines à 1980 : de la science au déploiement industriel

Sans retourner bien loin dans le passé, on peut rappeler que les avancées scientifiques à la base de ce qu'est aujourd'hui l'électronucléaire, ne remontent qu'à un peu plus de quatre-vingts ans. En effet, c'est en 1932 que fut découvert le neutron, la brique indispensable à la fission, qui elle-même fut découverte en 1938, par hasard, lors de manipulations visant à créer des transuraniens.

On connaît la suite : l'engagement du projet Manhattan dans le contexte de la Seconde Guerre mondiale qui a mobilisé des moyens importants sur les technologies nucléaires. Comme pour bien d'autres avancées technologiques, le développement des applications civiles nucléaires doit beaucoup à cette période de conflit mondial. Ainsi, le programme Manhattan avait investigué diverses options de cycle de combustible : l'enrichissement de l'uranium et son retraitement pour en extraire le plutonium, technologies qui seront plus tard au cœur des stratégies nationales.

La crainte d'une prolifération des armements nucléaires a été aussi un facteur décisif dans le lancement en 1953 du programme Atoms for Peace par le président Eisenhower, et la création de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) en 1957, sous l'égide des Nations Unies. Ce programme prend de l'ampleur avec la signature du Traité de Non-Prolifération (TNP) en 1968 (il faudra attendre 1974 pour sa mise en œuvre) concrétisant, entre autres, l'engagement des pays disposant des technologies nucléaires civiles à aider les pays souhaitant bénéficier de ces mêmes technologies.

La période couvrant la fin des années 1950 et les années 1960 fut dès lors florissante en coopérations entre les pays, en particulier en Europe, et fructueuse sur le plan de l'exploration technologique.

En 1955, 1958 et 1964, trois grandes Conférences internationales sur l'utilisation de l'énergie nucléaire à des fins civiles furent organisées à Genève, sous l'égide des Nations Unies et de l'AIEA, permettant ainsi à un grand nombre de scientifiques d'échanger des informations sur leurs programmes respectifs de recherche et développement. Elles ont permis de dresser un état des lieux assez clair de ce qu'était l'état de l'art à cette époque et de ce que l'on pouvait en espérer.

1957 a été l'année de la signature du traité Euratom par les six membres fondateurs de l'Union européenne, conjointement à la création de la Communauté économique européenne. L'Europe avait une vision pour rebâtir son économie. Pour cela, elle avait besoin d'énergie : après la CECA (la Communauté européenne du charbon et de l'acier créée en 1951), le nucléaire fut choisi comme son projet phare, méritant un traité promotionnel spécifique couvrant tout le champ d'activité : de la recherche à l'investissement, en passant par la radioprotection, le contrôle de sécurité et l'approvisionnement en combustible.

En 1958, le Conseil de l'Organisation européenne de coopération économique (OECE), qui avait été mis en place en 1948 pour gérer le Plan Marshall, créa l'Agence européenne pour l'énergie nucléaire (AEEN). Elle deviendra plus tard, avec l'extension de son champ géographique, l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation pour la coopération et le développement économique (OCDE).

Cette dynamique de création de cadres multinationaux reflétait la volonté partagée des pays d'accélérer la maturation technologique dans le domaine nucléaire à des fins civiles.

Les années 1960 ont ensuite vu un foisonnement de programmes nationaux visant à construire des prototypes de réacteurs électrogènes qui, pour la plupart, étaient contraints par l'accès à la technologie du cycle du combustible. En particulier, les pays ne disposant pas de la capacité d'enrichissement devaient se rabattre, pour se doter de réacteurs à neutrons lents, sur un couple modérateur/caloporteur plus efficace que l'eau légère. Cette dernière prédominera essentiellement aux États-Unis comme résultante du programme de développement des moteurs de sous-marins. Le couple graphite/gaz sera choisi en France (UNGG) comme en Grande-Bretagne (Magnox, puis AGR), et l'eau lourde au Canada (CANDU). Les Russes, quant à eux, ont développé un réacteur graphite/eau légère (RBMK), avant de se tourner, à leur tour, un peu plus tard, vers une modération et un refroidissement à l'eau légère (VVER).

Par ailleurs, quelques pays disposant de la technologie du retraitement (par exemple, les États-Unis et la Russie) permettant l'extraction de plutonium développaient également des prototypes de réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium ou au plomb.

Et au-delà des technologies à eau utilisées par les « grandes filières » nucléaires naissantes, de nombreux prototypes de réacteurs ont été développés et construits durant cette décennie : en particulier, des réacteurs à haute température graphite/hélium (par exemple, le projet coopératif OECE Dragon au Royaume-Uni et le projet AVR en Allemagne), et des réacteurs à sels fondus (aux États-Unis, notamment). Ces prototypes sont à la base des réacteurs à haute température (HTR) aujourd'hui en construction en Chine.

On peut dire que pratiquement tous les types possibles de réacteurs, en termes de combinaison combustible/modérateur/caloporteur, ont été développés et pour la plupart

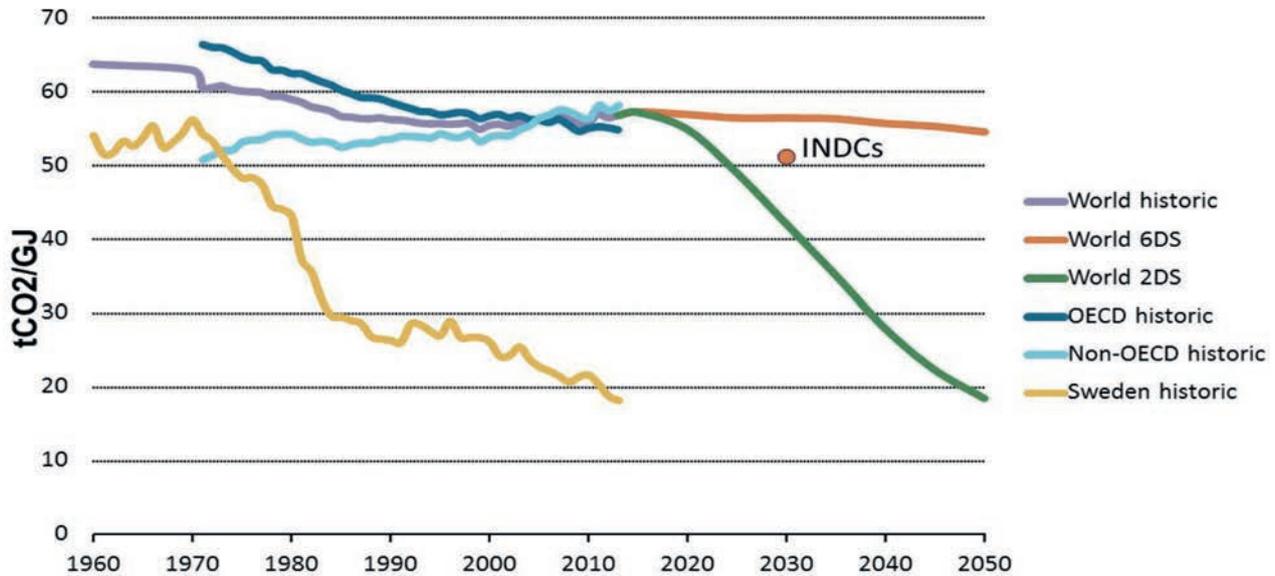


Figure 2 : Émission de CO₂ par unité produite : évolution historique et tendances futures en fonction de scénarios AIE d'évolution de la température (2°C et 6°C en 2100) (source : Agence internationale de l'énergie (IEA), *Energy Technology Perspective 2016*).

NB : Le point INDCs montre où devrait se situer le monde en 2030 si tous les pays respectent leurs engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris (COP21).

variables associées à des technologies fossiles n'atteignent pas du tout ce niveau de performance ; ce qui pose la question stratégique de la fixation de la part optimale des technologies bas carbone dans le mix électrique.

Puis vint 1979 et l'accident de Three Miles Island, qui, s'il n'a pas eu de conséquences en termes de rejets radiologiques, a provoqué une onde de choc dont les conséquences se font encore ressentir aujourd'hui. Certaines sont positives, telles que le renforcement de la gestion de crise à travers la mise en place de procédures d'urgence précises pour venir en aide à l'opérateur, et la priorité donnée à la sûreté nucléaire dans son ensemble et son contrôle par une autorité indépendante de l'exploitant. D'autres sont négatives, en particulier la dégradation durable de l'image du nucléaire dans l'opinion publique et l'impact sur les décideurs politiques à un moment où ils doivent faire des choix délicats de politique énergétique.

De 1980 à 2000 : le temps des hésitations et la transition vers une économie de marché de l'électricité

La décennie 1980 et le début de la suivante ont donc vu essentiellement la finalisation de la construction des centrales déjà commandées, de telle manière que la plupart des tranches en exploitation aujourd'hui, dans le monde occidental et en Russie, ont été construites entre 1970 et 1990, et sont donc aujourd'hui proches de la durée de vie initialement prévue lors de leur conception (quarante ans pour les premières). Il y eut assez peu de décisions visant à la construction de nouvelles centrales dans ces pays au cours de cette période.

En revanche, les programmes nucléaires du Japon et de la Corée ont été véritablement lancés durant cette période, pour se poursuivre au-delà de l'an 2000. À cette date, la Chine a commencé à acheter un grand nombre de mo-

dèles de réacteurs dans la plupart des pays fournisseurs de la technologie, afin de rapidement développer son propre parc et acquérir la compétence.

Une évolution importante qui intervient durant cette période et aura un grand impact sur le futur de l'électro-nucléaire et de son industrie est la libéralisation du marché de l'électricité. C'est durant la décennie 1990 que cette transformation fut engagée, essentiellement aux États-Unis et dans l'Union européenne sous l'impulsion de la Grande-Bretagne, sans que, du fait de la complexité du processus, toutes les conséquences aient pu être évaluées. Cette transformation est toujours en cours, trente ans après son lancement. Elle s'est traduite durant cette période par une succession de mesures visant à la libéralisation du marché, et de contre-mesures visant à compenser les effets pervers qui n'avaient pas été anticipés, rendant le tout éminemment complexe, en particulier dans l'Union européenne, où la politique énergétique reste une prérogative nationale des États membres, alors que les réseaux électriques sont de plus en plus interconnectés. Une conséquence majeure de cette évolution vers un système complexe, et donc plus incertain, est la grande difficulté de la prise des décisions relatives à des investissements lourds et intensifs en capital ; cela pénalise structurellement les technologies bas carbone, le nucléaire bien sûr, mais aussi les énergies renouvelables (hors régime de subventions).

Le Japon et la Corée se sont eux aussi lancés dans ce processus de libéralisation de l'électricité, mais plus récemment. En Russie et en Chine, en revanche, les décisions d'investissement dans l'électro-nucléaire continuent d'être prises essentiellement au niveau de l'État ou dans un cadre piloté par l'État.

Il faut bien sûr mentionner ici la catastrophe de Tchernobyl survenue en 1986. Cet accident majeur, qui a affecté

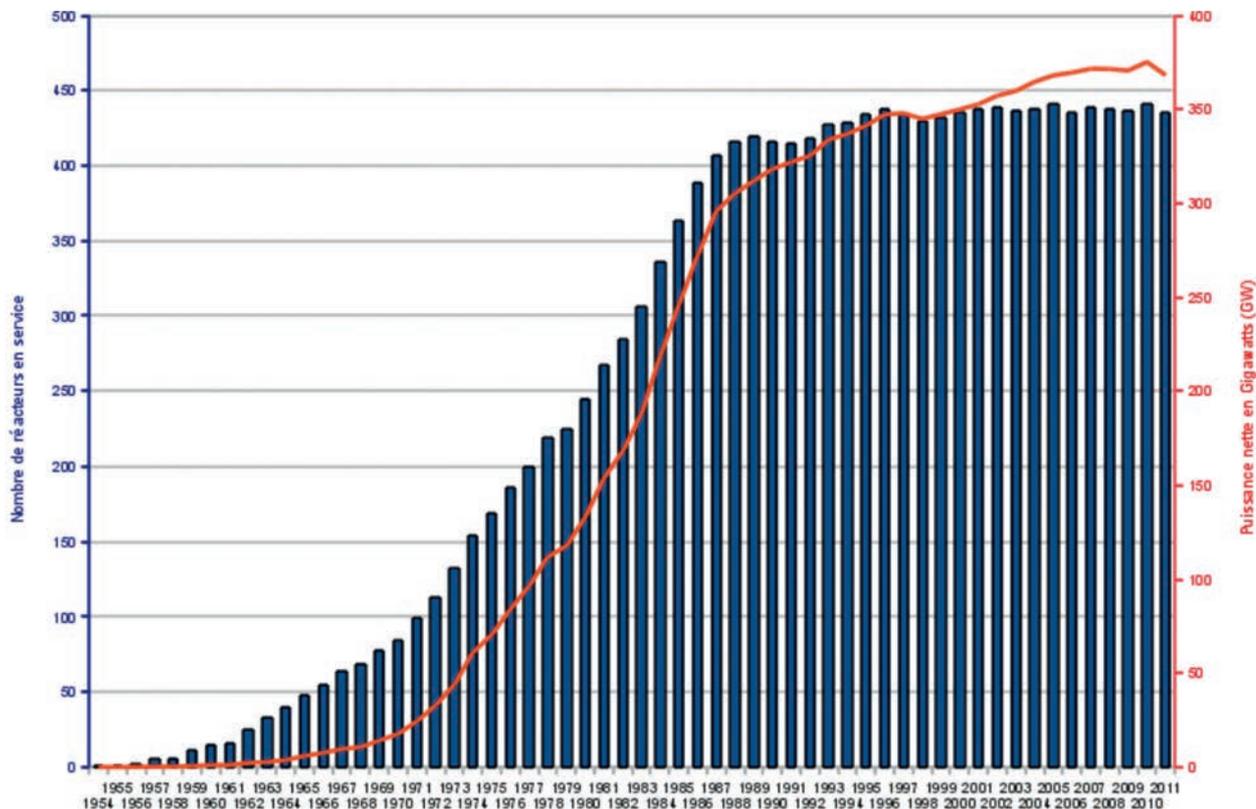


Figure 3 : Nombre et puissance des réacteurs nucléaires en service dans le monde (source : Nuclear Power Reactors in the World (RDS-2), édition 2011, AIEA).

la santé de plusieurs milliers de personnes et a impacté radiologiquement une grande zone géographique, a eu un effet psychologique durable sur l'opinion publique et les décideurs politiques. Même si le contexte de cet accident et la technologie RBMK du réacteur accidenté ne sont en rien extrapolables aux autres réacteurs en fonctionnement, des leçons en ont été tirées en termes d'analyses d'accidents sévères, de leurs conséquences et des mesures supplémentaires à prendre en matière de gestion de crise. La sûreté nucléaire s'est trouvée au centre de toutes les attentions : elle a été érigée en priorité des priorités, conduisant à la conception d'une nouvelle génération de réacteurs renforçant significativement les niveaux de protection (Génération III) et à l'instauration de l'indépendance des autorités de sûreté qui est devenue une exigence ne souffrant aucun compromis. Il n'en reste pas moins qu'aujourd'hui encore l'accident de Tchernobyl est « la référence négative » de l'électronucléaire.

De 2000 à aujourd'hui : un changement de paradigme, avec la nouvelle donne climatique et l'essor des énergies renouvelables

Depuis deux décennies, la problématique du changement climatique a pris de plus en plus d'importance, au point de devenir un enjeu politique central. Il y a aujourd'hui un très large consensus pour reconnaître l'impact anthropologique sur le réchauffement du climat, du fait du rejet massif de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère.

Réduire ces rejets dans tous les domaines de l'activité humaine (énergie, transports, industrie, agriculture...) est au centre des préoccupations. La production d'électricité à partir d'énergies fossiles étant un contributeur non négligeable, l'objectif est de la produire en faisant appel à d'autres moyens, en visant une électricité quasiment totalement décarbonée pour 2050 : l'ambition est énorme.

Le recours aux énergies renouvelables, qui ont pour elles d'être très peu émettrices de carbone, est fortement soutenu par l'opinion publique et les décideurs politiques, ce qui se concrétise en particulier par divers mécanismes de soutien financier à l'investissement et des subventions. Certaines de ces énergies, par ailleurs diffuses, présentent des caractéristiques de décentralisation, de variabilité et d'intermittence qui exigent une adaptation globale de tout le système électrique, impactant aussi les autres formes de production, dont l'électronucléaire, qui est lui aussi non émetteur de carbone.

Cela, combiné simultanément à la transition vers un marché libéralisé de l'électricité, rend les mécanismes décisionnels de choix et d'investissements encore plus complexes, à la fois pour les autorités responsables et pour les industriels.

Les premières années post-2000 ont vu poindre un nouvel engouement en faveur du recours au nucléaire civil, souvent qualifié de « renaissance nucléaire ». Cela est relativement vrai pour les pays occidentaux, dans lesquels quelques projets de construction de centrales de

nouvelle génération (dites de génération III) ont été planifiées et mis en chantier. C'est surtout le cas de la Russie et de la Chine qui, chacune suivant ses méthodes et à son rythme, se sont engagées dans la planification et la réalisation de programmes nationaux de grande ampleur. Cela concerne aussi un ensemble non négligeable de nouveaux pays souhaitant s'engager dans un programme électronucléaire ; on citera notamment les Émirats arabes unis qui construisent la centrale nucléaire de Barakah dotée de quatre réacteurs, dont le premier entrera en service début 2020. Durant cette période, les perspectives d'une augmentation globale du parc nucléaire mondial étaient optimistes : doublement à triplement d'ici à vingt ans. On signalera que cette période fut propice, dans le cadre de l'Union européenne, à l'établissement d'un cadre réglementaire de sûreté nucléaire contraignant à travers la directive Sûreté de 2009 et la directive Déchets de 2011, toutes deux contribuant à établir une base commune favorable à une approche moins controversée de l'électronucléaire entre les États membres.

Il faut aussi mentionner le lancement en 2001 du Generation IV International Forum (GIF), qui rassemble une dizaine de pays (dont les États-Unis, le Canada, la France, le Japon, la Russie, la Chine et la Corée) ayant pour objectif de mutualiser la recherche nucléaire dans les réacteurs avancés du futur.

L'année 2011 a vu l'accident de Fukushima, premier accident nucléaire majeur causé par un événement externe et qui impacta quatre tranches nucléaires d'un coup. Cela entraîna une nouvelle onde de choc qui se traduit dans des décisions très diversifiées dans différentes parties du monde. Au Japon, d'abord et avant tout, où même si l'on ne déplore pas de victimes directes des radiations, l'évacuation massive de populations locales a engendré un traumatisme conséquent et a eu un impact économique important. En Europe, on retiendra le cas symptomatique de l'Allemagne qui a réagi très rapidement en revenant sur sa décision d'extension de la vie de ses tranches au profit d'un arrêt immédiat de la moitié de ses centrales, et de l'autre moitié en 2022. L'Union européenne, quant à elle, lança un processus de *stress tests* de toutes les centrales, visant à évaluer, sous forme de revue par les pairs, le risque lié à des accidents externes non pris en compte jusqu'alors dans les analyses de conception. Cela entraîna aussi une révision de la directive Sûreté nucléaire (2014). Sur le plan technique, les enseignements tirés de cet accident conduisirent une nouvelle fois à l'adoption partout de systèmes et de mesures de sûreté supplémentaires ayant pour objectif de se prémunir contre les effets d'événements externes majeurs.

Au-delà des grandes tendances mondiales, il existe bien sûr des dynamiques locales diversifiées. Ainsi :

- Durant la dernière décennie, aux États-Unis, le développement massif du gaz de schiste à des coûts défiant toute concurrence a fragilisé l'économie des centrales nucléaires, dont certaines ont été mises à l'arrêt avant leur fin de vie technique.
- La Russie s'est engagée dans un processus très actif

de coopération pour permettre le développement du nucléaire dans un certain nombre de pays nouvellement intéressés par cette technologie.

- La Chine, après deux décennies pendant lesquelles elle a importé un ensemble diversifié de technologies, a aujourd'hui développé son propre programme national avec des modèles domestiques, devenant ainsi un fournisseur de technologie.
- Récemment un changement politique majeur est intervenu en Corée du Sud dans le domaine nucléaire : ainsi, malgré un succès notoire à l'export avec un contrat de 20 milliards de dollars lié au programme émirati, ce pays s'est engagé à terme vers une sortie possible du nucléaire.
- Au Japon, la moitié des cinquante centrales en fonctionnement avant Fukushima ne redémarreront pas, et les autres le seront, mais à un rythme très lent.
- En Europe, l'Allemagne poursuit sa sortie du nucléaire qui sera effective en 2022. Mais le recours aux énergies renouvelables intermittentes complétées par plus de fossiles en remplacement du nucléaire ne va pas lui permettre d'atteindre les objectifs de décarbonisation annoncés.
- La France est engagée dans une transition énergétique visant à terme la réduction à 50 % de l'électricité générée par le nucléaire (contre 75 % depuis trente ans).
- Le Royaume-Uni a depuis une dizaine d'années adopté une approche pragmatique et positive du rôle du nucléaire comme contributeur à la décarbonisation, générant le besoin de construire un nouveau parc en remplacement des anciens réacteurs gaz-graphite domestiques en fin de vie.
- Les pays d'Europe centrale ont, eux aussi, une vision positive du rôle du nucléaire et une volonté affichée de construire de nouvelles centrales.

Aujourd'hui, la construction de nouvelles centrales de génération III apparaît diversement problématique dans nombre de pays. En particulier, dans le monde occidental, où la combinaison des effets de la libéralisation du marché et d'une certaine perte d'expertise dans le tissu industriel⁽²⁾ entraîne des augmentations importantes des coûts et des délais, ce qui rend les investisseurs plus que frileux.

Enfin, la coopération internationale multilatérale dans la recherche sur les réacteurs du futur, génération IV ou Small Medium Reactors (SMRs), semble aussi ralentir, probablement en écho à un marché futur dont il est bien difficile d'anticiper l'ampleur et la dynamique.

Perspectives pour l'avenir : le nucléaire est-il durable ?

On se trouve donc aujourd'hui à la croisée des chemins en ce qui concerne le futur du nucléaire. L'analyse histo-

(2) Cette perte d'expertise résulte de l'absence de programme de construction en Occident pendant une longue période. Dans le même temps, le dynamisme du programme chinois a produit un système industriel performant qui a pu démarrer dans les délais les technologies AP1000 et EPR conçues en Occident.

rique présentée ci-dessus, en associant l'évolution de la technologie à un ensemble de facteurs et d'événements environnants qui ont pris diverses formes dans différentes parties du monde en fonction du temps, ouvre un champ d'opportunités que les acteurs du nucléaire (autorités politiques et industriels, en particulier) pourront ou non saisir.

Dans chaque pays, les choix seront pilotés par une politique énergétique devant définir un point d'équilibre entre les trois piliers suivants : le respect de l'environnement, le coût pour les consommateurs industriels et privés, et la sécurité d'approvisionnement. Ces trois piliers constituent les éléments de la durabilité du mix énergétique, au sens où le rapport Brundtland (1987) l'a définie : un mix qui soit au bénéfice de la société d'aujourd'hui sans préjudice pour la société de demain. Ces trois piliers interagissent bien sûr les uns avec les autres, et, à ce jour, il n'existe pas de source d'énergie magique unique, optimale au regard de ces trois piliers. Il n'y a pas aujourd'hui de *silver bullet*.

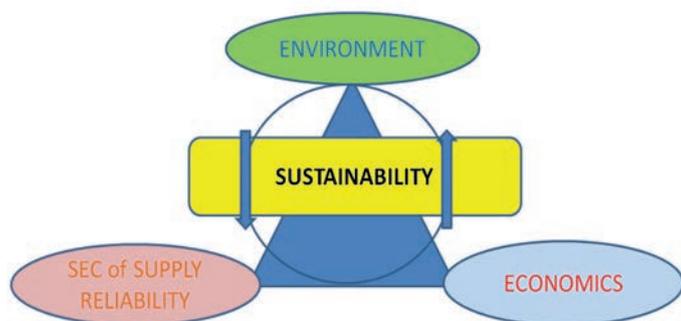


Figure 4 : Les trois piliers de l'*energy sustainability* (source : Mission, weCARE).

Dès lors, puisque le changement climatique est un défi majeur et une priorité politique affirmée haut et fort, et que le nucléaire est la seule source de production massive d'électricité à très bas carbone disponible à tout moment

et modulable, il semble évident qu'il faut garder l'option ouverte.

La plupart des pays occidentaux ayant des centrales nucléaires envisagent des programmes d'extension de la vie de celles-ci, permettant ainsi, après approbation par les autorités de sûreté, de fournir une électricité décarbonée pour une vingtaine d'années, *a minima*, au-delà de la durée de vie prévue lors de leur conception. Pour les pays souhaitant préserver leur capacité de choix futurs, cela permet de créer les conditions favorables à la construction de nouvelles centrales et de développer l'innovation nécessaire pour assurer la sûreté et l'efficacité économique des technologies nucléaires.

Le rôle des États dans la mise en place de conditions favorables au développement des énergies bas carbone est essentiel comme le démontrent amplement la Chine et la Russie en matière de nucléaire. Cela peut concerner des domaines aussi variés que la disponibilité des compétences et des infrastructures de recherche, des standards et des processus de sûreté adaptés aux technologies nouvelles, une ingénierie financière optimisée pour les investissements capitalistes liés sans exclusive à toutes les énergies bas carbone, une évolution du marché de l'électricité valorisant la performance carbone et la sécurité d'approvisionnement, etc.

Dans le domaine du nucléaire, les processus d'innovation menant de la recherche au marché ralentissent significativement dans de nombreux pays de l'OCDE. Or, la disponibilité de technologies adaptées aux besoins et susceptibles de faire l'objet de décisions de déploiement dans le cadre de futures politiques énergétiques exige de réaliser dès aujourd'hui des investissements significatifs. Une part de la solution peut résider dans un accroissement de la coopération multinationale qui seule permet de mutualiser les ressources et les intelligences pour arriver à faire mûrir les technologies les plus prometteuses, qui soient à la fois plus respectueuses de l'environnement et plus efficaces économiquement.

Mais, en définitive, c'est aux politiques de le vouloir.

Quelle place pour le nucléaire dans des marchés électriques libéralisés ?

Par Patrice GEOFFRON

Université Paris-Dauphine, Université Psl
Leda-Cgemp, Umr Cnrs-Ird

Le cycle initial d'investissement dans le nucléaire civil a été amorcé dans les années 1970, en amont du mouvement de libéralisation des marchés de l'électricité qui s'est diffusé dans l'OCDE. Désormais, le nucléaire est à la fois en concurrence – selon les environnements – avec des énergies renouvelables « fatales » qui tirent les prix vers le bas (en Europe) et/ou des filières thermiques (aux États-Unis). Cette configuration pourrait raccourcir la durée de vie de centrales déployées au XX^e siècle et crée une incertitude sur le modèle de financement de projets de futures centrales (supposant l'octroi des garanties « hors marché », comme en a bénéficié le projet britannique d'Hinkley Point). Ces observations procèdent certes du jeu du marché entre les filières de production selon leurs « mérites » (c'est-à-dire leur coût marginal), mais également d'une valorisation imparfaite de la contribution au système électrique de chacune d'entre elles : fourniture de capacité et de services système et, surtout, empreinte carbone.

Introduction : l'érosion de la part du nucléaire dans le mix mondial s'explique-t-elle par la libéralisation des marchés électriques ?

À la fin de la décennie 2010, l'énergie nucléaire représente environ 10 % de la production mondiale d'électricité, proportion à comparer avec près de 20 % au milieu des années 1990 (NEA, 2018). De nombreux facteurs et événements liés aux technologies de production sont susceptibles d'éclairer ces évolutions :

- l'accident de Fukushima Daiichi au Japon a interrompu les perspectives de « nouveau » du nucléaire et contribué à rehausser les exigences de sûreté (et donc les coûts) ;
- l'émergence de nouvelles filières électriques décarbonées (éolien et photovoltaïque, tout particulièrement) et l'expansion du gaz naturel (notamment aux États-Unis) ont diversifié les sources au service de la transition énergétique (avec plus ou moins de mérites selon la variabilité et l'empreinte carbone de l'électricité produite) ;
- tandis que la dynamique de la demande dans les pays émergents d'Asie a été largement alimentée par le charbon...

Surtout, cette érosion de la part du nucléaire dans le mix mondial s'est opérée au sein d'un mouvement assez général, dans les pays industrialisés, de libéralisation des marchés électriques, ouvrant sur une concurrence plus vive entre les filières ainsi que sur l'amorce du cycle initial d'investissement dans le courant des années 1970.

Il importe donc de comprendre comment le nucléaire, caractérisé par de forts coûts en capital, des durées de construction longues et l'impératif de facteurs de charge élevés, s'insère dans les marchés électriques libéralisés. Ce questionnement est d'importance, car, comme le rappelaient récemment à la fois l'IPCC (2018) et l'IEA (2019), l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris suppose la mobilisation de toutes les filières décarbonées, nucléaire compris.

Dans la suite de cet article, nous présenterons tout d'abord la rupture qu'a constituée la libéralisation pour une filière nucléaire initialement développée « hors marché ». Puis nous illustrerons les différents effets induits par les transformations de « l'ordre des mérites » entre filières de production. Nous discuterons ensuite de la possibilité d'usages plus modulaires du nucléaire dans le contexte d'une montée en puissance des énergies renouvelables variables. Et nous concluons en nous interrogeant sur la nécessité de placer « hors marché » les nouveaux projets nucléaires pour en permettre le développement, tout en assurant une maîtrise des risques financiers afférents à des projets lourds en termes de capitaux investis.

Aux origines : le nucléaire civil comme produit dérivé du militaire, déployé hors marché

S'interroger sur la place du nucléaire dans des marchés électriques libéralisés implique de remonter aux origines du nucléaire civil, dans les années 1970. Comme l'évoquait déjà un lointain rapport de la NEA (2000), la libéra-

lisation des marchés de l'électricité dans les années 1990 a alors introduit une rupture : auparavant, l'électricité était traditionnellement produite sous contrôle de monopoles bénéficiant d'une protection d'État et selon une logique de prix réglementés. Cette empreinte publique sur la sphère électrique vaut tout particulièrement pour les centrales nucléaires dont le développement est venu prolonger des recherches et des investissements spécifiques au domaine militaire : le procédé PWR (Pressurized Water Reactor) est la version civile du réacteur de Westinghouse dédié à la propulsion nucléaire des sous-marins américains, et constitue aujourd'hui la technologie la plus répandue au monde ; il en est de même pour son concurrent, le BWR (Boiling Water Reactor) de General Electric. Et ces observations valent également pour l'Union soviétique (Debiez *et al.*, 2011). La montée en puissance de l'électronucléaire dans les pays industrialisés, dans le contexte des chocs pétroliers des années 1970, aura conforté ce modèle de développement du nucléaire civil « hors marché », en réponse à des préoccupations de sécurité d'approvisionnement.

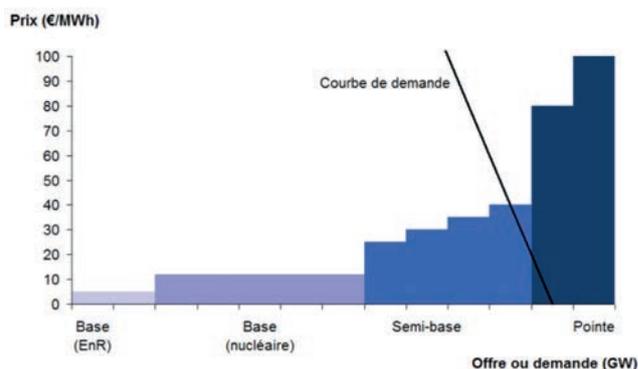
La vague de déréglementation, au sein de l'OCDE, dans les années 1990⁽¹⁾, aura modifié la donne : sur un marché concurrentiel, les producteurs d'électricité tendent à privilégier des solutions présentant des risques techniques, économiques et politiques évaluables. En outre, le calcul économique s'y avère plus complexe, car il devient beaucoup plus difficile de prévoir les prix de l'électricité sur longues périodes. Ces évolutions se traduisent par un renchérissement très sensible du coût du capital : pour illustration, le passage d'un coût du capital de 5 % (sous protection publique) à 10 % (en régime de marché) augmente le coût de production électrique de 70 % (de 65 \$/MWh à 110 \$/MWh) (NEA, 2015 ; Finon, 2019).

Pour les centrales nucléaires issues du cycle d'investissement des années 1970, l'amortissement est souvent très avancé : il n'en reste pas moins, comme observé aux États-Unis, que les pressions concurrentielles exercées par le gaz naturel et les renouvelables conduisent à la sortie prématurée du marché de certaines centrales, faute d'une bonne valorisation de leurs qualités en termes d'émissions de CO₂ (Haratyk, 2017 ; Jenkins, 2018). Et le financement de nouveaux projets s'avère plus complexe, puisqu'il suppose des garanties offertes « hors marché » (ou des mises à l'abri des fluctuations de prix), comme dans le cas du projet britannique d'Hinkley Point (Daniel et Daniel, 2019).

Le nucléaire face à « l'effet d'ordre des mérites » des marchés électriques

Sur un marché électrique, le prix est déterminé au point de rencontre de la courbe de demande et d'une courbe d'offre construite selon l'empilement des moyens de pro-

duction en fonction de leur « ordre de mérite » (c'est-à-dire de leur coût marginal). Usuellement, la filière nucléaire, dont le coût marginal de production est faible, est compétitive pour un fonctionnement en « base ». Toutefois, les énergies renouvelables dites « fatales » (solaire, éolien et hydraulique au fil de l'eau), dont les coûts marginaux sont nuls, fonctionnent également en base (dès lors que les prix de marché de l'électricité sont positifs). Par ailleurs, les centrales thermiques (gaz, charbon, fioul), dont le coût marginal fluctue en fonction du prix du combustible utilisé, ont pour rôle d'ajuster la production à la demande par un fonctionnement en semi-base ou en pointe.



Graphique 1 : Représentation schématique de « l'ordre des mérites » sur un marché électrique (source : DGEC).

Schématiquement, sur un marché libéralisé, le nucléaire peut donc se trouver, selon les configurations nationales (ou d'espaces interconnectés plus larges) sous la pression des renouvelables (dont le décollage est opéré, assez largement, hors marché) et/ou des centrales thermiques (au gré de la fluctuation des prix des fossiles ou de celui du CO₂). Europe et États-Unis ont expérimenté ces pressions, selon différents scénarios.

En Europe, la pénétration à grande échelle des renouvelables a mis sous pression à la fois les moyens de production nucléaires et ceux thermiques. Les producteurs d'énergies renouvelables ayant bénéficié de subventions et d'obligations d'achat, la couverture de leurs coûts fixes n'a pas requis des prix élevés. Une pénétration importante des renouvelables dans le mix électrique européen a provoqué un « effet d'ordre des mérites », en faisant chuter les prix de gros (jusqu'à des épisodes de prix négatifs) au milieu de la décennie 2010. Même si les prix sont remontés depuis, la question posée est celle de la bonne valorisation, en marge du marché électricité, de la « capacité » offerte par les centrales nucléaires et thermiques et qui permet d'assurer la continuité de production lorsque le niveau des filières variables chute. Au-delà, à mesure de la pénétration des énergies renouvelables variables, établir une concurrence sur une base cohérente supposerait d'introduire le coût du stockage dans leur coût marginal ; de même que le coût des émissions de CO₂ doit

(1) Energy Policy Act de 1992 aux États-Unis ; directive 96/92/CE de 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

être comptabilisé dans celui des installations thermiques (Percebois et Pommeret, 2019)⁽²⁾.

Aux États-Unis, la baisse du prix de l'électricité a été principalement provoquée par celle du prix du gaz (suite au boom du schiste à partir de 2008), dans un contexte de stagnation de la demande d'électricité. Selon différents travaux conduits au MIT, cette configuration a déjà contribué au retrait de plusieurs centrales nucléaires avant la fin de leur exploitation autorisée ou de leur durée de vie utile, et fragilise, économiquement, de la moitié à deux tiers du parc américain (Haratyk, 2017 ; Jenkins, 2018). Ces travaux permettent également de calculer à la fois un sursaut des émissions de CO₂ en cas de remplacement du nucléaire par des centrales à gaz (environ 3-4 % dans l'hypothèse d'un retrait de 20 GW de capacité nucléaire) et un surcoût si le remplacement est assuré par des énergies renouvelables (selon un facteur compris entre 2 et 4).

Signalons que l'éviction des centrales nucléaires a, en retour, un effet sur le prix de l'électricité. Comme l'analyse Mari (2014), l'imprévisibilité des prix du gaz naturel et du charbon, ainsi que l'incertitude des politiques environnementales, peuvent influencer sur les coûts de production de l'électricité, avec pour effet d'accroître la volatilité des prix sur le marché correspondant. Dans ce contexte, le nucléaire, en tant qu'actif sans carbone, offre la possibilité de couvrir le risque lié à la volatilité des prix des combustibles fossiles et à celle des crédits carbone. D'autres travaux tendent à montrer que l'incertitude entourant la place qui sera réservée dans le futur à l'énergie nucléaire affecte la capacité d'investissement des fournisseurs, avec un effet à la hausse sur les prix (De Frutos Cachorroa *et al.*, 2019).

La piste d'un usage plus modulaire du parc nucléaire face à un besoin accru de flexibilité

L'ouverture à la concurrence et la transition énergétique conduisent également à imaginer que le nucléaire puisse être utilisé de façon plus modulée, en réponse à un double besoin⁽³⁾ : *primo*, pour concourir aux services systèmes (réglages primaire et secondaire de la fréquence et mécanisme d'ajustement) pour faire face à l'imprévisibilité des écarts entre l'offre et la demande et, *secundo*, pour participer au suivi de charge journalier programmé. Schématiquement, la logique économique est qu'une modulation

(2) La problématique de « l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (ARENH) en France illustre une autre dimension des « aménagements » requis pour organiser la concurrence. Ce dispositif, introduit en 2010, permet aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF, à un tarif réglementé, jusqu'en 2025, et cela dans la limite de 100 TWh annuels (soit environ un quart de la production nucléaire). L'ARENH a été mis en œuvre sous « l'impulsion » de la Commission européenne afin de circonscrire un avantage concurrentiel de l'opérateur historique qui disposerait, sinon, d'un accès exclusif à la « rente nucléaire ». La mise en application de ce dispositif, conçu pour assurer la contestabilité du marché électrique, s'est avérée assez déroutante, la chute des prix de gros sous impulsion des renouvelables (et de la stagnation de la demande) annulant, pendant plusieurs années au milieu de la décennie, toute « rente nucléaire ».

(3) Certains réacteurs nucléaires sont capables d'ajuster jusqu'à 80 % leur puissance, à la hausse ou à la baisse, en trente minutes seulement.

accrue créerait de nouvelles opportunités de revenus (non plus seulement *via* la vente d'une électricité produite en base), et que cette contribution au système est susceptible de prendre plus d'importance au fur et à mesure de la montée en puissance des renouvelables. Mais une telle modulation n'est pas intuitive en raison des coûts fixes massifs des centrales, qui, logiquement, supposent un fonctionnement en continu. En outre, entrent également en ligne de compte des coûts de maintenance spécifiques, ainsi que des investissements additionnels dans les anciennes centrales, notamment pour adapter leur dispositif de contrôle-commande à cet usage plus modulaire.

Le travail de Cany (2017) permet d'éclairer ce débat dans le cas français :

- Au-delà d'une présence de solaire et d'éolien à des taux supérieurs à 30 % de la demande électrique, l'effort de modulation ne peut être soutenu par le seul nucléaire.
- Le développement de l'éolien exige bien moins de besoins de puissance extrêmes que celui du solaire, et est plus compatible avec la capacité de modulation du nucléaire.
- Une telle évolution accroîtrait les coûts de production du nucléaire et n'est envisageable, comparativement à un *back-up* fourni par des centrales à gaz à cycle combiné, qu'avec un prix du CO₂ élevé.
- En cas de débouchés (notamment dans la mobilité), la production d'hydrogène permettrait de générer des synergies entre renouvelables et nucléaire pour valoriser ses surplus de production.

Conclusion : le futur du nucléaire sera-t-il hors marché ?

Ainsi, deux décennies de libéralisation des marchés électriques dans l'OCDE conduisent à questionner les conditions de l'intégration, à l'avenir, de moyens de production, tels que des centrales nucléaires classiques (par opposition à des petits réacteurs modulaires – *small modular reactors* –, dont l'équation économique serait distincte).

Comme l'indique Finon (2019), la question se pose dans des termes différents dans les économies émergentes, dont le secteur électrique est peu libéralisé et dont les risques d'investissement peuvent être reportés sur les consommateurs. Cela a pour conséquence de présenter un coût du capital maîtrisé, inférieur à 5 %. En outre, la dynamique de la demande d'électricité offre un environnement plus favorable à la réalisation de grands projets.

Dans l'OCDE, la place du nucléaire dans un contexte de marchés concurrentiels passe par une valorisation significative des émissions de carbone évitées, sans ambiguïté sur la valeur durablement élevée de ce service rendu à la collectivité. Il s'agira aussi d'appréhender la place du nucléaire dans une dynamique adaptée à la pénétration des renouvelables et au déploiement des marchés des coproduits nucléaires, parmi lesquels l'hydrogène (Cany, 2017 ; Tlili Ben Ghanem, 2019).

Enfin, et surtout, s'impose la nécessité d'offrir des garanties (partiellement) « hors marché » aux porteurs de projets, avec un allègement des risques supportés par des

investisseurs privés. C'est le cas, au Royaume-Uni, du projet Hinkley Point C qui bénéficie d'un complément de rémunération qualifié de *Contract for difference* (et initialement conçu pour financer le développement des énergies renouvelables). Dans ce cadre, et pendant trente-cinq ans, l'électricité produite sera vendue au prix de 92,5 £/MWh, mettant le projet à l'écart des fluctuations du marché. Il ne s'agit pas réellement d'un retour aux origines, en amont de la libéralisation : le tarif garanti est fonction de l'atteinte d'objectifs (notamment le respect de délais) ; et, puisqu'il s'agit de financer, dans ce cas, un des premiers EPR, rien n'indique que des projets futurs, dont les coûts seront mieux connus, ne seront pas soumis à des conditions de financement plus classiques. Notamment si la valorisation des émissions de carbone évitées était mieux établie sur le long terme.

Bibliographie

- CANY C. (2017), « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France », Thèse de doctorat, Université Paris-Saclay.
- DE FRUTOS CACHORROA J., WILLEGHEMS G. & BUYSSÉD J. (2019), "Strategic investment decisions under the nuclear power debate in Belgium", *Resource and Energy Economics* 57.
- DEBEIR J.-C., DELÉAGE J.-P. & HEMERY D. (2011), « Genèse et servitudes du nucléaire », *Écologie & Politique*.
- FINON D. (2019), « Vers un monde neutre en carbone : pourra-t-on se passer du nucléaire ? », *Connaissances de l'Énergie*, octobre.
- GEOFFRON P. (2019), « Vers une société sobre en carbone », Note de la Fondapol.
- HARATYK G. (2017), "Early Nuclear Retirements in Deregulated U.S. Markets", CEEPR WP 2017-009.
- IEA (International Energy Agency) (2019), "Nuclear Power in a Clean Energy System".
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), "Global Warming of 1.5°C".
- JENKINS J. (2018), "What's Killing Nuclear Power in US Electricity Markets?", CEEPR WP 2018-001.
- MARI C. (2014), "Hedging electricity price volatility using nuclear power", *Applied Energy* 113.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2015), "Projected Costs of Generating Electricity", OECD.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2018), "Nuclear Energy Data", OECD.
- PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2019), "Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case", *Energy Policy*, vol. 135.
- SYRI S., KURKI-SUONIO T., SATKA V. & CROSS S. (2013), "Nuclear power at the crossroads of liberalised electricity markets and CO₂ mitigation: Case Finland", *Energy Strategy Reviews* 1.
- TLILI BEN GHANEM O. (2019), "Hydrogen Systems: What Contribution to the Energy System? Findings from multiple modelling approaches", Thèse de doctorat de l'Université Paris-Saclay.

Le rôle du nucléaire dans les scénarios de décarbonation du mix européen à l'horizon 2050 ⁽¹⁾

Par Fabien ROQUES
et Yves LE THIEIS
Compass Lexecon

À la suite de la ratification de l'Accord de Paris, l'Union européenne a réaffirmé sa détermination à décarboner son mix énergétique d'ici à 2050. Différentes études ont montré que cela nécessiterait un rôle croissant de l'électricité dans les usages finaux et une décarbonation du mix de production électrique. Pour quantifier la contribution potentielle du nucléaire à cet objectif de décarbonation, l'étude commandée par Foratom et présentée dans cet article développe trois scénarios contrastés d'évolution de la capacité de production nucléaire européenne permettant d'atteindre les objectifs de décarbonation et les évalue au travers d'une analyse multicritère. L'étude démontre la contribution importante du nucléaire à la transition énergétique, notamment en mettant en lumière les difficultés et surcoûts qui seraient engendrés par un scénario de faible capacité nucléaire, dans lequel la durée de vie des centrales existantes ne serait pas prolongée.

Contexte et objectifs de l'étude : le rôle du nucléaire dans la décarbonation du système électrique européen

À la suite de la ratification de l'Accord de Paris par le Parlement européen le 5 octobre 2016, l'Union européenne a réaffirmé sa détermination à décarboner son mix énergétique, tout en allant au-delà des engagements initiaux visant une réduction de 85 à 90 % des émissions de GES à l'horizon 2050 (Conseil européen, octobre 2009). Le rapport spécial du GIEC publié début octobre 2018 suggère, quant à lui, que les émissions mondiales de GES en 2030 devraient être inférieures de 45 % aux niveaux de 2010 et atteindre le niveau de « zéro émission nette » en 2050.

Plusieurs études prospectives de la Commission européenne ⁽²⁾ et d'autres organisations internationales ⁽³⁾ ont montré que pour s'engager dans une voie de décarbonation aussi ambitieuse, un rôle croissant de l'électricité

serait nécessaire, celle-ci devant passer de 20 % environ de la consommation d'énergie finale européenne en 2015 à plus de 40 % d'ici à 2050. Dans de tels scénarios, la consommation totale d'électricité devrait augmenter de plus de 1 % par an en moyenne en raison de l'électrification des transports, de la production de chaleur et de froid et aux processus industriels, faisant ainsi plus que contrebalancer le gain important d'efficacité énergétique réalisé sur les usages actuels.

La réduction des émissions au travers d'une électrification des usages finaux nécessite en premier lieu de décarboner le mix de production d'électricité. Plusieurs trajectoires et combinaisons d'énergies renouvelables avec du nucléaire sont envisageables. Plus précisément, la vitesse de déclassement ou le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes, ainsi que le nombre des nouvelles centrales auront un impact significatif sur les besoins d'investissement dans les autres technologies décarbonées.

Afin d'alimenter le débat en éléments factuels, Foratom a chargé Compass Lexecon d'analyser la contribution potentielle de la production nucléaire à un système électrique décarboné en fonction de trois scénarios différents :

- L'étude modélise l'impact et les coûts associés à trois scénarios contrastés quant au rôle du nucléaire dans la décarbonation du système électrique européen, en fai-

(1) Cet article est basé sur une étude réalisée par Compass Lexecon pour Foratom, "Pathways to 2050: The Role of Nuclear in a Low-Carbon Europe", disponible sous le lien suivant : <https://www.fticonsulting.com/fti-intelligence/energy/research/eu-power-gas-markets>

Les conclusions présentées dans cet article sont celles des auteurs et n'engagent qu'eux.

(2) Feuille de route énergétique de l'UE à l'horizon 2050 (2010), scénario de référence de l'UE 2013, 2016, PINC.

(3) World Energy Outlook (IEA, 2017), Rapport du GIEC relatif aux effets d'un réchauffement de 1,5°C.

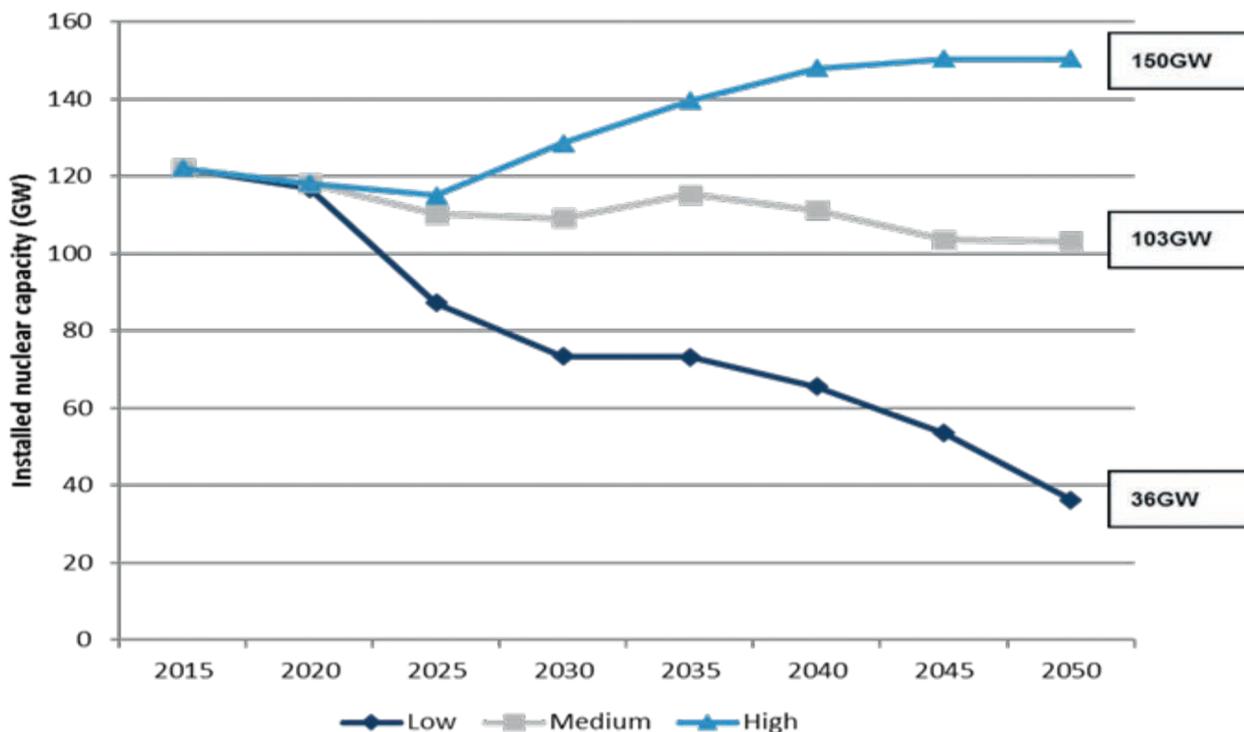


Figure 1 : Projection des capacités nucléaires (GW) de l'UE-28 dans les trois scénarios de l'étude (source : analyse de Compass Lexecon comprenant les entrées de Foratom).

sant varier tant la prolongation de la durée de vie du parc existant que le nombre de nouveaux projets.

- Dans tous les scénarios, l'étude suppose une décarbonation du mix énergétique de 95 % en 2050 par rapport à 1990, avec une électrification accrue de l'économie européenne : la demande à l'horizon 2050 devrait atteindre environ 4 100 TWh, contre 3 100 TWh aujourd'hui.
- L'étude repose sur un jeu d'hypothèses dérivé de publications faisant référence (IEA, ENTSOE) et suppose des améliorations technologiques et des réductions de coûts des différentes filières fondées sur des hypothèses de référence de la Commission européenne sur les coûts et les performances des technologies de production d'électricité⁽⁴⁾, ainsi que sur les possibilités de la réduction des coûts de la construction nucléaire⁽⁵⁾.
- L'étude utilise le modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon pour simuler de manière dynamique l'impact et les coûts des trois scénarios, en se basant sur un processus d'optimisation en deux étapes :
 - optimisation dynamique du mix de production sur la base des coûts d'investissement et d'exploitation des énergies renouvelables, des centrales thermiques et nucléaires et du stockage, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et d'atteindre les objectifs de la CE au moindre coût ;
 - et optimisation à court terme de l'équilibre offre/demande horaire des différentes unités de production.

(4) Les voies technologiques dans les scénarios de décarbonation. Études de systèmes avancés pour la transition énergétique (ASSET), juillet 2018.

(5) Foratom, SFEN.

Cette optimisation est soumise à une double contrainte :

- l'atteinte d'une décarbonation de 95 % du mix à horizon 2050 ;
- et le respect des objectifs de sécurité d'approvisionnement, la durée de délestage moyenne ne devant pas excéder 3 heures par an dans chaque pays de l'Union européenne.

Description de l'approche de modélisation retenue et des résultats de l'analyse multicritère

Les trois scénarios différenciés sur l'avenir du nucléaire en Europe ont été conçus pour couvrir un large éventail des possibles futurs développements. Dans un avenir rapproché, les scénarios sont basés sur la durée de vie initiale des centrales nucléaires actuelles, les politiques de sortie progressive du nucléaire dans certains pays et les projets en construction. Chaque scénario examine ensuite l'impact de plusieurs décisions prononçant des prolongations différentes de la durée de vie des centrales existantes ainsi que celui de différentes dates de mise en service des futures nouvelles centrales nucléaires. Les perspectives de capacité résultant des trois scénarios sont présentées dans la Figure 1 ci-dessus.

L'étude examine les différents scénarios en utilisant le modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon et procède à une analyse multicritère basée sur une revue de la littérature pour estimer l'impact des différents scénarios sur les principales dimensions de la politique énergétique européenne : sécurité d'approvisionnement, émissions et impacts sur l'environnement, coûts

pour les consommateurs et surplus sur le plan socio-économique.

Modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon

Le modèle d'équilibre offre/demande ou *dispatch* des marchés européens de l'électricité développé par Compass Lexecon utilise la plateforme de modélisation commerciale Plexos® Model Integrated Energy. Cette plateforme est celle qui est la plus couramment utilisée dans l'industrie européenne de l'électricité, notamment par les acteurs publics, les régulateurs et les opérateurs de réseau de transport. Plexos® permet d'élaborer efficacement les solutions répondant le mieux à des problèmes complexes liés au *dispatch* en utilisant des procédures avancées d'optimisation, cela en tenant compte d'un grand nombre des variables et contraintes opérationnelles spécifiques aux centrales électriques et réseaux de transport.

Le modèle de *dispatch* des marchés européens de l'électricité développé par Compass Lexecon couvre l'espace économique européen (EU-28 et AELE) et combine une optimisation dynamique d'évolution du mix de production en fonction de l'évolution des coûts d'investissement et des politiques énergétiques, avec une optimisation horaire du *dispatch*.

Ce modèle repose sur un ensemble d'hypothèses provenant de sources publiques faisant référence, lesquelles incluent :

- une projection de la demande d'électricité calibrée sur le scénario de décarbonation et d'électrification EUCO33⁽⁶⁾ de la Commission européenne ;
- des projections des prix des combustibles fossiles basées sur les prix de marché *forward* de novembre 2018 et rejoignant en 2025 le niveau de prix du scénario New Policies du World Energy Outlook 2017 ;
- une projection du prix du CO₂ basée sur les prix de marché *forward* de novembre 2018 et rejoignant en 2025 le niveau de prix du scénario EUCO33 de la Commission européenne ;
- une hypothèse de développement du réseau de transport européen basée sur le TYNDP 2018 de ENTSO-E⁽⁷⁾ ;
- des projections de réduction des coûts d'investissement des technologies renouvelables et de stockage, basées sur l'étude Technology pathways in decarbonisation scenarios⁽⁸⁾ de la Commission européenne. Ces scénarios supposent notamment une réduction des coûts de 31 % sur la période 2020-2050 pour l'éolien terrestre (et respectivement de 50 % pour l'éolien en mer, 59 % pour le solaire photovoltaïque, 72 % pour le *power-to-X* et 77 % pour les batteries) ;
- des projections de réduction des coûts d'investissement du nucléaire, supposant que les CAPEX des nouvelles centrales diminuent de 37 % entre 2020 et 2050, grâce

aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle⁽⁹⁾ ;

- et une projection de l'évolution des capacités actuelles basée sur les politiques énergétiques nationales connues en novembre 2018 (notamment une réduction de celles du charbon) et des durées de vie standards des différentes technologies thermiques de production.

Le modèle de *dispatch* permet ainsi d'obtenir une projection de l'évolution des capacités de production, des productions par technologies et des émissions de CO₂ associées, des prix des marchés de gros de l'électricité aux différents nœuds du réseau et des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) associés.

Résultats de l'analyse multicritère des différents scénarios

Nous présentons dans cette section les différents éléments de notre analyse d'impact de la contribution du nucléaire à la décarbonation du système électrique européen.

Sécurité d'approvisionnement

Pour décarboner le mix énergétique européen à l'horizon 2050 tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement, il faudra mobiliser toutes les sources de production d'électricité, sûres et rentables, générant de faibles émissions de carbone. Dans un scénario de puissance nucléaire installée faible (« Nucléaire bas »), le secteur énergétique européen serait confronté à plusieurs défis additionnels :

- Un besoin de capacité supplémentaire. Pour compenser une réduction de 114 GW de la capacité nucléaire en 2050 (par rapport à la capacité installée du scénario « Nucléaire haut » en 2050), un investissement supplémentaire de 535 GW serait nécessaire. Cet investissement représenterait environ la moitié de la capacité totale actuellement installée, et se répartirait en 415 GW d'énergies renouvelables (dont 190 GW d'énergie solaire et 225 GW d'énergie éolienne), 95 GW permis par de nouveaux stockages et environ 25 GW produits par de nouvelles centrales thermiques. La Figure 2 de la page suivante présente l'évolution des capacités de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas ».
- Un besoin d'investissements dans des technologies de stockage. Une faible part du nucléaire dans le mix énergétique augmenterait considérablement la dépendance du système électrique vis-à-vis des technologies de stockage à grande échelle, puisqu'en 2050, seraient nécessaires environ 440 GW de stockage (batteries et stockage saisonnier, tel que Power2X), soit autant que la capacité pilotable actuelle⁽¹⁰⁾. En revanche, dans le scénario « Nucléaire haut », la capacité de suivi de charge du nucléaire jouerait un rôle croissant dans l'intégration des énergies renouvelables variables, réduisant ainsi le besoin en technologies de stockage (notamment le stockage saisonnier).

(6) Sensibilité PRIMES atteignant 33 % de gain d'efficacité en 2030 et les objectifs de décarbonation de long terme.

(7) ENTSO-E TYNDP18, <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

(8) "Advanced System Studies for Energy Transition", ASSET.

(9) Foratom, SFEN, basé sur les réductions de coût de construction historique d'une même génération de réacteurs.

(10) La capacité pilotable actuelle correspond à la capacité gaz, charbon et nucléaire disponible en 2020.

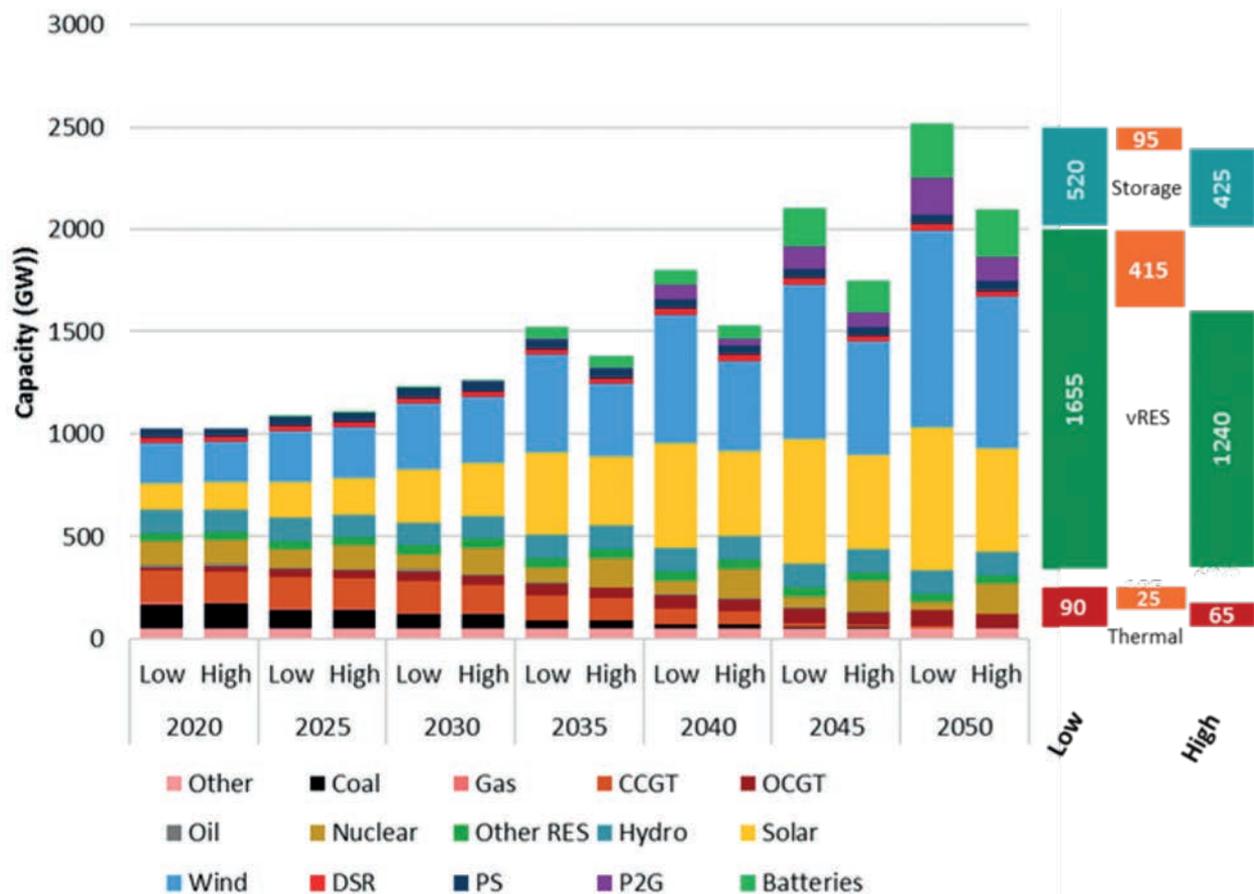


Figure 2 : Projection des capacités dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », sur la période 2020-2050 (source : Modélisation énergétique de Compass Lexecon).

- Un recours accru à la génération thermique. Le scénario « Nucléaire bas » reposerait davantage sur la production thermique à partir de combustibles fossiles à court et à moyen termes. Pour compenser une fermeture prématurée de capacités de production nucléaire, il sera nécessaire de générer 2 790 TWh supplémentaires de production thermique à partir de combustibles fossiles entre 2020 et 2050, ce qui représente une augmentation de + 20 % ou l'équivalent de quatre années de la production d'énergie thermique de l'UE.
- Une dépendance accrue vis-à-vis des combustibles importés. Le scénario « Nucléaire bas » augmenterait la consommation de combustibles fossiles (gaz et charbon) et la dépendance de l'Europe de 6 500 TWh, ce qui représenterait une augmentation de + 36 % de la consommation de gaz et de + 18 % de la consommation de charbon entre 2020 et 2050.

Impact environnemental

Une transition efficace du secteur électrique vers des technologies à faibles émissions de CO₂ doit prendre en compte à la fois les émissions de CO₂ et les autres impacts environnementaux, tels que la pollution atmosphérique ou l'impact sur l'utilisation des sols et des ressources :

- Émissions de CO₂. Bien que tous les scénarios envisagés atteignent (théoriquement) les objectifs de décarbonation aux horizons 2030 et 2050, la probabilité de les

atteindre est plus élevée dans les scénarios comportant une part minimale stable d'énergie nucléaire, car ceux-ci s'accompagnent d'une réduction plus progressive des émissions de CO₂ s'étendant entre 2030 et 2050 (contrairement aux autres scénarios, l'effort de réduction des émissions de CO₂ dans le scénario « Nucléaire bas » atteint son maximum autour de 2040) et se concrétisent par une baisse sensible des émissions à court ou à moyen terme. *A contrario*, les fermetures anticipées des centrales nucléaires dans le scénario « Nucléaire bas » augmenteraient les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie de 2 270 Mt (+ 17 %) entre 2020 et 2050.

- Polluants locaux. Dans le scénario « Nucléaire haut », qui suppose des prolongations de la durée de vie des réacteurs et de nouveaux investissements dans le nucléaire, la pollution de l'air et de l'eau serait réduite de 14 % environ, notamment grâce à une réduction de 15 % des émissions de SO₂, de 9 % des NO_x et de 18 % des particules⁽¹¹⁾.

(11) Déterminé à partir des taux d'émission par technologie appliqués aux projections de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », "The Full Costs of Electricity Provision", OECD et NEA, 2018, et MASANET *et al.*, 2013.

Impact économique

La troisième dimension considérée est l'impact sur le coût pour les consommateurs et, plus généralement, l'impact économique des scénarios de décarbonation du secteur de l'électricité modélisés en partant de différentes capacités nucléaires.

À partir des projections de prix des marchés de gros et des projections de CAPEX et OPEX du modèle de *dispatch* de Compass Lexecon, notre étude considère les indicateurs suivants pour évaluer l'impact économique des différents scénarios de capacité nucléaire européenne :

- Impact pour les consommateurs en termes de coût ⁽¹²⁾. L'allongement de la durée de vie du parc existant et les nouveaux projets nucléaires dans le scénario « Nucléaire haut » entraîneraient une atténuation des coûts pour les consommateurs, générant une économie de 350 milliards d'euros au total ⁽¹³⁾ (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire bas » sur la période 2020-2050 (soit une économie de 5 % sur les coûts totaux) :
 - à court terme (sur la période 2020-2035), dans le scénario « Nucléaire bas », les fermetures anticipées de centrales augmenteraient les coûts de 315 milliards d'euros (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire haut » (soit 90 % des 350 milliards d'euros d'économies sur l'ensemble de la période 2020-2050).
 - à long terme (sur la période 2035-2050), les extensions de durée de vie et les nouvelles constructions de centrales dans le scénario « Nucléaire haut » réduiraient les coûts de 35 milliards d'euros (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire bas » (soit 10 % de ces mêmes 350 milliards d'euros).
- Coûts de renforcement réseau et d'équilibrage. Par rapport aux fermetures de capacités nucléaires prévues dans le scénario « Nucléaire bas », la poursuite du développement du nucléaire dans le scénario « Nucléaire haut » réduirait les coûts de réseau et d'équilibrage de 160 milliards d'euros ⁽¹⁴⁾ (en termes réels en 2017) d'ici à 2050.

Conclusions

Dans l'ensemble, l'étude démontre l'importance de la contribution de l'industrie nucléaire à la transition vers un système électrique européen décarboné :

- à court et à moyen terme : l'extension de durée de vie

(12) Les coûts pour les consommateurs incluent le coût de l'énergie, le coût de capacité et les subventions allouées pour les énergies bas carbone.

(13) Par comparaison au scénario « Nucléaire haut », le scénario « Nucléaire bas » augmenterait le coût de l'énergie de 575 mds € (la production nucléaire compétitive étant remplacée par une production thermique à court/moyen terme), réduirait le coût de capacité de 15 mds € et réduirait les subventions pour les énergies bas carbone de 210 mds € à court/moyen terme, soit un surcoût global de 350 mds €.

(14) Déterminés à partir des coûts moyens de réseau de transmission et distribution par technologies appliqués aux projections de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », "The Integration Costs of Wind and Solar Power", Agora, 2015.

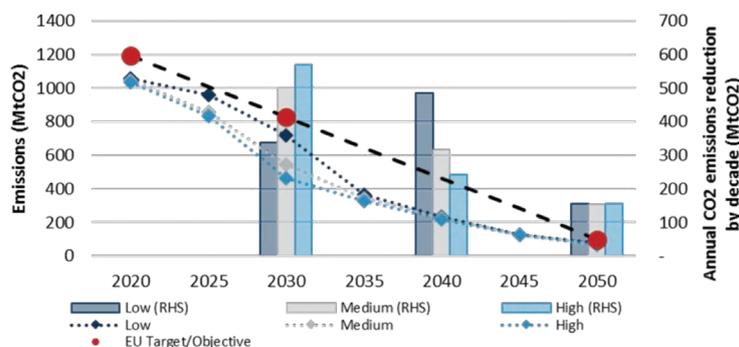


Figure 3 : Projection des émissions de CO₂ du secteur électrique de l'UE et réduction annuelle des émissions de CO₂ par décennie dans les scénarios « Nucléaire bas », « Nucléaire moyen » et « Nucléaire haut » (source : modélisation énergétique de Compass Lexecon).

d'une partie du parc nucléaire européen contribuerait aux objectifs européens en matière d'émissions – dans un scénario « Nucléaire bas », les émissions risqueraient d'augmenter au moins de façon temporaire ;

- à plus long terme : le maintien d'un socle nucléaire pourrait se révéler un bon complément aux sources d'énergies renouvelables variables en fournissant au système une puissance disponible et flexible. À l'inverse, dans un scénario « Nucléaire bas », l'atteinte des objectifs de décarbonation nécessiterait un recours plus massif aux batteries, mais aussi à des technologies permettant un stockage saisonnier de l'électricité.

L'étude identifie également, en conclusion, plusieurs conditions-clés pour que le rôle du nucléaire dans le système énergétique européen soit durable :

- alors que la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes est généralement une solution compétitive sur le plan économique, les nouvelles centrales nucléaires devront démontrer des réductions de coûts bien plus importantes que celles permises par les projets récents ;
- le développement rapide des technologies de stockage, y compris de stockage saisonnier, est essentiel pour assurer la complémentarité entre les énergies renouvelables variables et le nucléaire ;
- un *market design*, qui rémunère de façon appropriée les ressources disponibles et flexibles et fournit des signaux d'investissement stables à long terme, est nécessaire pour permettre de relever les défis auxquels le système électrique serait confronté dans un environnement caractérisé par des ressources renouvelables à forte variabilité.

Que s'est-il passé à Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima Daiichi ? Et où en est-on aujourd'hui ?

Par Jean-Christophe NIEL
et Jean COUTURIER
IRSN

Un certain nombre d'objectifs, de principes et d'approches visant la sûreté et la protection radiologique des personnes (travailleurs et personnes du public) et de l'environnement sont pris en compte pour la conception et l'exploitation des réacteurs électronucléaires.

De façon générale, la sûreté bénéficie d'améliorations continues tenant compte des évolutions sur la perception des risques, des nouvelles connaissances acquises sur certains phénomènes complexes susceptibles de se produire dans les réacteurs et de l'expérience acquise en matière d'exploitation des réacteurs (« retour d'expérience »), notamment les enseignements tirés des trois « grands » accidents survenus dans les centrales nucléaires de Three Mile Island (1979), Tchernobyl (1986) et Fukushima Daiichi (2011).

Ces trois accidents, caractérisés par la fusion du cœur des réacteurs, illustrent les enseignements de natures extrêmement diverses qui peuvent être tirés de l'expérience d'exploitation des réacteurs électronucléaires. Toutes les dispositions concrètes qui en ont résulté visent, *in fine*, un renforcement de la prévention et de la limitation des conséquences d'accidents dans de telles installations. En outre, depuis les années 1990, la prise en compte des accidents avec fusion du cœur dans la conception des réacteurs de nouvelles générations est un principe adopté au plan international.

Le développement au plan mondial des réacteurs électronucléaires a commencé à la fin des années 1950. Pour la conception et l'exploitation de ces réacteurs, les objectifs de production d'électricité ont été complétés par des objectifs, des principes et des approches visant la sûreté et la radioprotection des personnes (travailleurs et personnes du public) : cela découle du potentiel de dangers que représentent de telles installations, mobilisant d'importantes quantités de substances radioactives⁽¹⁾. À cet égard, l'une des premières approches adoptées a été l'interposition de plusieurs « barrières » physiques de confinement entre, d'une part, les substances radioactives et, d'autre part, les personnes et l'environnement. Elle a été complétée par la prise en compte, pour la conception de ces réacteurs, d'événements postulés ayant pour origine des défaillances matérielles ou humaines ou des agressions d'origine interne ou externe (incendie, séisme, inondation...), afin de prévoir les dispositions permettant d'en réduire autant que cela est raisonnablement possible les conséquences et d'assurer le confinement par au moins l'une de ces « barrières ».

Les approches en matière de sûreté se sont affinées au fil du temps pour tenir compte de l'expérience d'exploitation des réacteurs (« retour d'expérience ») – notamment des trois « grands » accidents présentés ci-après –, des nouvelles connaissances acquises sur certains phénomènes complexes susceptibles de se produire dans les réacteurs et des évolutions à caractère socio-politique sur la perception des risques. Les approches indiquées ci-dessus sont englobées, depuis les années 1990, dans une approche plus large, celle de défense en profondeur [1].

Accident du réacteur n°2 de la centrale nucléaire de Three Mile Island

Déroulement de l'accident

Le 28 mars 1979, un accident a affecté le réacteur à eau sous pression n°2 (TMI-2) de la centrale nucléaire de Three Mile Island (États-Unis, État de Pennsylvanie) [2]. Une vanne de décharge du pressuriseur du circuit primaire, qui s'était ouverte automatiquement pour limiter un pic de pression dans ledit circuit résultant d'incidents affectant le circuit secondaire, ne s'est pas refermée, bien que l'ordre de refermeture ait été émis par le système de contrôle-commande. Or, les équipes présentes en salle

(1) Telles que les produits résultant de la fission de l'uranium 235.

de commande ne disposaient comme information que de l'ordre de fermeture de la vanne et non sa position réelle, ce qui a nui à leur perception de l'état de l'installation. Du fait des multiples alarmes qui se sont déclenchées en salle de commande et de l'absence de hiérarchisation des informations, les équipes ont éprouvé des difficultés pour identifier les informations pertinentes, d'autant que certaines étaient erronées (comme la position de la vanne évoquée ci-dessus). La décision d'arrêt de l'injection de sécurité d'eau dans le circuit primaire a découlé en partie de cette information erronée, ce qui a conduit au sous-refroidissement du cœur.

Conséquences de l'accident

Plusieurs années d'études de cet accident et les inspections télévisuelles dans la cuve du réacteur ont permis de découvrir que près de la moitié du cœur avait fondu et que 20 % avaient coulé au fond de la cuve. Bien qu'endommagée, la cuve n'a pas été percée et la partie fondue du cœur est restée confinée dans la cuve (voir la Figure 1 ci-après). L'enceinte de confinement est restée intègre et le relâchement de produits radioactifs dans l'environnement (par un bâtiment auxiliaire) est resté très limité.

Le cœur endommagé et les matériaux fondus ont été entièrement retirés de la cuve. L'enceinte de confinement a également été nettoyée. Mais le réacteur est destiné à être démantelé. L'accident de TMI-2 provoqua des mouvements de contestation dans le public et conduisit les États-Unis à abandonner la construction de nouvelles centrales.

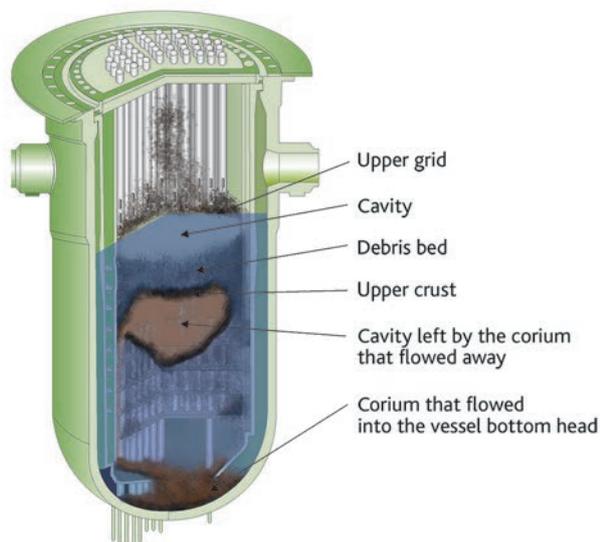


Figure 1 : Simulation de l'état final du cœur du réacteur TMI-2 [1] (photo©IRSN – Médiathèque IRSN).

Enseignements tirés de l'accident

L'accident de TMI-2 a fait prendre conscience qu'une fusion du cœur pouvait survenir dans un réacteur malgré un haut niveau de prévention (la fusion du cœur n'était cependant pas prise en compte dans les bases de conception de leur confinement). Néanmoins, des évaluations des risques liées aux centrales nucléaires aux États-Unis, notamment

ceux de fusion du cœur, étaient déjà menées avant l'accident de TMI-2 ([3] et [4]). Dans le rapport [4], les risques étaient évalués en termes de probabilités : ce type d'évaluation va connaître, après l'accident, un développement important dans les pays équipés de réacteurs électronucléaires. Dénommées études probabilistes de sûreté, elles vont permettre d'apporter de judicieux éclairages sur les approches de sûreté mises en œuvre, que ce soit au stade de la conception des réacteurs ou au cours de leur exploitation, dans le cadre de réexamens périodiques par exemple. En France, elles vont permettre d'objectiver certains risques et conduire, dans les années 1980 et 1990, à des modifications substantielles des réacteurs : peuvent notamment être citées l'installation de recombineurs passifs d'hydrogène dans les enceintes de confinement – pour éviter l'explosion de l'hydrogène⁽²⁾ en cas de fusion du cœur – et l'installation de dispositifs d'éventage-filtration de ces enceintes – pour éviter qu'une augmentation excessive de pression dans ces enceintes ne conduise à des rejets directs non filtrés de substances radioactives dans l'environnement.

Par ailleurs, en France, si le principe de plans d'urgence autour des sites était acquis avant même l'accident de TMI-2, cet accident accélérera leur mise en place, sous le nom de plans particuliers d'intervention destinés aux pouvoirs publics et complétés par des plans d'urgence interne de la responsabilité des exploitants.

La panoplie des procédures de conduite sera élargie pour couvrir notamment des situations hypothétiques de défaillance de systèmes redondants (perte totale des sources électriques, par exemple). Par ailleurs, les difficultés rencontrées par les opérateurs du réacteur TMI-2 conduira en France à une réforme profonde du principe directeur des procédures de conduite, qui va passer d'une approche « événementielle » – c'est-à-dire fondée sur des scénarios prédéterminés – à une approche « par états » – c'est-à-dire fondée sur la valeur de quelques paramètres essentiels représentatifs de l'état réel du réacteur et de celui de ses « barrières » de confinement.

Pour la conception des réacteurs, tout particulièrement celle des réacteurs de 1 450 MWe (palier dit N4) dont la construction était programmée dans les années 1980, les enseignements tirés de l'accident de TMI-2 vont conduire à de gros efforts en termes d'interface homme-machine, notamment en termes d'ergonomie de la salle de commande, sans toutefois aller jusqu'à la prise en compte des accidents avec fusion du cœur dès la conception de ces réacteurs.

Accident du réacteur n°4 de la centrale nucléaire de Tchernobyl

Déroulement de l'accident

Le 26 avril 1986, le réacteur n°4 de la centrale nucléaire russe de Tchernobyl, située au nord de l'Ukraine, explosait [5]. Cet accident est de loin le plus grave ayant affecté

(2) Hydrogène produit par l'oxydation, à haute température et en présence d'eau-vapeur, du matériau de gainage du combustible, à base de zirconium.

un réacteur électronucléaire. Il s'agissait d'un réacteur du type soviétique RBMK, qui diffèrent sur un certain nombre de points des réacteurs à eau sous pression (les réacteurs de ce type utilisent du graphite pour modérer les neutrons et étaient refroidis par de l'eau en ébullition dans le cœur).

Un arrêt du réacteur était prévu pour le 25 avril 1986 afin d'effectuer des opérations d'entretien. Il était aussi prévu de réaliser un essai particulier juste avant cet arrêt : il s'agissait de vérifier la possibilité, en cas de perte du réseau électrique extérieur, d'alimenter pendant quelques dizaines de seconde, avant la reprise en secours par les groupes électrogènes, les pompes principales de recirculation de l'eau dans le réacteur par l'un des groupes turboalternateurs ralentissant sur son inertie.

Différents facteurs ont conduit à l'accident lors de l'essai : isolement du circuit de refroidissement de secours au début de l'essai (sans raison claire) ; accumulation de xénon dans le cœur (absorbant neutronique) ; contrôle automatique du réacteur inadapté et réacteur amené dans une plage de fonctionnement neutroniquement instable ; décision de poursuivre néanmoins l'essai, blocage volontaire de l'arrêt d'urgence ; et, ultérieurement, lorsque finalement il fut décidé de faire chuter les éléments absorbants dans le cœur du réacteur, augmentation brutale de la réactivité du cœur du fait que la partie inférieure de ces éléments était en graphite et non en bore. La puissance du réacteur aurait atteint, en quelques secondes, plus d'une centaine de fois sa valeur nominale ; la réaction en chaîne s'est arrêtée sous l'effet de l'échauffement du combustible (effet dit Doppler) et du fait de la destruction du cœur et de la dispersion du combustible.

Conséquences de l'accident

L'explosion du réacteur a entraîné des rejets massifs et non filtrés de substances radioactives dans l'environnement ([6] et [7]), notamment d'iode 131⁽³⁾ et de césium 137⁽⁴⁾. De surcroît, l'explosion du réacteur, la très haute température du combustible et le feu de graphite qui dura une dizaine de jours ont entraîné la dispersion à haute altitude des gaz, des aérosols et des particules, ce qui a conduit à une diffusion des substances radioactives à l'échelle européenne (Pays nordiques, dans un premier temps).

Concernant les dépôts radioactifs au sol (notamment de césium 137), qui participent à l'exposition (externe, voire aussi interne par la chaîne alimentaire) des individus, les cartes de contamination réalisées en 1990-1991 ont montré que l'oblast de Gomel (au Belarus) a été particulièrement touché, en particulier dans ses parties sud et nord-est. C'est également le cas en Russie, autour et au nord de Novozybkov. Plus loin encore en Russie, les régions de Bryansk-Kaluga-Tula-Orel, bien que situées à cinq cents kilomètres environ du lieu de l'accident, ont, elles aussi, été affectées par une contamination significative au césium.

(3) L'iode 131 a une période radioactive de huit jours. L'iode 131 et le césium 137 sont les isotopes qui contribuent le plus aux effets de la radioactivité sur l'homme et l'environnement.

(4) Période radioactive de trente ans.

La population de la localité la plus proche de la centrale, la ville de Pripyat (49 000 habitants), ne sera évacuée que le 27 avril. Au total, c'est environ 115 000 personnes vivant dans un rayon de trente kilomètres autour de la centrale, correspondant à la zone dite d'exclusion⁽⁵⁾, qui seront évacuées.

L'influence de l'exposition radiologique externe directe liée au panache a été faible par rapport à l'exposition interne due aux aérosols et à l'ingestion de produits alimentaires et à l'exposition externe due aux dépôts (tout particulièrement les iodes et les césiums). Les doses reçues et leurs effets ont été estimés ([6]) pour différentes catégories de populations (des « liquidateurs » aux personnes des pays européens) :

- 134 personnes membres du personnel de la centrale et les premiers intervenants extérieurs ont reçu des doses conduisant à des syndromes aigus d'irradiation : 2 d'entre elles sont décédées dans les premières heures ayant suivi l'accident (victimes de traumatismes physiques, de brûlures thermiques et des effets des rayonnements), 28 décéderont dans les trois mois qui suivirent l'accident et 19 autres entre 1987 et 2004 ;
- l'absence de prise de contre-mesures rapides en réaction à la contamination du lait par l'iode 131 a conduit à la concentration d'une importante dose de cet élément radioactif dans la thyroïde des personnes vivant dans les zones les plus contaminées de Biélorussie, d'Ukraine et de Russie ; cela explique une large part des 6 848 cancers de la thyroïde diagnostiqués entre 1991 et 2005 parmi des personnes qui étaient des enfants ou des adolescents au moment de l'accident, dont 15 sont mortes. Une augmentation régulière des cancers de la thyroïde est encore observée après 2005.

L'augmentation de l'incidence d'autres types de cancers, notamment la leucémie, mais aussi de pathologies non cancéreuses comme la cataracte ou des maladies cardio-vasculaires a également été rapportée dans certaines études. Il n'existe cependant pas de preuve tangible d'une hausse de ces pathologies dans les populations exposées.

Trente ans après l'accident, il est impossible de dresser un bilan sanitaire exhaustif et définitif, du fait que les résultats disponibles sont limités en raison de la qualité contestable des études épidémiologiques réalisées et qu'il est difficile d'identifier précisément les populations exposées ainsi que les incertitudes associées aux estimations dosimétriques. Surtout, la surveillance des populations et la réalisation de bilans sanitaires sont rendues extrêmement compliquées par les changements socio-économiques majeurs survenus dans les régions concernées suite à la chute de l'Union soviétique.

(5) Cette zone d'exclusion, toujours en vigueur, est aussi appelée officiellement « zone d'aliénation de la centrale nucléaire de Tchernobyl ». Elle couvre une superficie de 2 600 km², à cheval sur les territoires ukrainien et biélorusse. Un retour des populations n'y est pas envisageable avant longtemps ; les éléments radioactifs tels que le césium 137 ou le strontium 90 n'ont en effet perdu que la moitié de leur activité depuis 1986.

Les réacteurs de type RBMK feront l'objet, dans un cadre communautaire européen ⁽⁶⁾, d'améliorations substantielles de leur sûreté, mais, progressivement, un certain nombre d'entre eux seront définitivement arrêtés. Les restes du réacteur n°4 de la centrale nucléaire de Tchernobyl seront surmontés d'un sarcophage de protection, lui-même recouvert en 2016 d'un autre sarcophage plus efficace (voir la Figure 2 ci-dessous).



Figure 2 : Le nouveau sarcophage du réacteur n°4 de la centrale de Tchernobyl (photo©Wikipédia).

Enseignements tirés de l'accident

L'accident de Tchernobyl a eu des conséquences très importantes au plan international. En premier lieu, il a conduit au développement de la notion de « culture de sûreté » [8] : cette notion prône, notamment, d'accorder une place primordiale à la sûreté dans l'exploitation des installations nucléaires, et ce à tous les niveaux organisationnels, et l'adoption d'une attitude interrogative comme garante d'une bonne sûreté.

Les difficultés de la communication à l'adresse du public – notamment en France – conduiront également à la création d'une échelle internationale de gravité des événements affectant les installations nucléaires, appelée échelle INES (International Nuclear Event Scale)⁽⁷⁾. Par ailleurs, en France, l'accident conduira les pouvoirs publics à prendre un certain nombre d'initiatives favorisant la participation du public à des instances existantes ou créées touchant à la sûreté des installations et des activités dans le domaine nucléaire.

En France, l'accident de Tchernobyl conduira les concepteurs, les exploitants et les organismes de sûreté à étudier de façon approfondie les possibilités d'apport intempestif de réactivité dans les cœurs des réacteurs et à leur maîtrise, et ce même si les réacteurs à eau sous pression diffèrent significativement des RBMK. Ainsi, les risques d'accidents de dilution intempestive du bore (élément qui absorbe les neutrons et qui est utilisé en solution liquide en complément des grappes de contrôle et d'arrêt) ont été particulièrement analysés et des dispositions spécifiques de protection ont été mises en place dans les réacteurs du parc électronucléaire français.

(6) Sur financements de la BERD.

(7) L'accident de TMI-2 sera classé au niveau 5, ceux de Tchernobyl et de Fukushima Daiichi au niveau 7.

Après l'accident de Tchernobyl, l'ensemble des exploitants nucléaires français ont créé un groupement d'intérêt économique, le « Groupe d'intervention robotique sur accident » (INTRA), pour constituer, exploiter et maintenir une flotte d'engins robotisés télé-opérés capables d'intervenir 24 heures sur 24 en cas d'accident nucléaire de grande ampleur dans les installations.

Accident ayant affecté les réacteurs et les piscines d'entreposage du combustible de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi

Déroulement de l'accident

Le 11 mars 2011, un séisme de magnitude 9 est survenu à 80 kilomètres à l'est de l'île de Honshu au Japon ; il s'en est suivi un tsunami. Ces phénomènes ont affecté gravement le territoire japonais dans la région de Tohoku.

Ces événements ont eu de graves conséquences à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi [9], équipée de six réacteurs à eau bouillante : tout d'abord, la perte des sources électriques externes (ce qui a conduit à l'arrêt automatique des réacteurs) suite aux secousses sismiques ; puis l'inondation du site de la centrale, après l'arrivée de la vague du tsunami d'une hauteur supérieure à celle de la digue de protection du site. Les pompes de refroidissement des installations de la centrale ont été noyées, privant ainsi les réacteurs et leurs piscines d'entreposage des combustibles usés (irradiés en réacteur) de leur source normale de refroidissement. L'eau, qui a pénétré dans des locaux, a rendu indisponibles la plupart des groupes électrogènes de secours de la centrale : un seul groupe électrogène a pu servir en alternance sur les réacteurs pour tenter d'évacuer leur puissance résiduelle⁽⁸⁾. Un grand nombre des moyens de télécommunication prévus pour l'information des équipes de crise ont eux aussi été inopérants. Quatre des six réacteurs ont été grandement endommagés avec une fusion du cœur et des pertes prolongées de refroidissement des piscines d'entreposage des combustibles usés n'ont pu être évitées. Des explosions (liées *a priori* à la présence d'hydrogène) ont détruit les superstructures des bâtiments (voir la Figure 3 ci-dessous).



Figure 3 : Les superstructures des réacteurs de la centrale de Fukushima Daiichi détruites par les explosions (source : photo©TEPCO (médiathèque IRSN)).

(8) Puissance dégagée après l'arrêt de la réaction nucléaire en chaîne, due à la décroissance radioactive des produits de fission.



Les réservoirs de stockage de l'eau contaminée de la centrale de Fukushima, février 2017.

« La maîtrise des rejets d'eau contaminée vers l'océan Pacifique est une préoccupation majeure qui a conduit l'exploitant à mettre en place des dispositions constructives de grande ampleur : digues, drains, congélation des sols... »

Conséquences de l'accident

Une quinzaine d'épisodes de rejets ont eu lieu durant une dizaine de jours [10]. S'agissant des iodes, l'activité radiologique des rejets a été environ dix fois plus faible que dans le cas de l'accident de Tchernobyl. L'activité des rejets en césium a elle aussi été moindre.

Compte tenu de la dispersion atmosphérique et des conditions météorologiques, les rejets ont principalement touché l'océan Pacifique et assez peu les terres, se limitant à quelques régions situées autour de la préfecture de Fukushima. Les dépôts les plus importants, qui délimitent une trace nord-ouest de 80 kilomètres d'extension, se sont constitués du fait de la concomitance des vents et de fronts pluvieux. Cependant, la majorité des denrées agricoles et d'élevage produites au Japon, y compris dans la préfecture de Fukushima, ont présenté dès avant 2012 des activités massiques en iode et en césium inférieures aux niveaux de commercialisation ; elles ont continué à décroître au cours des années qui ont suivi.

C'est le ruissellement des eaux marines puis douces, qui ont été déversées en grandes quantités sur les réacteurs pour les refroidir, qui a été à l'origine de l'essentiel de la contamination marine. Toutefois, dès le mois de mai 2011, il a pu être constaté que l'activité volumique de l'eau de mer en césium, à moins de 2 kilomètres du site, avait pu significativement décroître grâce aux courants marins ; fin 2018, il était observé des valeurs similaires à celles de mesures réalisées avant l'accident.

Cinq décès ont été attribués à l'accident de façon globale (tsunami...), aucun n'étant attribué à une exposition aux rayonnements ionisants. La population fait l'objet d'un suivi sanitaire, notamment de la fonction thyroïdienne chez les enfants qui ont été exposés aux rejets radioactifs.

En France, les activités radiologiques mesurées de l'air ont très peu dépassé les valeurs normales⁽⁹⁾.

Les initiatives de revitalisation et les activités de reconstruction engagées au Japon dans le cadre d'un processus dit de relèvement⁽¹⁰⁾ vont de celles menées par les pouvoirs publics au niveau national à des initiatives d'organisations non gouvernementales et de collectivités locales.

La maîtrise des rejets d'eau contaminée vers l'océan Pacifique est une préoccupation majeure qui a conduit l'exploitant à mettre en place des dispositions construc-

(9) Par ailleurs, dans les jours qui ont suivi l'accident, l'IRSN a réalisé des simulations de la dispersion du panache radioactif sur grandes distances, jusqu'en Europe [11].

(10) Le « relèvement » après l'accident comprend : la remédiation des zones touchées par l'accident ; la stabilisation des installations endommagées sur le site et la mise en œuvre des préparatifs nécessaires à leur déclassement ; la gestion des matières contaminées et des déchets radioactifs résultant des déconstructions et assainissements ; la revitalisation des collectivités affectées et l'obtention de l'engagement de l'ensemble des parties prenantes. Par remédiation, on entend toutes les mesures qui peuvent être mises en œuvre pour réduire l'exposition à des rayonnements due à une contamination existante des terres en agissant sur la contamination elle-même (la source) ou sur les voies d'exposition des êtres humains.

tives de grande ampleur : digues, drains, congélation des sols...

Seuls 5 réacteurs électronucléaires sur les 54 existant au Japon sont restés en service après l'accident. Compte tenu des nouvelles normes de sûreté adoptées après cet accident, ils ne sont que 39 à avoir été considérés opérationnels et pouvant donc être redémarrés. À fin 2018, 11 réacteurs de divers électriciens ont été redémarrés avec l'autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire japonaise.

Enseignements tirés de l'accident

Les enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi sont nombreux. Au-delà du fait que la hauteur trop faible de la digue a constitué la cause première de l'accident, ce qui soulignait les enjeux associés au choix du site et de la prise en compte des risques environnementaux – et de la nécessité de les réévaluer périodiquement pour procéder en temps utile aux renforcements jugés nécessaires –, beaucoup d'autres faits méritaient d'être analysés en profondeur (difficultés rencontrées dans la gestion de crise, coordination défailante dans les prises de décisions, et ce y compris au niveau de l'organisation du contrôle de la sûreté au Japon).

Dans les mois qui ont suivi l'accident, des *stress tests* ont été diligentés en Europe sur les réacteurs électronucléaires. En France, ils se sont traduits par les « évaluations complémentaires de sûreté » : les objectifs étaient d'évaluer la capacité de résistance des réacteurs à des aléas d'ampleur supérieure (aléas extrêmes) à ceux retenus dans les bases de conception de ces installations ou lors des réexamens décennaux, et de définir si nécessaire les améliorations pouvant leur être apportées. Cela a conduit à deux ensembles de dispositions :

- la constitution par Électricité de France d'une force d'action rapide nucléaire (FARN), qui comprend quatre « bases matériel nationales » disposant de moyens mobiles (groupes électrogènes, pompes, etc.) pouvant être acheminés vers n'importe quelle centrale française dans un délai de 24 heures ;
- la mise en place, dans chaque centrale, d'un « noyau dur » d'équipements pouvant résister à des aléas extrêmes, permettant aux exploitants des réacteurs de les ramener à un état d'arrêt sûr (maintien à long terme de la sous-criticité des combustibles en cœur et en piscine d'entreposage, de l'évacuation de la puissance résiduelle, du confinement).

En règle générale, l'accident de Fukushima Daiichi a conduit, dans le monde, à prévoir des moyens de secours complémentaires « sécurisés », c'est le cas notamment aux États-Unis avec la mise en place par les exploitants de dispositions regroupées sous le nom générique FLEX.

L'accident de la centrale nucléaire de Fukushima a aussi conduit à des évolutions dans les approches de sûreté. La prise en compte d'aléas extrêmes et de leurs effets induits⁽¹¹⁾ est ainsi préconisée dans le cadre d'un « domaine étendu de conception », cela aussi bien dans les

derniers textes de l'AIEA ou de l'association WENRA⁽¹²⁾, que, plus récemment, dans le guide français ASN n°22 établi conjointement avec l'IRSN.

Conclusion

Les éléments qui précèdent relatifs aux trois « grands » accidents ayant concerné des réacteurs électronucléaires illustrent les enseignements de natures extrêmement diverses qui peuvent être tirés de l'expérience d'exploitation des réacteurs électronucléaires. Toutes les dispositions concrètes qui en ont résulté visent, *in fine*, à un renforcement de la prévention et de la limitation des conséquences d'accidents dans les installations nucléaires, cela dans le cadre d'un processus d'amélioration continue de leur niveau de sûreté. En outre, la prise en compte des accidents avec fusion du cœur dans la conception de réacteurs de nouvelles générations est, depuis les années 1990, un principe adopté au plan international.

Références bibliographiques

- [1] INSAG-10 (1996), "Defence in Depth in Nuclear Safety, a report by the International Nuclear Safety Advisory Group".
- [2] JACQUEMAIN D. (2013), « Les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissance – État des connaissances », sous-chapitre 7.1, IRSN/EDP Sciences, collection « Sciences et techniques ».
- [3] WASH-740 (1957), "Theoretical Possibilities and Consequences of Major Accidents in Large Nuclear Power Plants".
- [4] Professor RASMUSSEN N. C. *et al.* (October 1975), "Reactor safety study. An assessment of accident risks in U.S. commercial nuclear power plants", WASH-1400 (NUREG-75/014).
- [5] « 1986-2016 : Tchernobyl, 30 ans après », rapport IRSN : https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/accident-tchernobyl-1986/2016-Tchernobyl-30ans-apres
- [6] UNSCEAR 2008, Report to the General Assembly with Scientific Annexes: http://www.unscear.org/docs/reports/2008/11-80076_Report_2008_Annex_D.pdf
- [7] RENAUD Ph., CHAMPION D. & BRENOT J. (2007), « Les retombées radioactives de l'accident de Tchernobyl sur le territoire français : conséquences environnementales et exposition des personnes », IRSN/Lavoisier, collection « Sciences et techniques ».
- [8] INSAG-4 (1991), "Safety Culture, a report by the International Nuclear Safety Advisory Group".
- [9] Rapport IRSN/DG/2012-001 (2012), « Fukushima, un an après – Premières analyses de l'accident et de ses conséquences ».
- [10] United Nation Scientific Committee on the effects on atomic radiation, report to the general assembly, vol. 1, annex A: levels and effects of radiation exposure due to the nuclear accident after the 2011 great est-japan earthquake and tsunami, 2013, https://www.unscear.org/docs/reports/2013/13-85418_Report_2013_Annex_A.pdf
- [11] Simulations par l'IRSN de la dispersion du panache radioactif de Fukushima Daiichi à grandes distances, jusqu'en Europe : http://www.irsn.fr/FR/popup/Pages/irsn-meteo-france_30mars.aspx (dernière mise à jour : en date du 8 avril 2011).

(11) Perte totale des alimentations électriques, de la source froide...

(12) Western European Association Regulators.

The Competitiveness of Nuclear Energy: From LCOE to System Costs*

By Jan Horst KEPPLER

Senior Economist

Division of Nuclear Technology Development and Economics, OECD Nuclear Energy Agency

and Marco COMETTO

Nuclear Energy Analyst

Division of Nuclear Technology Development and Economics, OECD Nuclear Energy Agency

Economists used to compare the costs of electricity based on the discounted average lifetime costs of power plants, a metric known as the levelised costs of electricity (LCOE). This transparent and comparatively simple metric worked well in a context of regulated markets. Nuclear, coal, gas and hydro thus competed based on their respective capital, labour and fuel costs at the level of the individual plant. Three forces compel a move away from LCOE. First, the social costs of CO₂ and local pollutants are becoming an important decision criterion. Second, the liberalisation of electricity markets introduces price and market risk as a dimension of investor cost. Third, the rise of variable renewable energies (VRE) such as wind and solar PV requires new costs metrics, as the system needs to back up variable resources with added capacity of dispatchable plants. A study by the OECD Nuclear Energy Agency (NEA) shows that integrating system effects increases the costs of a MWh produced by VREs up to USD 50 when they have a 75% share. While precise amounts vary with penetration and flexibility resources, policymakers need to understand that the presence of VRE requires a new notion of competitiveness that includes system effects.

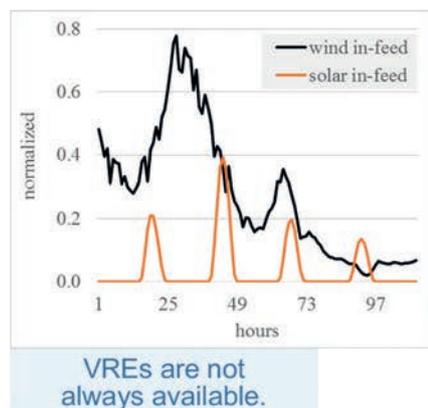
For decades, economists, energy specialists and policymakers have assessed the comparative costs of electricity generation based on the discounted average costs over the lifetime and the total output of a generating plant. As a standardised form of cost-benefit accounting (CBA), these levelised costs of electricity (LCOE) indicate the required expenditures in terms of capital, fuel, and operations and management (O&M), adjusted for their incidence in time or the different technology options per unit of output (*i.e.* a MWh of electricity). This straightforward, transparent and comparatively simple metric worked well in a context of regulated markets where generators were centrally dispatched according to system requirements, tariffs were set by regulators and load factors could be predicted with confidence. In order to satisfy a given demand for electricity, the technology with the lowest

LCOE was chosen to minimise the costs of providing baseload power to the electricity system. Nuclear energy thus competed with hydro, where available, and coal and gas on the basis of their respective capital, labour and fuel costs at the level of the individual plant.

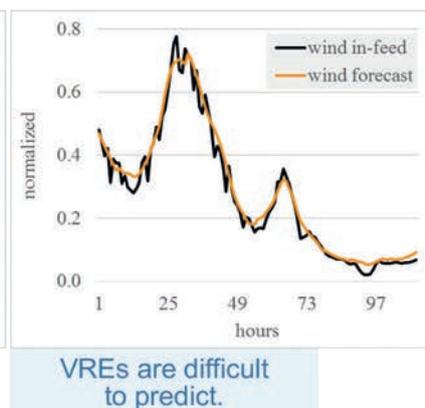
Three major forces are compelling the move away from the methodological assumption that LCOEs alone can provide an adequate picture of the generating costs of electricity. First, as early as the late 1960s, concerns were growing about the environmental impacts of electricity generation. While such concerns were not confined to the electricity sector alone – with its large centralised production units, at the time still overwhelmingly run by public entities – declining air quality due to the firing of coal had coalesced into concrete efforts to identify, measure and monetise the “social”, “full” or “external” costs of power generation. Such accounting of external effects would subsequently extend beyond air pollution and include the impacts of different generating technologies, both positive and negative, in areas such as resource depletion, risk management of major accidents, regional development or the security of energy supply. In recent

* This article is partly based on material drawn from Jan Horst Keppler (2016), “Assessing the Full Costs of Electricity”, *NEA News* 34(1), pp. 4-7, and Jan Horst Keppler and Marco Cometto (2019), “The True Costs of Decarbonisation”, *NEA News* 37(1), pp. 10-15.

Backup costs



Balancing costs



Transmission & distribution costs

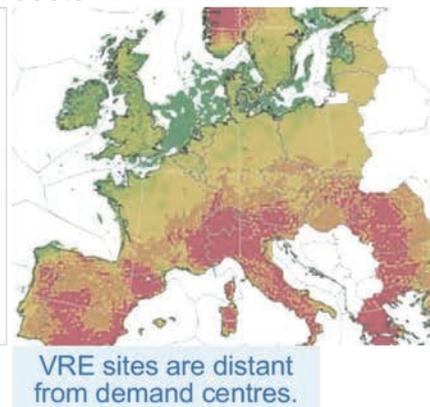


Figure 1: System costs and variable generation (source: Lion Hirth (2015)) ⁽¹⁾.

years, CO₂ emissions resulting from the burning of fossil fuels have by far become the most important and most policy-relevant externality power generation.

The second major force has been the progressive liberalisation of electricity markets in OECD countries – a movement that commenced in the United States in the late 1970s and gathered steam in the United Kingdom and continental Europe during the 1980s and 1990s. Liberalisation forced a change in the decision-making frameworks for investment. As regulators no longer set stable tariffs, private investors needed to price in the risks in markets with unstable prices. Issues such as bankruptcy risk in the face of sudden changes in demand, new entry or policy suddenly became relevant. Due to their high capital intensity, investments in nuclear energy and other low carbon technologies were particularly concerned. LCOE accounting can partly accommodate these changes in risk profiles by varying the cost of capital of different technologies but this remains a rather imperfect reflection of the nature of the underlying risks.

By far the most important change challenging LCOE as the relevant metric of the competitiveness of different power generation technologies was however the advent of important amounts of variable renewable energies (VRE) such as wind and solar PV. Their variability in function of the weather requires a radical rethinking of cost and benefit accounting in the electricity sector. In particular, VRE drive a wedge between notions of capacity (*i.e.* the ability to stand by and produce when called upon) and energy (*i.e.* the actual delivery of electricity). LCOEs cannot capture the difference between capacity and energy since they work with load factors that are standardised over different technologies, are stable and, in the case

of baseload power technologies such as nuclear at high levels, frequently reach 85%.

A recent study by the OECD Nuclear Energy Agency (NEA) analyses the added costs of electricity systems that are due to the variability, unpredictability and comparatively small unit size of VRE ⁽²⁾. System effects are composed of profile costs (due to variability), balancing costs (due to unpredictability), grid costs and connection costs (see Figure 1 above).

The NEA study goes on to estimate the relative costs of reaching an ambitious target for carbon emissions with either nuclear energy or VRE. Attaining the target with wind and solar PV will impact the generation mix, overall capacity and total costs. As VRE load factors are lower than conventional thermal power plants, higher capacities are needed to produce the same amount of electricity. Variability requires dispatchable back-up capacity such as nuclear or has that will be available at all times, but will turn at comparatively lower load factors. In a least-cost system, VRE also change the long-term structure of the remaining capacity, which shifts towards technologies with lower fixed costs such as open cycle gas turbines (OCGTs) that are better equipped to accommodate reduced load factors.

Other things equal, the total costs of realising a given emission target will increase with higher shares of VRE. Figure 2 on the next page shows how the overall costs of the system and the different system cost components increase strongly with VRE production share under a 50gCO₂/kWh carbon constraint consistent with the Paris Agreement. Taking a base case with only nuclear energy as a low carbon electricity provider, total system costs increase by 42% if wind and solar PV generate half of all electric energy. A 75% VRE target means almost doubling the costs of electricity provision.

(1) Lion HIRTH (2015), *The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare-optimal Deployment*, Presentation at the Conference on Elements of a New Target Model for European Electricity Markets, CEEM, Université Paris-Dauphine, 8 July 2015, p. 10, http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Lion_Hirth-2015-07-08_Optimal_share_of_Variable_Renewables_Paris.pdf

(2) NEA (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, OECD, Paris, <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>

Related to the amount of VREs in the different scenarios, these costs translate to increases between USD 5 and USD 50 of the costs of a MWh of electricity produced by VREs. For a meaningful comparison of the full costs and of different technologies at the system level, these unit system costs need to be added to the plant-level generation costs of VRE or LCOE. This substantially changes the notion of competitiveness, which now depends primarily on the modalities of allocating system costs. To the extent that system costs are socialised, the competitiveness of VRE improves. To the extent that system costs are allocated to the technologies creating the variability, it declines.

High shares of VRE not only drive up costs but also change how the electricity system operates. Nuclear or gas plants will not only operate at reduced load factors but will also experience frequent episodes of steep ramping up and down, which puts stress on technical structures and challenges system operations.

A striking effect of the deployment of low marginal cost VRE on the electricity market is also the appearance of hours with zero prices. At 75% VRE, 3 750 hours or 40% of the total will have an electricity price of zero or less. Economic viability will require that zero price hours are compensated by hours with high electricity prices. This implies higher volatility and, ultimately, increased investment risk and higher capital costs.

This form of price formation is particularly unfavourable to VRE themselves, as they are most likely to run when prices are low since all their generation takes place during those hours when prices are low or at zero. Because all VRE generation responds to the same meteorological conditions, they tend to auto-correlate. In combination with their zero short-run marginal costs, this causes a decrease in the average price received by the electricity generated by VRE as their penetration level increases.

Under current costs, a mix relying primarily on nuclear energy remains the most cost-effective option to achieve a decarbonisation target of 50 gCO₂/kWh. Further declines in VRE costs however would lead to integrated systems with sizeable shares of nuclear and VRE. At low shares of generation, VRE would enter on their own merits due to their advantageous plant-level LCOE costs. However as their share rises, their increasing system costs would make adding nuclear energy the complementary least cost option at the system level (see Figure 3 on the next page comparing the two mixes). This shows how the notion of competitiveness changes. It changes not only because system costs need to be taken into account. Competitiveness also changes in function of the generation mix itself.

A future least-cost low carbon electricity mix might thus consist of shares of both VRE and nuclear at levels of around 40% each, with gas and hydroelectricity providing the flexible remainder of the balance. This assumes a “greenfield” situation, with the construction of all generating assets yet to come. In systems with long-lived low carbon assets such as nuclear or hydroelectricity, which would require only capital expenditures allowing for long-term operation (LTO) rather than full investment costs, the optimal share of these assets would of course be higher.

The task for policymakers is to cost-effectively decarbonise the electricity sector while maintaining security of supply. This means:

- Implementing carbon pricing to decarbonise the electricity supply.
- Recognising and fairly allocating the system costs to the technologies that cause them.
- Encouraging new investment in all low-carbon technologies through frameworks providing stability for investors.

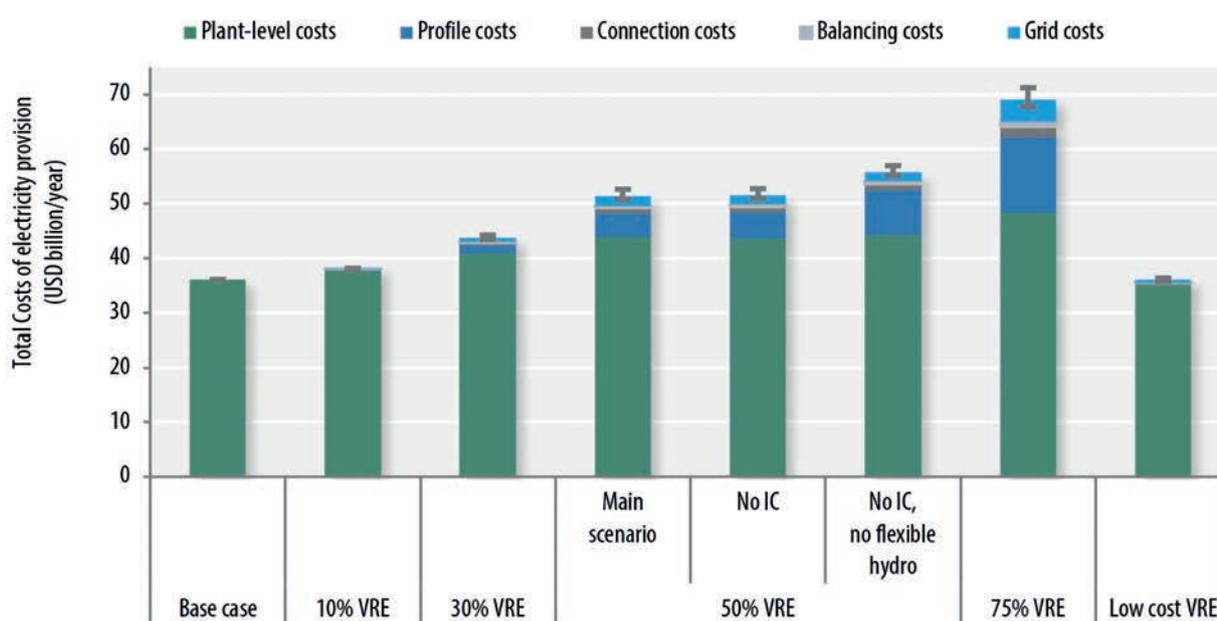


Figure 2: System costs as a function of the share of VRE (source: The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables (NEA, 2019)).

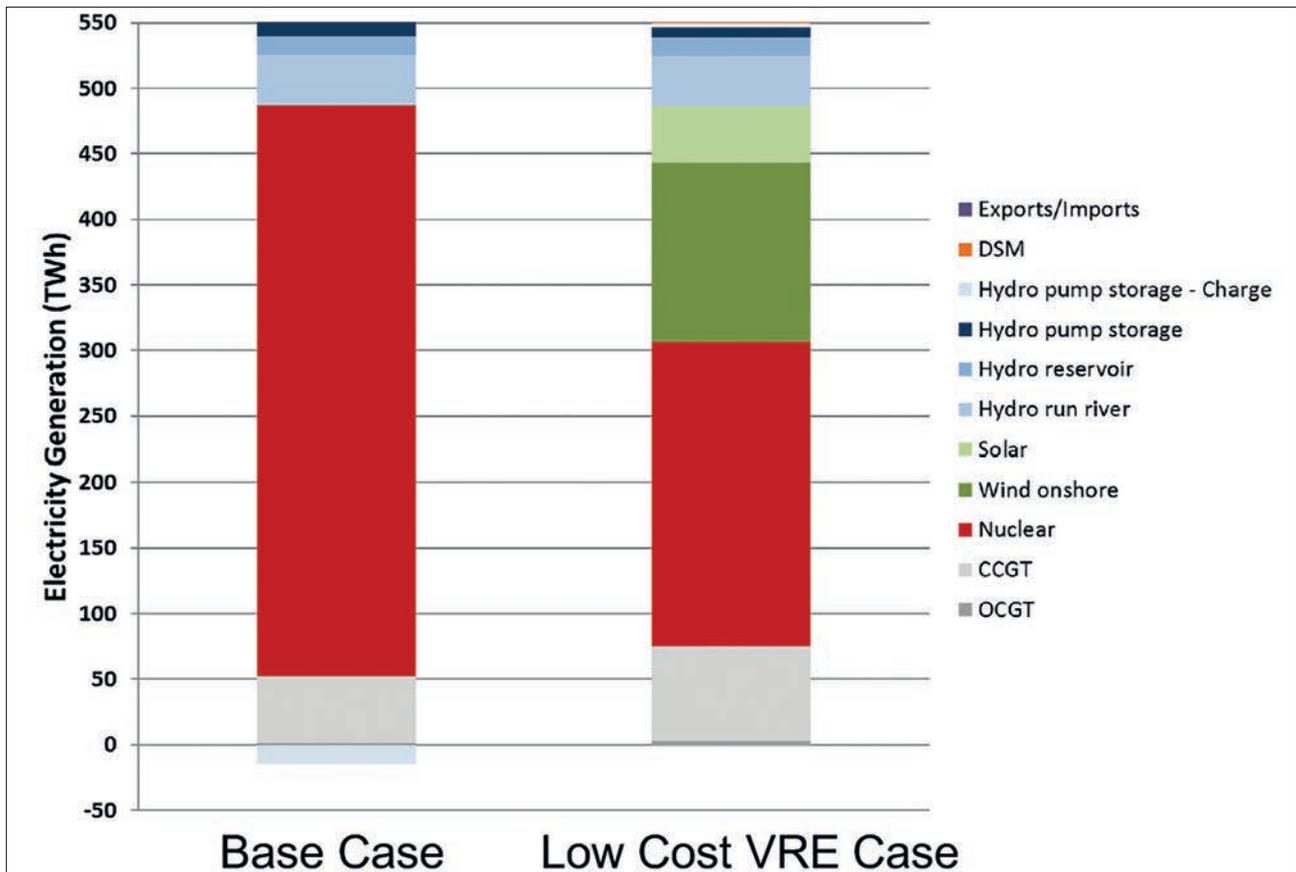


Figure 3: An equilibrium of nuclear and low cost variable renewables (source : Adapted from The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables (NEA, 2019)).

- Using competitive short-term markets for the cost-efficient dispatch of resources.
- Ensuring adequate levels of capacity and flexibility, as well as transmission and distribution infrastructure.

These five measures form the basic framework for a low-carbon electricity system with an optimal mix between VREs and clean, dispatchable sources, such as hydroelectricity and nuclear energy. All low carbon-generating source will be needed. However realising the most cost-efficient low carbon energy mix requires a full understanding of the system effects associated with each individual generation technology.

Policymakers also require a new understanding of the meaning of competitiveness in the presence of variable generation technologies such as wind and solar PV. First,

they need to understand that decarbonising with VRE only can increase the total costs of reaching a given target significantly even if their competitiveness in pure LCOE terms looks favourably. Second, they need to adopt metrics of competitiveness that included these added costs. This is no trivial matter as these metrics depend on system configuration, available flexibility resources and technical specification of different technologies, for instance their flexibility.

This is why the OECD Nuclear Energy Agency (NEA) is now developing a programme to assist individual Member countries to assess the total costs of different configurations of low carbon electricity systems and the competitiveness of different generators in the presence of ambitious carbon constraints and sizeable shares of variable technologies.

Coûts du nouveau nucléaire et éclairages sur l'économie du cycle

Par Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE
et Michel BERTHÉLEMY
Société française d'énergie nucléaire ⁽¹⁾

Plusieurs chantiers de construction des premiers réacteurs de 3^{ème} génération ont rencontré des difficultés importantes ayant des causes multiples. Une explication majeure est à trouver dans l'absence depuis vingt ans de grands programmes aux États-Unis et en Europe. Les coûts de ces premiers réacteurs ont fortement dérivé. Grâce au retour d'expérience accumulé, nous montrons dans cet article comment et pourquoi le nucléaire de demain pourra être compétitif dans ces zones géographiques, comme il l'est déjà en Asie. Plus largement, le panorama des résultats économiques présenté ici se révèle en bonne cohérence avec les analyses stratégiques actuellement menées par les pouvoirs publics et débouchent sur 1°) le besoin de lancer rapidement un programme de renouvellement du parc en France, 2°) la poursuite du cycle fermé ⁽²⁾ et 3°) le lancement de la première phase du projet de stockage Cigéo.

Introduction

Le nucléaire a fait la preuve de sa performance économique. Il est l'une des technologies bas carbone qui pourraient permettre d'atteindre les objectifs de décarbonation fixés par la COP21. Cela nécessite néanmoins que la performance économique soit au rendez-vous, alors que des difficultés d'ampleur affectent certains des programmes de construction des nouveaux réacteurs, en particulier en Europe et aux États-Unis. Le nucléaire est entré dans une nouvelle phase : nouvelle génération de réacteurs, accélération des programmes en Asie, intérêt de nombreux pays « primo-accédants ». Enfin, pour permettre aux réacteurs de fonctionner, il faut les alimenter en combustibles et garantir une gestion sûre et durable des déchets. Dans cet article, nous examinons ces différents points sous l'angle économique. Nous en déduisons une logique d'action pour le secteur nucléaire en France. Les développements qui suivent trouvent une bonne part de leur matière dans des rapports récents de la Société française d'énergie nucléaire ⁽³⁾.

Éclairages sur l'économie des nouveaux réacteurs nucléaires

Dans un numéro récent de cette même revue, nous avons présenté les principales technologies du nucléaire de de-

main et d'après-demain. Dans cet article, nous nous focaliserons sur les coûts des réacteurs à eau de taille importante, lesquels sont appelés à assurer l'essentiel de la production d'électricité des prochaines décennies.

La compétitivité économique dans le mix électrique

Avec les niveaux actuels de coût de production ⁽⁴⁾, le nucléaire existant est extrêmement compétitif : aucun nouveau moyen de production ne pourra rivaliser avec la performance qu'il affiche, dans les vingt années à venir. En France, l'ordre de grandeur du coût « cash » du kWh nucléaire est de 30-35€/MWh, à comparer à des coûts de l'ordre de 50-70€/MWh pour les meilleures technologies encore à construire ⁽⁵⁾.

Dans ses trois composantes (réacteur, cycle, exploitation), le nucléaire du futur dénote une bonne compétitivité dans l'ensemble des zones, comme le montre une étude de l'OCDE de 2015 (voir la Figure 1 de la page suivante). Cette étude se fonde notamment sur des chiffres européens relatifs aux réacteurs à eau de grande taille, et porte sur la période postérieure à la concrétisation de têtes de

(1) Société française d'énergie nucléaire – Section technique « Économie ». Jean-Guy Devezeaux est le précédent président de la section économique. Michel Berthélemy lui a succédé en septembre 2019.

(2) Laquelle a d'ores et déjà été affirmée par le gouvernement dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

(3) Voir le site de la SFEN : www.sfen.org

(4) Voir, pour la France, l'étude de la SFEN, « Les coûts de production du parc nucléaire français », 2017. Ces résultats sont en général transposables dans d'autres pays, si l'on excepte les cas particuliers de quelques réacteurs américains.

(5) Par ailleurs, plus la durée d'exploitation des réacteurs est augmentée, et plus le bénéfice est important. Et ce même si l'on tient compte des coûts nécessaires pour éliminer les conséquences du vieillissement des tranches et surtout pour améliorer leur performance en matière de sûreté, pour positionner celle-ci à un niveau comparable aux standards les plus modernes.

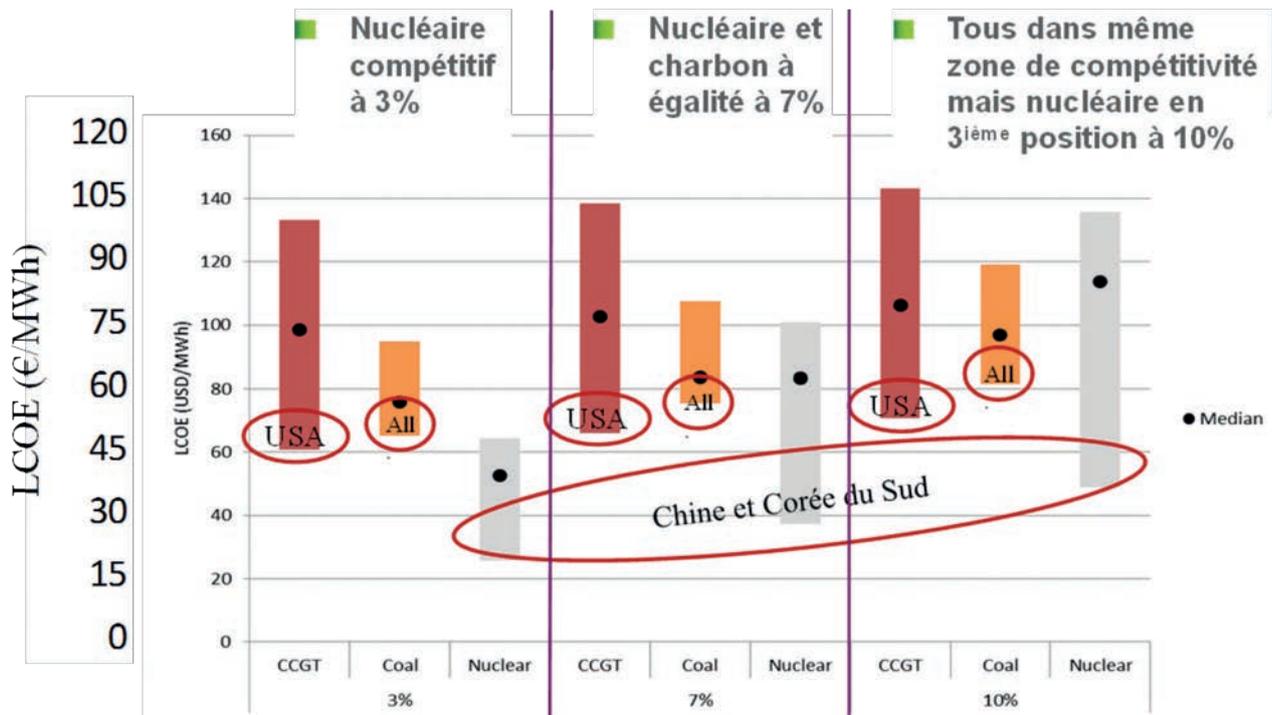


Figure 1 : Compétitivité du nucléaire à construire dans les principales zones du monde (source : OCDE AIE et AEN, 2015).
Nota : CCGT = cycle combiné à gaz.

série comme Flamanville 3 ou Olkiluoto 3. En Europe et aux États-Unis, les coûts actualisés du nouveau nucléaire sont typiquement de 60 à 75 €/MWh (pour des taux d'actualisation variant de 5 à 7 %). Ils atteignent des niveaux très compétitifs (30 à 50 €/MWh) en Asie (Chine, Corée).

Ces chiffres sont encourageants pour le nucléaire. Ils doivent cependant être nuancés dans deux directions au moins, qui portent sur sa compétitivité par rapport aux énergies renouvelables. Dans un sens, le coût de ces dernières énergies baisse à grande vitesse, et l'on voit actuellement des projets de fermes solaires affichant des coûts inférieurs à 30€/MWh au Moyen-Orient. Dans l'autre sens, se situe la performance du nucléaire, objet de la première partie de cet article.

La prise en compte des coûts de système

Par ailleurs, les travaux économiques ont mis en évidence depuis une petite dizaine d'années l'importance des « coûts de système » pour toutes les productions électriques⁽⁶⁾. Pour les renouvelables variables, ces coûts (liés essentiellement à l'ajustement offre-demande à court terme, à la variabilité, aux raccordements, mais aussi à la possibilité de déclenchement de coûts échoués en dynamique⁽⁷⁾) peuvent atteindre jusqu'à plusieurs dizaines d'euros/MWh et augmentent rapidement avec l'augmentation de la part de ces énergies dans le mix. En fin de compte, il faut donc aujourd'hui apprécier le rôle du

nucléaire à l'échelle de l'ensemble du système électrique, et c'est dans ce nouveau cadre que sa compétitivité doit être appréciée. Les toutes prochaines années permettront de préciser et de mieux quantifier ces phénomènes⁽⁸⁾ via la mise en œuvre de nouvelles méthodes économiques et le recours à des outils pleinement adaptés.

Les perspectives d'évolution des coûts

Ainsi, depuis une dizaine d'années, des réacteurs de 3^{ème} génération sont en construction dans divers pays⁽⁹⁾. Souvent, d'importantes difficultés se sont fait jour et les coûts de construction ont dépassé très significativement les prévisions. Les coûts historiques de construction des réacteurs nucléaires ont été largement publiés et analysés dans des rapports officiels (par exemple, Cour des comptes, 2012) et des articles académiques (Grubler, 2010 ; d'Haeseleer, 2013 ; Duquesnoy, 2013 ; Berthélemy et Escobar, 2015 ; Lovering *et al.*, 2016 et 2017). Ces études couvrent non seulement les données du parc français, mais encore celles de la plupart des pays nucléaires de l'OCDE.

(8) Ainsi, il faudra analyser les situations locales avec des outils dédiés, dont la complexité est nettement plus grande que les coûts actualisés utilisés jusqu'ici. Il est assez peu probable que ces nouvelles méthodes amènent à remettre en question de façon forte la compétitivité du nucléaire dans les deux prochaines décennies. À l'avenir, il faudra définir des stratégies dynamiques pour chaque pays (ou zone électrique) et le nucléaire devrait, en règle générale, y trouver une place selon l'analyse économique.

(9) Ces réacteurs disposent en particulier de caractéristiques supérieures au regard de la sûreté. L'article de Jean-Guy Devezeaux, publié par les *Annales des Mines* dans le numéro de juillet 2019 de sa revue *Responsabilité & Environnement*, présente ces réacteurs de façon plus détaillée.

(6) Voir, en particulier, dans ce même numéro des *Annales*, l'article de Jan Keppler et Marco Cometto, "The Competitiveness of Nuclear Energy: From LCOE to System Costs".

(7) Voir, notamment, le rapport de l'OCDE/AEN, "The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables", 2019, www.oecd-nea.org/news/2019/2019-01.html

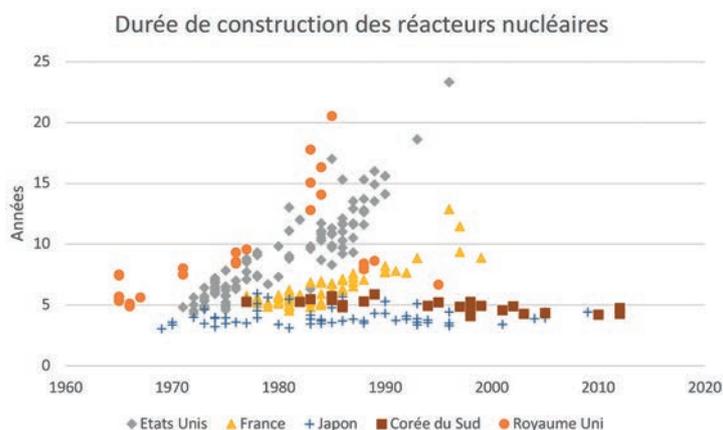


Figure 2 : Durée de construction des réacteurs nucléaires sur la période 1965-2015 (source : Base de données PRIS de l'AIEA).

La SFEN en a réalisé en 2018 une synthèse ⁽¹⁰⁾, qui explique les principales causes de ces difficultés :

- allongement de la durée des chantiers (qui est elle-même dépendante des causes évoquée *infra*) ;
- difficultés inhérentes à un nouveau *design* de réacteur (complexité, constructibilité...) et manque de maturité du premier *design* adopté lors du lancement de la construction ;
- perte de compétence de la filière, pénurie de professionnels qualifiés (par exemple, en Europe et aux États-Unis) pour de nombreux corps de métiers ;
- construction de réacteurs à l'unité (et non par paire), dans plusieurs cas (par exemple, les EPR en France et en Finlande) ;
- faible volume des commandes et donc pas de réel effet d'échelle, et absence de programme (standardisation) ;
- faible rythme des constructions ;

(10) « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », SFEN, cité en référence.

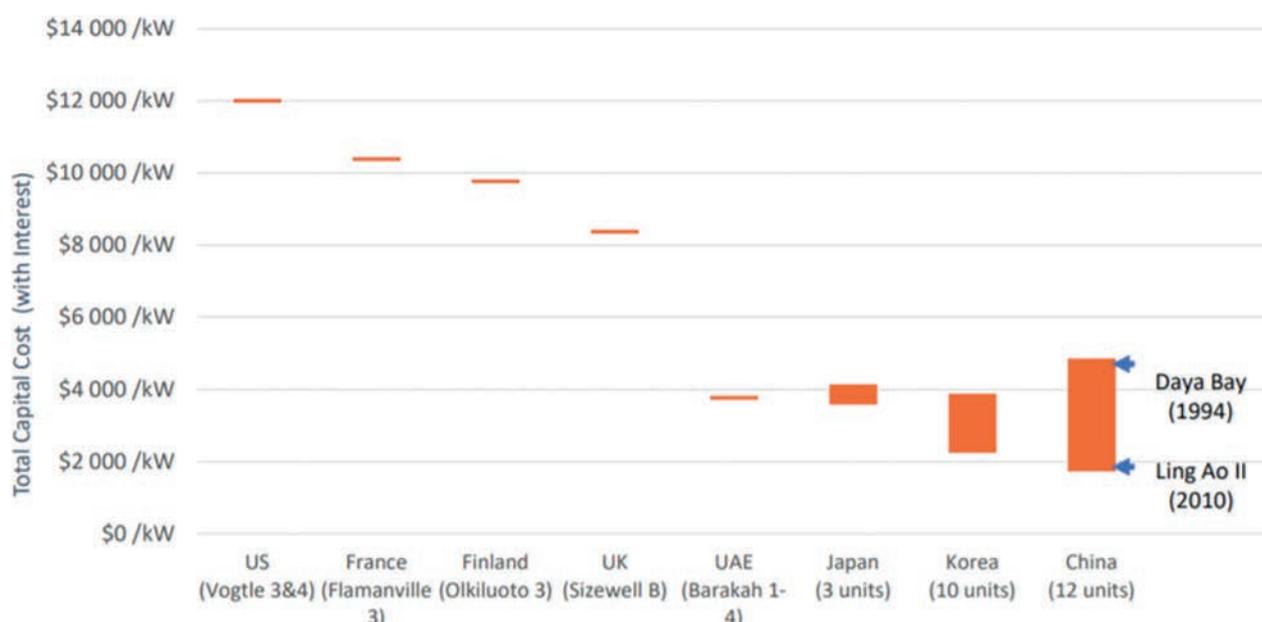


Figure 4 : Coûts unitaires des réacteurs (source : K. COGAN (2019)).

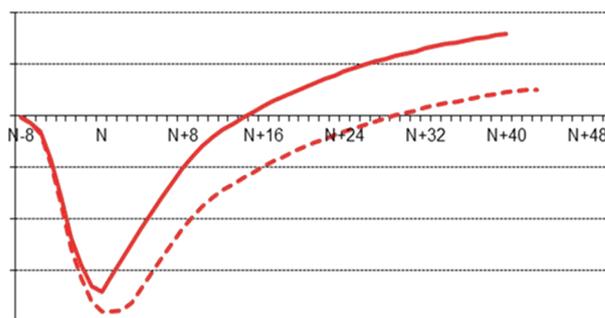


Figure 3 : Impact d'un retard du démarrage d'un réacteur sur le temps de retour économique du projet (3 ans de retard impliquent ici un décalage de l'ordre de 8 à 10 ans du temps de retour) (source : EDF).

- défauts de coordination entre les métiers ;
- complexité réglementaire (dont la mise en œuvre des nouveaux référentiels).

La Figure 2 ci-contre indique les durées de construction des réacteurs de cinq pays et montre la corrélation entre l'allongement de celles-ci et la baisse du nombre des constructions (l'effet de la montée en puissance de la Chine n'est pas encore pleinement visible sur ce graphique que l'on a limité à l'année 2015).

La Figure 3 ci-dessus illustre l'influence que peut avoir un retard sur le bilan économique global pour un réacteur. On constate que si des problèmes apparaissent sur un des chemins critiques de la réalisation d'une unité, ils peuvent avoir des conséquences majeures en termes de coût total, ne serait-ce que *via* l'immobilisation et la désynchronisation des équipes. Il est donc de la plus haute importance de maîtriser ces risques calendaires.

Ainsi, les premiers réacteurs de nouvelle génération ont enregistré des retards dus à de multiples sources. Ces réacteurs figurent principalement à gauche de la Figure 4 ci-dessus. Au fur et à mesure de la capitalisation du retour d'expé-

First-of-a-kind (FOAK) costs and the costs of restarting the nuclear industry

Expense born by first unit	Extra FOAK Cost (\$/kW)
Qualify supply chain	~\$600
License Design	~\$400
Complete Design	~\$500
2 years less direct labor and indirect services	~\$600
2 years extra construction + higher interest rate	~\$1,500
Extra FOAK Costs	~\$3,600

Source: LucidCatalyst for the UK Energy Technologies Institute, Nuclear Cost Drivers Project, April 2018

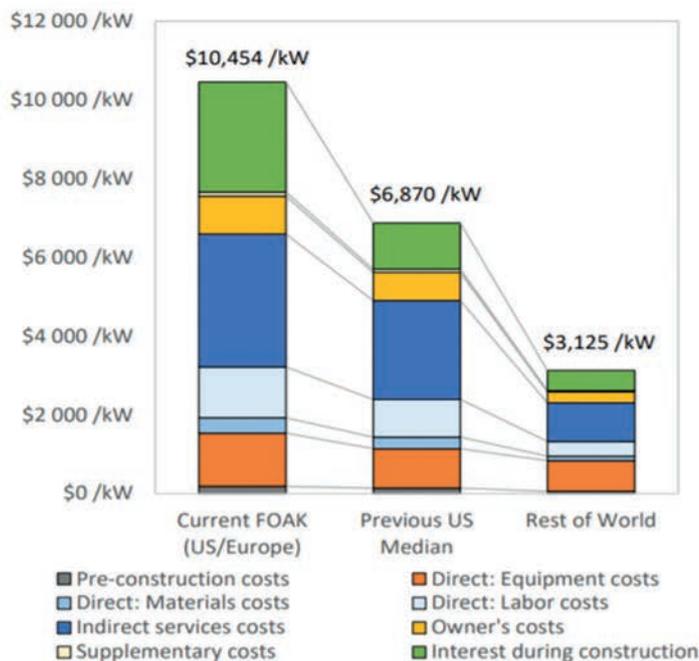


Figure 5 : Possibilités de réduction des coûts des réacteurs aux États-Unis (source : LucidCatalyst (2018)).

rience, et même avec des évolutions modestes du *design* visant à améliorer la constructibilité, il est clair que la tendance des coûts unitaires est orientée à la baisse⁽¹¹⁾, grâce notamment à un raccourcissement du temps de construction et en fonction de la taille des programmes.

Aux États-Unis, des difficultés importantes ont été rencontrées lors de la construction des réacteurs de dernière génération, comme Vogtle 3 et 4 (réacteur AP1000 de *design* Westinghouse). Dans un rapport établi pour l'UK Energy Technology Institute, le consultant LucidCatalyst a examiné les possibilités de réduction des coûts d'investissement en les identifiant poste par poste. Une illustration de ces travaux est présentée dans la Figure 5 ci-dessus. L'ordre de grandeur des diminutions de coûts se traduit par une possibilité de baisse de 30 % à court terme. Pour un programme important de réacteurs, les baisses pourraient être bien plus significatives encore et atteindre un facteur supérieur à 2, pour se rapprocher alors des meilleurs coûts internationaux (Asie).

L'ordre de grandeur de ces réductions correspond bien à celui mis en évidence par la SFEN en 2018, dans le contexte français, pour la prochaine paire de réacteurs :

- réduction de la durée de construction : plusieurs dizaines de pourcents ;
- effet de série et optimisation de la *supply chain* : plusieurs dizaines de pourcents ;
- construction d'une paire (et non d'un réacteur isolé) : de l'ordre de 10 %, voire plus⁽¹²⁾ ;
- optimisation du *design* du réacteur : 10 % à plusieurs dizaines de pourcents.

(11) Et cela même si les différences de localisation des réacteurs doivent amener à la prudence dans les comparaisons. Voir aussi LOVERING *et al.* (2016).

(12) Cela correspond à la moyenne pour les deux réacteurs, soit au total 20 % ou plus sur le second réacteur.

Il n'est certainement pas possible de garantir un cumul de ces gains, certains des postes dépendant les uns des autres. Mais il est clair que le potentiel est très important. Un autre des mérites de ces actions, combinées à celles des pouvoirs publics, est de réduire les incertitudes pesant sur le projet, ce qui est aussi générateur de diminution des coûts et facilite en retour le lancement du projet.

Importance sur le coût des aspects financiers, des risques et de la garantie des États

Un autre poste d'un coût majeur est le financement des réacteurs. L'accès au capital et son coût jouent en effet de façon cruciale sur la performance économique. Les coûts financiers se montent en effet à plusieurs dizaines de pourcents du coût total. Cet aspect se traduit, d'une part, par les conditions auxquelles l'investisseur accède au capital et, d'autre part, par la rentabilité exigée compte tenu des risques du projet. Parmi ces risques, les aspects réglementaires jouent un rôle central ; cela non seulement en ce qui concerne les décisions politiques portant sur le nucléaire, mais aussi, plus largement, en termes de risques de marché. C'est ce qui a été la clé du développement des EnR en Europe, les différents pays du continent ayant mis en place des politiques de soutien (par exemple, les tarifs d'achat) qui en assurent la rentabilité et sécurisent le producteur (en le mettant à l'abri des fluctuations du marché).

La réduction des risques industriels évoquée plus haut joue dans le même sens. Elle sera notamment facilitée par l'engagement d'une politique industrielle forte (au-delà même du nucléaire), prenant en compte l'implication des territoires.

Dans le cas d'Hinkley Point, un rapport de la Cour des comptes britannique⁽¹³⁾ montre ainsi comment l'engage-

(13) Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Hinkley Point C", National Audit Office, HC 40 – Session 2017-18, 23 June 2017.

ment de l'État peut générer une marge de 30 % sur les coûts d'investissement acceptables, cela en réduisant essentiellement les risques de marché.

Dans son rapport, la SFEN (2018a) a considéré que des gains pouvant aller jusqu'à 50 % étaient possibles sur les coûts financiers, dès lors que des mesures favorables, comparables à celles mises en place pour le solaire ou l'éolien, seraient adoptées par les pouvoirs publics.

On voit donc clairement que les acteurs gouvernementaux et industriels disposent aujourd'hui de nombreux leviers pour participer à une réduction des coûts du nouveau nucléaire, une fois passé le cap des « têtes de série ». Ces leviers permettent par ailleurs d'enclencher une dynamique vertueuse : la réduction des coûts de construction s'accompagnant d'une baisse des risques associés qui se traduit à son tour par une baisse des coûts de financement.

Éclairages sur l'économie du cycle

Le coût du cycle du combustible se monte à environ un quart du coût total de production de l'électricité nucléaire⁽¹⁴⁾. Il est constitué en majorité des coûts de l'« amont » du cycle (extraction de l'uranium, conversion, enrichissement et fabrication des assemblages combustibles)⁽¹⁵⁾. L'aval du cycle, qui compte pour environ 5 % du coût actualisé du kWh, comprend la gestion des combustibles usés et des déchets afférents. En France, la stratégie de gestion en vigueur est dite du « monorecyclage » (traitement des combustibles et recyclage des matières plutonium et uranium). Le recyclage est assuré par l'usine de

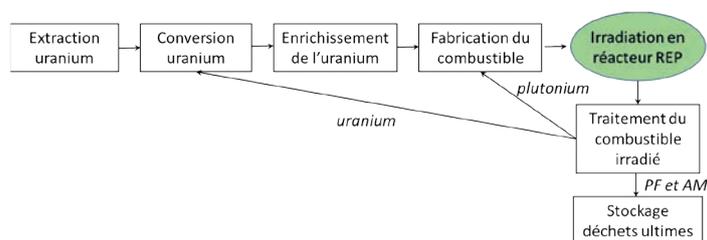


Figure 6 : La stratégie actuelle de fin de cycle en France (qui pourra être complétée à terme par un multirecyclage intégral en réacteurs à neutrons rapides)⁽¹⁶⁾.

(14) Les chiffres donnés ici résultent d'un calcul de coût actualisé avec application de taux d'actualisation « usuels » (de l'ordre de 5 %). D'autres taux, qui peuvent être plus bas, quand on s'intéresse au temps long, sont mentionnés dans la littérature. Par ailleurs, d'autres méthodes de calcul économique peuvent être utilisées, en fonction de la question posée. On peut notamment citer le Coût Courant Économique (CCE) utilisé par la Cour des comptes pour évaluer le coût de production de l'électricité pour une année donnée. Pour un approfondissement de ces questions relatives à l'aval du cycle, on peut consulter l'article « Les stratégies de cycle du combustible nucléaire : repères économiques » publié dans *La Lettre de l'In-tésé* de juillet 2019. On consultera aussi le rapport très récent de la Cour des comptes (2019).

(15) Sur l'amont du cycle, en particulier l'approvisionnement en uranium, voir, dans ce même numéro des *Annales des Mines*, l'article de Philippe Knoche, « Approvisionnement en uranium et en métaux stratégiques pour le nucléaire : dépendances ou faux problèmes ? ».

(16) Actuellement, les combustibles MOX et URE usés, après recyclage du plutonium et de l'uranium restant, sont entreposés en attendant une décision quant à leur devenir.

traitement des combustibles usés de La Hague (Manche), pour ce qui concerne la séparation du plutonium et de l'uranium restant et pour le conditionnement des déchets. C'est l'usine de Mélox à Marcoule (Gard) qui fabrique les combustibles MOX. Ce sont des combustibles « mixtes » associant du plutonium à un support d'uranium appauvri. La capacité actuelle de chargement des combustibles MOX est de 24 réacteurs. Ils appartiennent au palier dit « CPY » qui est le plus ancien, juste après les 6 réacteurs « CP0 » de Fessenheim et Bugey.

Cette stratégie a été de nouveau confirmée dans le cadre du récent projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie, non seulement sur toute la durée de l'actuelle PPE (2019-2028), mais aussi jusqu'à l'horizon 2040. Il a ainsi été décidé que le recyclage par La Hague et Mélox sera pratiqué au moins jusqu'à cet horizon. Au-delà, la stratégie de référence⁽¹⁷⁾, fixée par la loi de 2006, est le multirecyclage du plutonium en réacteurs de 4^{ème} génération à neutrons rapides. Ce choix permettrait d'alimenter le parc français pratiquement sans consommer d'uranium, apportant ainsi une autonomie énergétique totale. Actuellement, une ré-évaluation du programme national est en cours, avec une réouverture des choix technologiques en matière de réacteurs de 4^{ème} génération et en considérant à moyen terme l'option du multirecyclage en réacteurs à eau.

La pratique actuelle de fermeture du cycle est-elle performante ?

L'approche de type « coûts actualisés », ou LCOE⁽¹⁸⁾, est utilisée depuis des décennies, et de nombreuses études internationales y recourent. C'est notamment le cas de la meilleure référence internationale, celle de l'OCDE/AEN (2013). D'autres travaux ont été menés par le Forum Generation IV (Shropshire, 2009), des universitaires et des consultants (Harvard, 2003 ; BCG, 2006 ; Oxford, 2011 ; MIT, 2011...). Ces travaux comparent différentes options de cycles, en considérant une filière nucléaire n'ayant pas encore réalisé d'investissements dans les activités de cycle du combustible. Cela s'apparente à un calcul *ex ante*, permettant un choix de stratégie d'aval.

Les résultats dépendent de nombreux paramètres, tels que les coûts des installations et surtout les économies générées par le recyclage en termes d'achat d'uranium. La Figure 7 de la page suivante permet de comparer les coûts des différentes options. En règle générale, les coûts sont proches, mais avec un léger avantage apparent pour le cycle ouvert, qui est dû pour une bonne part aux hypothèses de prix (modéré) de l'uranium retenues dans la majorité des études. Les analyses statistiques menées par l'AEN ont par ailleurs montré que les écarts ne sont pas significatifs. Il faut aussi noter que les incertitudes sont supérieures dans le cas du stockage direct des combustibles. En résumé, le critère économique n'est pas discriminant.

(17) La recherche a pour mission de rendre cette stratégie technologiquement possible et de l'évaluer selon plusieurs critères.

(18) Pour Levelized Cost of Electricity.

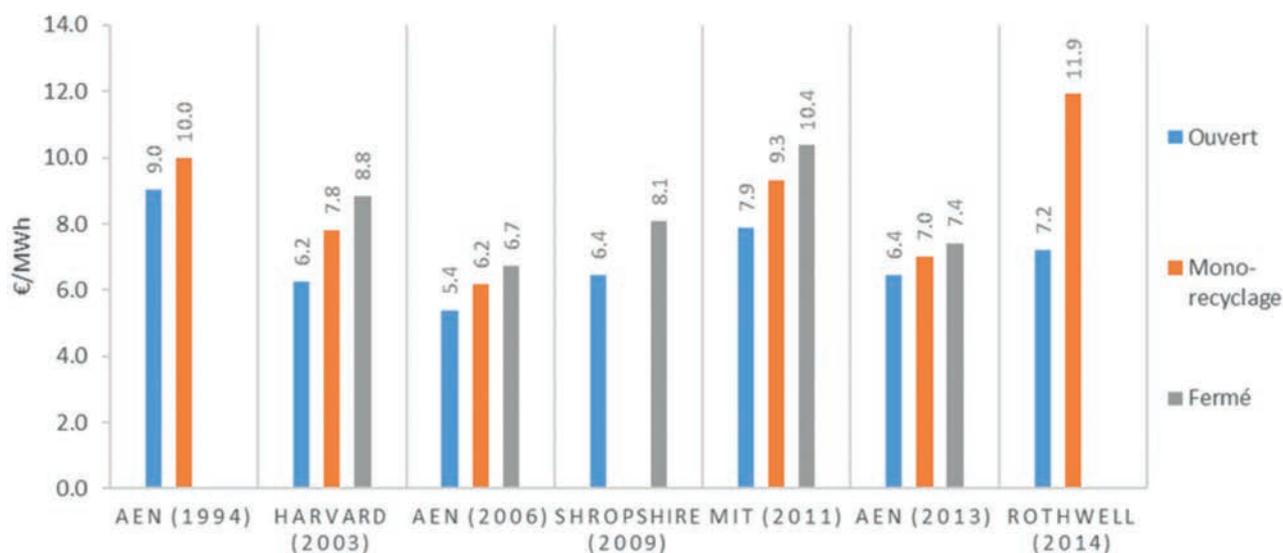


Figure 7 : Comparaison des coûts d'aval du cycle selon la littérature.

Une dynamique industrielle de moyen terme fortement liée à celle du parc

L'industrie française du recyclage des combustibles usés a été dimensionnée sur la base d'un parc national significativement supérieur à ce qu'il est aujourd'hui⁽¹⁹⁾. Par ailleurs, la nouvelle loi sur l'énergie dispose que la part du nucléaire sera réduite à 50 % en 2035, ce qui correspond, en ordre de grandeur, à l'arrêt de 14 réacteurs sur les 58 du parc actuel. La loi, comme cela a été rappelé *supra*, confirme par ailleurs la stratégie de recyclage.

Dans les prochaines années, EDF doit définir le choix des réacteurs qui seront arrêtés en priorité. Les 6 réacteurs les plus âgés (dont les deux tranches de Fessenheim) n'ont pas été chargés en combustible MOX au plutonium. Mais les 8 suivants l'ont été. La concrétisation de l'hypothèse d'un arrêt par ordre d'âge, induisant rapidement l'arrêt de ces réacteurs moxés, pourrait donc se traduire par une réduction du flux de combustibles usés à traiter, selon le principe d'adéquation des flux : EDF veille à ce que le plutonium séparé par le traitement à La Hague soit intégralement recyclé pour éviter son éventuelle accumulation sous une forme séparée. Cette perspective d'une baisse de l'activité de l'usine, alors que l'intérêt global du recyclage n'est pas modifié par les décisions de réduction de la production, serait alors susceptible d'avoir des conséquences économiques importantes sur l'équilibre économique des usines de La Hague et de Mélox.

Comme nous le verrons par la suite, des solutions à ces contraintes ont été identifiées et font l'objet d'une investigation poussée. Ces marges de souplesse devraient per-

mettre de ne pas modifier en profondeur l'économie de l'ensemble du dispositif.

L'exploitation de l'usine de La Hague est économiquement le meilleur choix

La démarche LCOE n'est pas applicable telle quelle à un pays qui a déjà réalisé des investissements (comme c'est le cas de la France), pour évaluer le maintien (et non la mise en œuvre *ex nihilo*) d'une option en vigueur. Les approches les plus pertinentes reposent sur la construction de différents scénarios. En France, ce sont des questions qui sont régulièrement examinées par les pouvoirs publics. La voie du recyclage a régulièrement été jugée robuste au regard de jeux complets de critères, dont les critères économiques⁽²⁰⁾.

La France est dans une situation particulière au niveau mondial : en effet, elle dispose d'une technologie industrielle de traitement-recyclage éprouvée et particulièrement performante. Les investissements initiaux (notamment dans l'usine de La Hague, construite essentiellement au cours des années 1990) ont été gérés sans dérive : ces coûts sont aussi largement amortis, les usines fonctionnent sans être confrontées à des difficultés notoires et font référence dans le monde pour leur performance technique. Grâce à la mise en œuvre du traitement des combustibles usés, le volume des déchets à stocker en couches géologiques profondes a été divisé par un facteur allant jusqu'à 5 au cours des trois dernières décennies de fonctionnement, ce qui a constitué un facteur majeur de la baisse des coûts futurs de gestion de ces déchets.

Évaluer la pertinence de continuer sur la voie du recyclage nécessite donc d'autres approches⁽²¹⁾, en sus des ap-

(19) C'est la conséquence des hypothèses retenues dans les années 1980, qui tablaient sur un taux de croissance de la demande électrique supérieur à 5 %. D'où la capacité nominale des usines de La Hague qui se montait initialement à 1 600 t/an, capacité qui devait à terme être entièrement dédiée à servir les réacteurs français, alors que les déchargements d'EDF sont actuellement de l'ordre de 1 100 t/an. Toutefois, cette capacité théorique doit être revue à la baisse, car elle doit être rapportée à des combustibles bien plus sollicités aujourd'hui que ceux qui ont servi pour établir les bases réglementaires de départ. Enfin, cette industrie a prouvé sa vocation internationale, avec des exportations très importantes au départ et de nouveaux contrats actuellement en négociation.

(20) Citons, par exemple, l'étude de MM. Charpin, Pelat et Dessus (2000).

(21) Ainsi, par exemple, les rapports de la Cour des comptes publiés en 2012, 2014 et 2019 proposent une analyse complète des coûts de la filière électronucléaire (focalisée sur l'aval du cycle en 2019), basée principalement sur la notion de coût courant économique (CCE) évoquée plus haut. Les rapports concluaient notamment à l'absence de coûts « cachés » dans la filière nucléaire : le coût de production de l'électricité intégrant correctement l'ensemble des charges liées au nucléaire (dont le démantèlement et la gestion des déchets).

proches de coûts actualisés citées plus haut. Une étude menée par le CEA I-tésé en 2015 pour le compte du ministère de la Transition écologique, a procédé à une analyse technico-économique de différentes stratégies de cycles, appliquées à la situation actuelle de la France à l'échelle du parc. L'analyse prend en compte les investissements déjà réalisés et la gestion des matières radioactives résultant de la stratégie actuelle, pour évaluer d'éventuels changements de stratégie. La méthode économique retenue consiste à calculer les coûts actualisés futurs dans chacun des cas étudiés, et à les comparer entre eux, en ramenant ces coûts à l'énergie produite. On retrouve ainsi un coût actualisé analogue à ceux présentés plus haut, mais capables d'apprécier des bifurcations à partir de la stratégie en place.

Les résultats des quatre stratégies de cycles (exprimés en €/MWh) sont synthétisés dans la Figure 8 ci-dessous ; ils doivent être considérés comme des ordres de grandeur au regard des incertitudes qui demeurent (non représentées graphiquement).

Cette analyse, publiée par l'Administration dans le cadre du débat sur la PPE, montre des résultats assez comparables entre cycle ouvert et mono-recyclage sans perspective RNR, ce qui apparaît cohérent avec les résultats des études internationales précitées. Le surcoût observé sur le cycle ouvert est lié principalement au cas spécifique de la France, lequel impliquerait des coûts de « basculement » : cela montre que d'un point de vue économique, la France a tout intérêt à continuer à exploiter l'usine de La Hague. Il faut aussi noter que si le coût de cycle des réacteurs à neutrons rapides (RNR) – présenté en quatrième pile de la Figure 8 – est particulièrement bas (pas besoin d'acheter de l'uranium), cet avantage est aujourd'hui insuffisant pour combler le surcoût d'investissement de ces réacteurs.

Une approche économique de la gestion des déchets

En règle générale, la gestion de long terme des déchets

radioactifs pèse très peu sur le coût actualisé du kWh. La raison principale, avec les taux d'actualisation usuels, est que le stockage des déchets intervient longtemps après la production d'électricité. Ainsi en est-il pour les déchets les plus actifs (conteneurs de verre de haute activité) conditionnés par l'usine de traitement d'Orano à La Hague. En effet, ces colis dégagent une chaleur résiduelle significative⁽²²⁾, qui va décroître dans le temps. Au bout de plusieurs années de recherche, l'Andra et le CEA ont montré qu'ils pourront être stockés en site géologique profond sans altérer la roche hôte. Rapportés à la date de production de l'électricité, ces coûts ne représentent au total que quelques euros par MWh. L'intérêt de cette méthode de calcul, rappelons-le, tient au fait qu'elle permet d'évaluer un nouveau moyen de production électrique, en prenant en compte les coûts de gestion à long terme.

Par contre, la question est toute autre lorsque l'on s'intéresse au flux économique à mobiliser, alors que le parc a déjà fonctionné plusieurs décennies et que l'heure de la construction du stockage approche. On utilise alors une méthode de type coût courant économique (CCE). Les sommes à mobiliser, cette fois postérieurement à la production d'électricité, sont significatives. L'ordre de grandeur du coût du stockage géologique français, Cigéo, est de 25 milliards d'euros (pour une cinquantaine d'années de fonctionnement du parc). Toutefois, ces coûts ont été pris en compte bien en amont et ont donné lieu à la constitution de provisions sécurisées dans des fonds dédiés. La Figure 9 de la page suivante montre que ces fonds se montent d'ores et déjà à plus de 30 milliards d'euros.

Les questions économiques qui se posent partout dans le monde au sujet de la gestion de l'aval du cycle à long terme sont essentiellement de deux ordres.

(22) De l'ordre de 2 kW par colis de déchet, à la date de production.

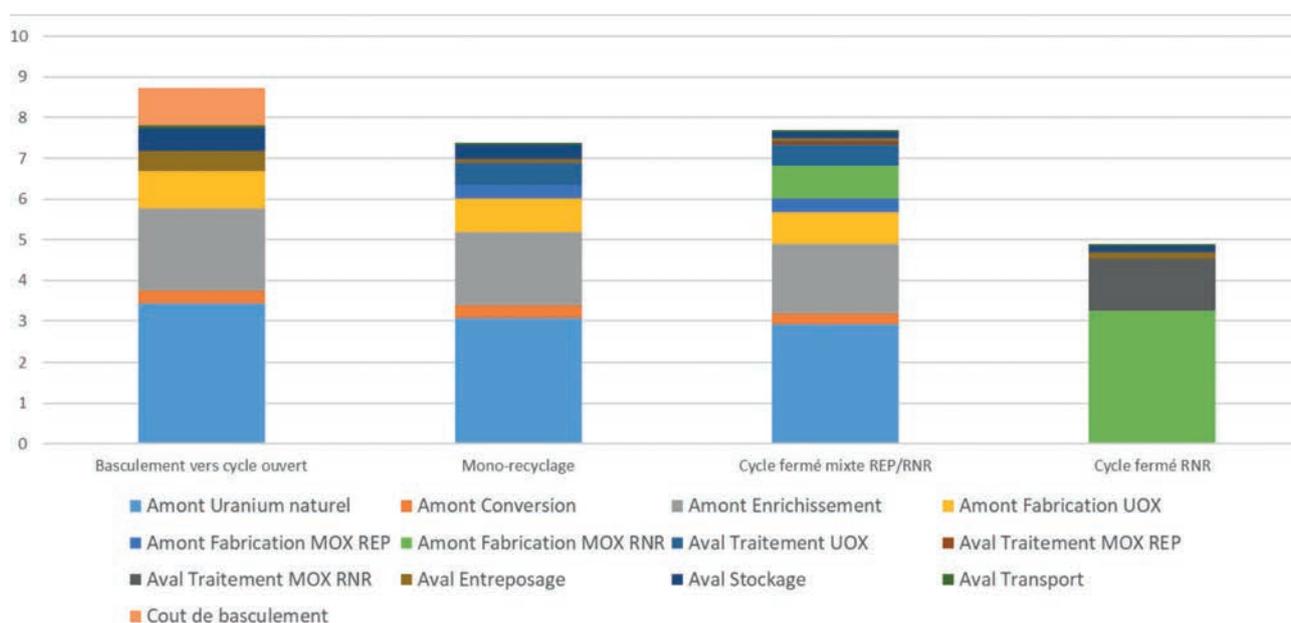


Figure 8 : Coûts actualisés de cycle (€/MWh) de quatre stratégies en France. La première (basculement vers cycle ouvert) suppose un arrêt de l'usine de La Hague à un horizon de quelques années (source : CEA/I-tésé).

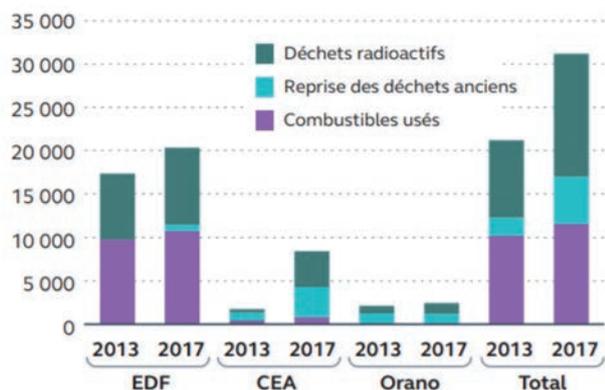


Figure 9 : Montant des provisions constituées par les acteurs industriels pour couvrir la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (source : Cour des comptes, 2019).

La première question est relative à la maîtrise des projets, alors que les exigences environnementales et sociétales (dialogue avec les parties prenantes, processus d'autorisation, connaissances scientifiques exigées...) augmentent régulièrement. La faisabilité technique et sociétale des stockages de déchets fait ainsi débat depuis longtemps. La mise en service du premier centre industriel pour accueillir les déchets de haute activité, qui devrait être effective dans les années à venir à Olkiluoto (en Finlande), devrait contribuer à clarifier ce point. Toutefois, des incertitudes significatives portent encore sur le coût de nombreux stockages dans le monde, ne serait-ce que parce que les durées des échéanciers atteignent parfois près d'un siècle. En France, la Cour des comptes, dans son rapport de 2012, s'est penchée sur le sujet et a souligné que l'impact des incertitudes, même s'il reste significatif, serait gérable. Ainsi, le doublement des dépenses relatives au stockage des déchets n'affecterait le coût de production de l'électricité que de 1 % sur la durée (cas du mono-recyclage). Toutefois, l'effort de décaissement additionnel des sommes non dotées à ce jour ne serait pas sans conséquences sur les comptes des acteurs industriels. Il faut aussi noter, dans le cas d'un cycle fermé, que les colis les plus actifs ont été spécifiquement conçus en vue de permettre leur stockage, alors qu'un cycle ouvert induirait pour le stockage direct des combustibles usés que ceux-ci soient mis dans des conteneurs spécifiques, constituant ainsi des « colis de stockage » potentiellement acceptables par l'Andra. Le risque d'une mauvaise estimation est d'autant plus faible que les déchets représentent des volumes réduits et que la durabilité des colis est en elle-même garantie par le procédé : le recyclage des matières et le conditionnement des déchets résiduels apparaissent ici comme une assurance de stabilité des coûts.

L'autre question économique porte sur la temporalité des projets. Elle a notamment été étudiée par Linh Doan (2017) dans sa récente thèse. Celle-ci montre tout d'abord que la solution de loin la plus économique est d'entreposer sur le long terme les déchets dans des installations de surface dédiées (donc en repoussant à très loin leur stockage éventuel). Cette stratégie a été étudiée en France au titre de la loi de 1991. La représentation nationale a toutefois décidé en 2006 de lui préférer un stockage profond « rapide »

(sous une quinzaine d'années à l'époque). Cette décision révèle la valeur sociale forte de la mise en œuvre de cette stratégie de stockage : il a été décidé que la génération actuelle ne devait pas attendre et donc ne pas laisser le soin à ses petits-enfants de traiter le sujet. Par ailleurs, ces travaux montrent que la valeur sociale d'un stockage « sans tarder », c'est-à-dire opérationnel au début des années 2030, peut aussi être confortée par la démonstration de la faisabilité de cette solution à l'échelle pré-industrielle⁽²³⁾, contribuant ainsi à rendre socialement possible le renouvellement du parc. Conserver ainsi l'« option nucléaire » ouverte générerait une valeur induite estimée à plusieurs milliards d'euros. D'autres résultats portent aussi sur la valeur économique du lancement de la phase industrielle, à la suite de la phase pré-industrielle (ou pilote)⁽²⁴⁾. Dès lors que le programme repose sur un volume d'activité – et donc de dépenses – important, ce qui est le cas de la France, l'analyse économique apparaît plutôt neutre au regard de la date de lancement de cette phase industrielle.

Au final, ces résultats s'inscrivent dans le principe de responsabilité de la présente génération. Partant de là, ils prennent acte du fait que l'économie n'est pas le critère majeur en matière de décision sur la temporalité des programmes de gestion des déchets, et de ce fait, ils valident l'intérêt de la prise, à brève échéance, d'une décision sur le stockage à long terme en France.

Coûts du nucléaire en France et décisions futures

La France bénéficie largement de son parc installé (en termes de coûts, d'export, de flexibilité), mais elle doit faire face à trois grands défis : la prolongation de l'exploitation des réacteurs existants (à travers le programme du « Grand Carénage »), le choix politique d'augmenter rapidement la part des EnR dans le bilan électrique et la gestion de la *supply chain* nucléaire. En situation de demande électrique stable (la croissance ne permettant plus d'ajuster la structure du parc *via* les nouveaux investissements de capacité), les marges de manœuvre et d'ajustement deviennent plus faibles, et les risques de coûts échoués dus à l'arrêt prématuré d'équipements lourds augmentent.

Le retour d'expérience de Flamanville 3

Le bilan du chantier de l'EPR de Flamanville a mis en évidence une série de problèmes qui ont entraîné une augmentation des coûts d'un facteur de l'ordre de 3⁽²⁵⁾ en quinze ans. Une synthèse du bilan des problèmes ren-

(23) L'Andra prévoit en effet de commencer par une phase pilote, avec stockage d'un inventaire réduit de colis.

(24) Cette valeur dépendra notamment du niveau d'incertitude pesant sur l'économie et la richesse de la nation à long terme. Plus le niveau d'incertitude sera élevé, et plus il apparaît préférable de maintenir nos efforts sur la voie d'un stockage rapide et continu. Il est toutefois important de noter que la décision d'enclencher ou non l'exploitation courante après la phase pilote – une décision à prendre d'ici une vingtaine d'années –, devra être affinée après l'analyse des résultats de la réalisation de cette phase.

(25) Le coût initial du projet a été fixé à 3 300 millions d'euros 2005 en 2006. Le dernier montant communiqué par EDF est de 14 400 millions d'euros 2015. Soit une augmentation d'un facteur 3, si l'on déflate par l'indicateur des coûts à la construction de l'INSEE.

contrés sur ce chantier est présentée dans le très récent rapport Folz (2019). Les surcoûts y sont répartis en quatre familles de cause pour ce qui concerne les contrats ⁽²⁶⁾ :

- aléas et effet « Tête de série » : 38 % ;
- volume et périmètre en augmentation : 35 % ;
- allongement des délais : 15 % ;
- impacts réglementaires : 12 %.

Toutefois, ces difficultés d'ampleur n'ont pas été subies sans avoir été prises en compte. Ainsi, EDF et AREVA NP, puis Framatome, ont formalisé l'expérience qu'ils ont retiré des difficultés rencontrées sur les chantiers de Flamanville 3 et Olkiluoto 3, laquelle a permis de contribuer à améliorer la réalisation des projets chinois d'EPR à Taishan ⁽²⁷⁾.

De nombreuses actions ont été mises en œuvre sur la base de ce retour d'expérience. Le bénéfice en a été surtout sensible en matière de conception des réacteurs chinois les plus récents. Ces actions ont porté notamment sur les points suivants :

- évolution des méthodes,
- redéfinition de l'organisation du projet (dont la sous-traitance),
- réduction importante du nombre d'heures d'ingénierie – et donc des coûts associés – consacrées à la chaudière nucléaire (- 60 % entre Olkiluoto 3 et Taishan),
- réduction significative (- 40 %) de la durée de fabrication des gros composants grâce à l'amélioration des processus de production (par exemple, la durée de fabrication des générateurs de vapeur a été réduite d'une année pour Taishan, dont 4 mois et demi grâce à l'utilisation d'un forgé au lieu d'une série de soudures pour un composant des générateurs de vapeur),
- fiabilisation du planning de construction grâce à la réduction des délais des approvisionnements auprès des fournisseurs (réduction des délais de 65 % en moyenne pour Taishan par rapport à Olkiluoto 3).

C'est ce qui a permis à Taishan 1 de démarrer dès juin 2018, puis à Taishan 2 d'en faire de même en mai 2019, et de démontrer ainsi la faisabilité technique et économique du réacteur EPR.

Au-delà, des réflexions directement liées au renouvellement de la flotte française ont été engagées pour redéfinir un concept de réacteur plus simple et plus aisément constructible, dans la ligne de l'EPR initial. C'est le projet EPR2 ⁽²⁸⁾, qui a fait l'objet récemment d'un examen par l'Autorité de sûreté. L'objectif est ici de réduire les coûts non seulement *via* une simplification du réacteur, mais aussi en optimisant fortement sa constructibilité et en en réduisant très significativement les délais. De nouvelles méthodes sont mises en œuvre, notamment en matière d'organisation de travail (équipes intégrées, *design to cost*) et de la *supply chain* (délégations de performance), et de moyens techniques de conception et de suivi (*digital, system engineering*).

(26) Le rapport fournit aussi une ventilation pour les coûts d'ingénierie.

(27) Pour plus d'informations sur ce sujet, voir la note de la SFEN (2018a).

(28) Voir, pour plus de détails, l'article de Xavier Ursat, « Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

Les difficultés de construction ont été largement documentées : la SFEN (2019) a notamment établi un état de la filière qui montre que sa remise en route avec le projet EPR de Flamanville ⁽²⁹⁾ doit absolument être consolidée, et ce très rapidement. L'exemple des difficultés soulevées par les opérations de soudage est très représentatif de celles auxquelles est confronté ce corps de métier ⁽³⁰⁾. Il n'est malheureusement pas le seul concerné ⁽³¹⁾.

La Figure 10 de la page suivante présente un graphique issu à l'origine du rapport de 2012 de la Cour des comptes. Il montre que par rapport aux premières constructions, les coûts des suivantes ont nettement baissé, chaque fois à *design* donné.

S'agissant de l'EPR2, la SFEN chiffre à 30 % au moins le gain possible par rapport au standard précédent. Le coût actualisé du MWh qui est visé pour le prochain programme de construction est de l'ordre de 60 à 70 euros, ce qui est cohérent avec les données de la Figure 1 de la page 36.

La décision de construction des nouveaux réacteurs

Compte tenu de l'âge très resserré de la flotte de nos réacteurs, pour réussir cet objectif, EDF doit ajuster en les « lissant » les durées d'exploitation desdits réacteurs, alors que, dans la même période, il apparaît crucial de lancer un nouveau programme électronucléaire.

La décision de renouveler le parc s'inscrit dans un contexte assez complexe. D'une part, le coût de production du parc actuel est très compétitif (cela même en tenant compte des coûts importants du grand carénage nécessaire pour poursuivre leur exploitation). D'autre part, une incertitude perdure à moyen terme sur la durée d'exploitation des réacteurs sur le long terme, l'Autorité de sûreté délivrant des autorisations par période de dix ans et pas plus. Un autre paramètre important est l'historique de la construction du parc : celui-ci a été développé très rapidement dans les années 1970 et 1980 ⁽³²⁾. C'est pourquoi un arrêt de tous les réacteurs à un même âge donnerait une forte baisse de puissance qu'il serait difficile de combler en mettant en service uniquement des moyens de production à bas carbone. Une autre variable à prendre en compte est aussi le niveau du besoin en énergie (demande intérieure française et capacité d'export). Enfin, la puissance totale du parc nucléaire ⁽³³⁾ et la part de l'énergie délivrée par ce parc en 2035 sont limitées par la loi ⁽³⁴⁾.

(29) À la date de la publication de cet article, le plan demandé par le gouvernement à EDF, suite à la publication du rapport Folz (2019), aura déjà été établi.

(30) Voir l'article de Valérie Faudon, « Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines* pour une illustration de l'ensemble des métiers impactés et des tensions afférentes.

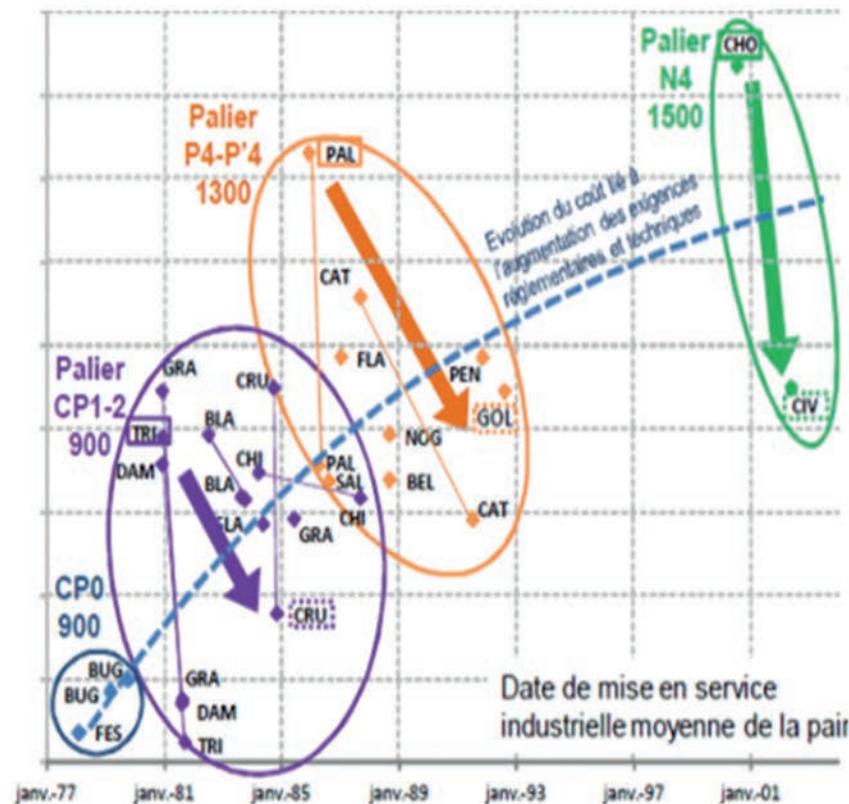
(31) Voir, pour plus de détails, l'article de Xavier Ursat cité *infra*.

(32) C'est ce qui est souvent appelé « effet falaise ».

(33) Elle est limitée à 63,2 GWe.

(34) Par ailleurs, il faudra aussi piloter l'ordre d'arrêt des réacteurs et le pilotage des capacités moxées, ce qui est évoqué dans la suite de l'article.

Coût/MW



Evolution historique

Futur

Figure 10 : Évolution des coûts de construction des réacteurs au sein de chaque palier (source : Cour des comptes et SFEN).

Les décisions devront donc permettre de garder une forte flexibilité, dans un futur incertain à de nombreux titres. Pour faire simple, les décisions stratégiques qui ont été d'ores et déjà prises consistent à arrêter les réacteurs, après les deux tranches de Fessenheim, selon des durées de fonctionnement variables. Cela de façon à lisser dans le temps la décroissance de la production assurée par les moyens nucléaires « historiques ». Certaines unités seront donc arrêtées après une durée de fonctionnement de l'ordre de cinquante ans, d'autres iront au-delà. Les choix précis des tranches à arrêter sont en cours de définition par l'exploitant.

L'analyse économique du coût de réacteur que nous avons développée plus haut montre que la construction de quelques tranches seulement au cours de la prochaine décennie serait très insuffisante au regard de l'objectif d'une forte réduction des coûts de la génération EPR. Pour toutes les raisons évoquées plus haut, en particulier les bénéfices des effets d'apprentissage, de série et de visibilité attendus par les industriels fournisseurs (*supply chain*), il est nécessaire de lancer un programme d'ampleur (de l'ordre de 8 à 10 réacteurs selon la SFEN). C'est dans ce cadre, avec l'accompagnement nécessaire pour

réduire les incertitudes de marché, que l'objectif de 60 à 70 euros/MWh sera atteignable. Selon cette vision, il « suffirait » donc de décider de la constitution d'un nouveau parc avec mise en service des premiers réacteurs au milieu ou même à la fin des années 2030, en profitant d'ici là de la performance du parc actuel. Une décision au milieu de la décennie 2020 serait alors cohérente avec une stratégie visant à réduire les coûts du nucléaire.

Mais cette analyse est de fait incomplète.

En effet, à cette identification des moyens nécessaires pour réduire les coûts, nous avons ajouté une synthèse de l'état du secteur industriel. En partant des difficultés récentes rencontrées en matière de réalisation des premiers réacteurs de nouvelle génération, cette seconde analyse a montré que la *supply chain* est encore dans une situation délicate : il est donc nécessaire de la consolider au plus vite. Même après la remise en marche liée au programme en cours, beaucoup de chemin reste encore à faire. Au-delà des compétences nécessaires à la construction de nouvelles centrales, c'est la pérennité de l'ensemble de la filière qui est en jeu.

Ainsi, la conclusion que nous retirons de l'analyse de l'état de la *supply chain* est la nécessité de décider très rapidement du lancement du nouveau programme évoqué *supra* et de ne pas attendre le milieu de la décennie 2020. À défaut, nous assisterions à une dégradation rapide de la situation de l'industrie nucléaire nationale⁽³⁵⁾. Ce choix implique d'arrêter des réacteurs plus rapidement que ce que la seule logique de l'exploitation du parc amène à considérer, dès lors que l'on s'assure de leur remplacement effectif. La date de décision de renouvellement du parc, qui devrait intervenir selon le gouvernement en 2021, sera donc particulièrement cruciale⁽³⁶⁾.

Les décisions en matière de cycle et de gestion des déchets

L'impact sur l'aval du cycle de la concrétisation de l'objectif des 50 % de nucléaire dans la production électrique en 2035 est dépendant de nombreux paramètres. Ceux-ci ont été évoqués plus haut. Mais les décisions sur l'évolution du parc ne peuvent être prises sans tenir compte de l'aval du cycle.

La question essentielle est le recyclage du plutonium extrait des combustibles usés, qui génère une économie de l'ordre de 10 % d'uranium. De plus, les technologies mises en œuvre seront indispensables si l'on décide un jour de passer à la 4^{ème} génération de réacteurs à neutrons rapides. Comme décrit plus haut, le choix a depuis longtemps été fait en France de ne pas « accumuler sur étagère » le plutonium séparé dans l'usine de La Hague, ce qui a conduit à dimensionner en conséquence les usines et les capacités de recyclage. Au nom de ce principe de l'« adéquation des flux », si la capacité à utiliser l'énergie du plutonium dans les réacteurs baissait trop vite en raison de leur arrêt, il faudrait ralentir l'activité des usines de La Hague et de Mélox. Cela induirait une double perte : celle de l'énergie non utilisée et la perte économique due à une trop faible charge des deux usines. Il faudra donc très probablement panacher les arrêts de ces réacteurs et l'éventuel moxage de réacteurs plus récents (ceux du pallier 1 300 MW).

Ces points sont explicités dans le volet relatif à l'offre d'énergie du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Pour ce qui concerne le stockage des déchets radioactifs de haute et moyenne activités à vie longue⁽³⁷⁾, les années qui viennent vont aussi être celles de décisions possiblement importantes. Il s'agit de l'autorisation de la création de Cigéo, qui pourrait intervenir en 2022. La première phase, dite « pilote », celle de démonstration industrielle, pourrait alors débuter. Le centre de stockage pourrait ouvrir vers 2030, ce qui est très cohérent avec la

mise en œuvre d'un programme de construction de nouveaux réacteurs⁽³⁸⁾, en démontrant la maîtrise complète de la filière. Au plan économique, les effets seront d'abord sensibles dans les territoires concernés de la Meuse et de la Haute-Marne. La construction nécessitera jusqu'à 2 000 personnes, pendant cinq ans. Les importants décaissements à réaliser par les propriétaires de déchets, se montant à plusieurs milliards d'euros, seront effectués en mobilisant les fonds dédiés, lesquels sont déjà constitués comme expliqué plus haut.

Conclusion

Dans cet article, nous avons présenté trois gammes de résultats récents, se rapportant à la baisse des coûts des nouveaux réacteurs, à l'aval du cycle et au stockage des déchets en couches géologiques profondes. Tous poussent à l'action, dans un contexte devenu difficile.

L'industrie nucléaire mondiale, qui a aujourd'hui construit et démarré de nouveaux réacteurs de 3^{ème} génération, a des atouts nombreux et peut apporter des solutions techniques permettant d'atteindre les objectifs de la COP21 au milieu du siècle et après. Compte tenu de l'âge du parc actuel, l'essentiel de la flotte mondiale est à (re)construire. Les enjeux économiques sont donc majeurs. La compétitivité du nouveau nucléaire au regard des autres sources d'électricité bas carbone (éolien et solaire, principalement) est aujourd'hui acquise en Asie. Cette zone, qui a bénéficié du retour d'expérience de l'Europe et des États-Unis, s'est fortement orientée vers une croissance du nucléaire, en Chine principalement. Ainsi, 2 EPR ont démarré à Taishan avec succès, ce qui démontre la qualité technique du produit et indique aussi certaines des directions à suivre pour réduire les délais et les coûts.

Demain, les progrès des EnR, qui continuent à bon rythme, pousseront ces énergies (éolien et solaire, principalement) en tête du mix électrique. Ce faisant, les coûts de système inhérents à ces productions variables augmenteront. Un équilibre dynamique se mettra en place, dès lors que ces technologies apparaîtront socialement et politiquement mobilisables à grande échelle. Et, comme l'Agence internationale de l'énergie⁽³⁹⁾ l'appelle de ses vœux, le nucléaire apparaîtra très probablement comme une composante majeure de la base électrique, voire plus, compte tenu, entre autres, de ses qualités de flexibilité.

En ce qui concerne la baisse du coût des nouveaux réacteurs, la question qui se pose actuellement à l'Europe et aux États-Unis est de savoir s'ils souhaitent rester des acteurs majeurs de la filière. Ces régions ont été pionnières dans la conception et la construction des réacteurs de 3^{ème} génération. Mais leurs programmes ont rencontré de

(35) L'analyse présentée dans ce même numéro des *Annales des Mines* par Valérie Faudon dans son article, « Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire » complète ce paragraphe sous un angle plus politique.

(36) Voir le rapport SFEN (2019).

(37) Voir l'article de Jean-Marie Abadie, « La gestion des déchets radioactifs en France et dans le monde », publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

(38) Même si les déchets issus de ces nouveaux réacteurs ne sont pas actuellement inscrits à l'inventaire de Cigéo (en attente d'une décision sur ce point).

(39) Voir l'article "Nuclear power in a clean energy system" de Keisuke Sadamori, publié de ce numéro des *Annales des Mines* et la déclaration de Fathi Birol lors de la Conférence "Nuclear Power and Climate Change" organisée par l'AIEA en octobre 2019, <https://www.youtube.com/watch?v=usfxKQqacmU>

nombreuses difficultés, induisant des retards importants et des surcoûts majeurs qui peuvent atteindre un facteur pouvant aller jusqu'à 3 par rapport aux estimations initiales. La somme des résultats actuellement disponibles montre que des marges de progrès très importantes sont possibles et pourraient permettre, avec le soutien des pouvoirs publics, de rejoindre la zone de compétitivité, ce qui pourrait se combiner avec les autres avantages du nucléaire (très faible bilan carbone, sécurité d'approvisionnement, flexibilité et disponibilité notamment). Ce résultat s'assortit d'une alerte sérieuse sur l'état des *supply chain* française et européenne.

En ce qui concerne le cycle du combustible, celui-ci « tourne » de façon régulière partout dans le monde, avec des fluctuations modérées des prix de marché de l'amont. En aval, les techniques les plus avancées (gestion du combustible usé) sont mises en œuvre en France. Ce résultat significatif acquis ces dernières années conforte économiquement le choix du cycle fermé, avec un recyclage assuré par les usines de La Hague et de Méloix. Ce résultat s'assortit de la mise en évidence du soin qu'il faudra apporter pour amplifier la dynamique de développement des capacités des réacteurs aptes à participer au recyclage, au cours des prochaines années.

En ce qui concerne le stockage à long terme des déchets les plus actifs, les pays les plus avancés développent déjà des laboratoires et des programmes de stockage (Finlande, Suède, France...). La France est là encore bien placée sur le plan technique. Les études économiques traitant du stockage sont en fait très peu nombreuses. Celle de L. Doan (2017, 2019) conforte la nécessité de lancer rapidement la première phase du projet Cigéo. De surcroît, une telle décision serait à même de créer une valeur additionnelle par sa coïncidence avec le lancement d'un programme de réacteurs.

Ces différents résultats sont cohérents avec les grandes lignes tracées dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (réaffirmation du traitement-recyclage, moxage de réacteurs 1 300 MW, maintien d'un programme de R&D pour la fermeture du cycle). En dépit des conséquences sérieuses induites par la baisse de la part du nucléaire dans la production électrique, il devrait être possible de sortir « par le haut » des difficultés actuelles.

Le nucléaire apparaît en effet comme un atout pour la France, à tout le moins pour assurer un coût bas de l'électricité. C'est le résultat auquel aboutissent un grand nombre d'études qui ont porté sur le cas français, notamment celle réalisée par Jan Keppler⁽⁴⁰⁾ dans le cadre de l'OCDE/AEN. D'autres ont été produites par le MIT, notamment en 2018 (voir la Figure 11 ci-contre). Cette étude calcule le coût de production d'électricité pour la France, selon les objectifs de décarbonation et les performances du nouveau nucléaire. Dans les cas les plus exigeants en matière d'émissions de CO₂, les experts du MIT obtiennent des parts de nucléaire qui sont proches de la part actuelle en

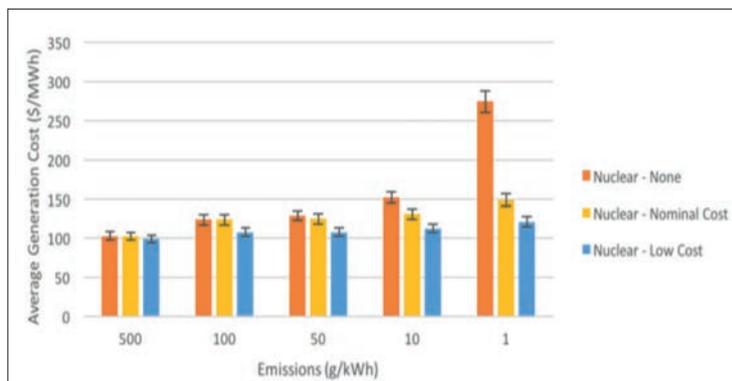


Figure 11 : Coût de production de l'électricité en France au regard des différents objectifs d'émissions de CO₂, et selon divers scénarios de coût du nouveau nucléaire (source : MIT, 2018).

France : de l'ordre de 70 % (combinée notamment avec des unités à gaz avec dispositifs de capture du CO₂). Dès lors que le coût du nucléaire est maîtrisé (cas « nominal » ou « low »), l'option la moins chère inclut cette énergie. Par exemple, pour descendre à 10g/kWh, un coût « bas » du nucléaire permettrait de réduire les coûts de production de l'électricité de près du tiers.

Force est de constater que les travaux actuels sur les mix futurs sont divers, parfois difficiles à interpréter et dans certains cas contradictoires⁽⁴¹⁾. Ceux de la SFEN, dont s'inspire en bonne partie cet article, nous semblent toutefois montrer de façon robuste l'intérêt du nucléaire dans la durée. Au plan économique, ils montrent en première approche que l'optimum apparent serait de maximiser la durée d'exploitation des réacteurs existants... Ce qui pourrait amener à différer les nouvelles constructions. Mais cette stratégie de *stop and go* serait très lourde de conséquences industrielles adverses. D'où la logique qui paraît être la meilleure à ce stade, à savoir : baisser les coûts des réacteurs de 3^{ème} génération (par rapport aux têtes de série), arrêter graduellement les réacteurs existants et lancer sans tarder un nouveau programme de construction de réacteurs de type EPR2, ce qui permettra donc de consolider la *supply chain* dans la durée. La responsabilité de la France est majeure pour pérenniser cette technologie bas carbone à l'échelle de l'Europe.

La décision du gouvernement devient urgente (elle devrait être prise à partir de 2021) et sera capitale.

En matière d'emploi, les conséquences des choix faits seront là encore d'importance majeure. Le nucléaire représente en France plus de 200 000 emplois directs et environ le double en emplois totaux (directs, indirects, induits). Les chantiers de construction mobilisent sur site jusqu'à 5 000 personnes par réacteur, ce qui laisse augurer de l'impact d'un programme constitué de 8 à 10 unités ; alors que l'intensité en emploi du démantèlement est environ dix fois inférieure. Et ce sans compter les exportations permises par une base industrielle nationale forte.

(41) Une référence très utile, qui mixe technique et économie, est celle des travaux menés par RTE pour le gouvernement, lors de l'élaboration des bilans prévisionnels qui servent de cadre à la PPE. D'autres travaux, dont ceux de l'ADEME, débouchent sur des conclusions peu favorables au nucléaire.

(40) Voir son article publié dans ce même numéro des *Annales des Mines*.

Références

- BERTHÉLEMY M. & ESCOBAR L. (2015), "Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress", *Energy Policy* 82, pp. 118-130.
- BERTHÉLEMY M. & DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. (2019), « La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire », *Revue de l'Énergie*, n°642, janvier-février, pp. 22-37.
- BOSTON CONSULTING GROUP (2006), "Economic Assessment of Used Fuel Management in the United States", rapport du BCG.
- CHARPIN J.-M., PELAT R. & DESSUS B. (2000), « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire », rapport au Premier ministre, juillet.
- COGAN K. (2019), "The Potential for Nuclear Cost Reduction", IAEA Conference "Nuclear & Climate", Vienna, October.
- COUR DES COMPTES (2012), « Les coûts de la filière électronucléaire », <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/les-couts-de-la-filiere-electro-nucleaire>
- COUR DES COMPTES (2014), « Les coûts de la filière électronucléaire » (actualisation 2014), Rapport public thématique, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-cout-de-production-de-le-lectricite-nucleaire-actualisation-2014>
- COUR DES COMPTES (2019), « L'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage », juillet, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/laval-du-cycle-du-combustible-nucleaire>
- DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. & BRIÈRE E. (2017), « Nucléaire et énergies renouvelables : des technologies complémentaires pour la transition énergétique », *Revue générale nucléaire*, n°1, pp. 8-17, <http://www.sfen.org/rgn/1-8-nucleaire-energies-renouvelables-technologies-complementaires-transition-energetique>
- DEVEZEAUX DE LAVERGNE J.-G. (2019), « Nouveau nucléaire : quelles technologies et quelles perspectives de développement en France et dans le monde ? », *Annales des Mines, Responsabilité & Environnement*, n°95, juillet, pp. 67-74.
- DOAN L. (2017), « Prise en compte économique du long terme dans les choix énergétiques relatifs à la gestion des déchets radioactifs », Thèse soutenue le 7 décembre 2017, Université de Paris-Dauphine, PSL.
- DOAN L. (2019), "Economic Assessment of the Political and Technical Management of Large Public Projects: The Deployment Schedule of the French Deep Geological Repository of Radioactive Waste", à paraître dans la *Revue d'Économie industrielle*.
- DUQUESNOY T. (2013), « Coût de construction des réacteurs REP : évolution des conditions économiques ou accroissement de la complexité ? », *La Lettre de l'I-tésé*, 18.
- ESCOBAR L. & LÉVÊQUE F. (2015), "Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience", *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 4, issue 2.
- FOLZ Jean-Martin (2019), « Rapport au Président directeur général d'EDF : la construction de l'EPR de Flamanville », octobre.
- GRUBLER A. (2010), "The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing", *Energy Policy* 38(9), pp. 5174-5188.
- HARVARD (2003), "The Economics of Reprocessing vs Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel", Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- LOVERING J. R., YIP A. & NORDHAUS T. (2016), "Historical construction costs of global nuclear power reactors", *Energy Policy* 91, pp. 371-382.
- LOVERING J. R., NORDHAUS T. & YIP A. (2017), "Apples and oranges: comparing nuclear construction costs across nations, time periods, and technologies", *Energy Policy* 102, pp. 650-654.
- LUCIDCATALYST (2018), "Nuclear Cost Driven Project", Report prepared for the UK Energy Technology Institute.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2011) "The Future of the Nuclear Fuel Cycle", An interdisciplinary MIT study.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2018), "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World", An Interdisciplinary MIT study.
- OECD (2015), "Projected Costs of Generating Electricity", <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- OECD/NEA (2013), "The Economics of the Backend of the Nuclear Fuel Cycle", Paris, OECD.
- OXFORD (2011), "A Low Carbon Nuclear Future: Economic Assessment of Nuclear Materials and Spent Nuclear Fuel Management in the UK", Smith School of Enterprise and the Environment, Oxford, United Kingdom.
- ROTHWELL G. *et al.* (2014), "Sustainability of light water reactor fuel cycles", *Energy Policy* (74), S16-S23.
- SFEN (2017), « Les coûts de production du parc nucléaire français », Société française d'énergie nucléaire, novembre, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_-_les_couts_de_production_du_parc_nucleaire_francais_-_ppe_-_sfen.pdf
- SFEN (2018a), « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », Société française d'énergie nucléaire, mars, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf
- SFEN (2018b), « Le nucléaire français dans le système électrique européen », Société française d'énergie nucléaire, avril, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/le_nucleaire_francais_dans_le_systeme_energetique_europeen_-_sfen_-_ppe.pdf
- SFEN (2019), « Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ? », Société française d'énergie nucléaire, avril, http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/note_avril_renouvellement_du_parc.pdf
- SHROPSHIRE D. E. *et al.* (2009), "Advanced Fuel Cycle Economic Analysis of Symbiotic Light-Water Reactor and Fast Burner Reactor Systems", INL/EXT-09-15254, Idaho, United States.

La gestion des déchets radioactifs en France et dans le monde

Par Pierre-Marie ABADIE

Andra

L'utilisation des propriétés de la radioactivité dans de nombreux secteurs engendre des déchets radioactifs qui représentent des risques pour l'homme et l'environnement. Ces déchets doivent être gérés en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie.

Le stockage des déchets radioactifs à vie courte, qui représentent plus de 90 % des volumes de déchets français mais une faible part de la radioactivité totale, est réalisé dans des centres de surface.

En ce qui concerne les déchets à vie longue, des projets sont en cours d'étude ou de conception. Ainsi, pour les déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue, l'Andra est en charge du projet Cigéo, le centre de stockage géologique profond dans une roche aux propriétés remarquables pour permettre d'isoler ces déchets sur le très long terme. La France n'est pas le seul pays à avoir fait ce choix, le stockage géologique étant considéré comme la solution de référence au plan international.

En France, la gestion des déchets radioactifs a été confiée à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra). Établissement public créé en 1991, l'Andra est indépendante des producteurs et est placée sous la tutelle des ministres chargés de l'Énergie, de la Recherche et de l'Environnement.

L'Andra remplit une mission d'intérêt général – confiée par l'État – de prise en charge des déchets radioactifs produits par les générations passées et présentes pour les mettre en sécurité pour les générations futures. L'Andra s'appuie sur trois métiers : la recherche et le développement, la conception de projets de stockage et l'exploitation de sites industriels.

Les déchets radioactifs

Qu'est-ce qu'un déchet radioactif ?

Les déchets radioactifs sont des substances radioactives qui, ne pouvant être réutilisées ou retraitées, doivent être gérées de manière spécifique. Ils sont de natures très diverses et peuvent provenir de la maintenance et du fonctionnement des installations nucléaires, de leur démantèlement, du retraitement du combustible usé des centrales nucléaires, de l'assainissement d'anciens sites pollués par la radioactivité, d'activités de recherche, de processus industriels ou d'examen et de soins médicaux.

Considérant les risques qu'ils représentent, la France a, comme de nombreux autres pays, fait le choix de les stocker dans des installations industrielles adaptées. L'objectif est de les isoler le temps que leur radioactivité ait suffisamment diminué pour qu'ils ne présentent plus de risques radiologiques.

En France, plus de la moitié des déchets radioactifs, en volume, provient de l'industrie électronucléaire. Toutefois, la recherche, la médecine, la Défense nationale ou encore l'industrie classique utilisent elles aussi régulièrement des substances radioactives.

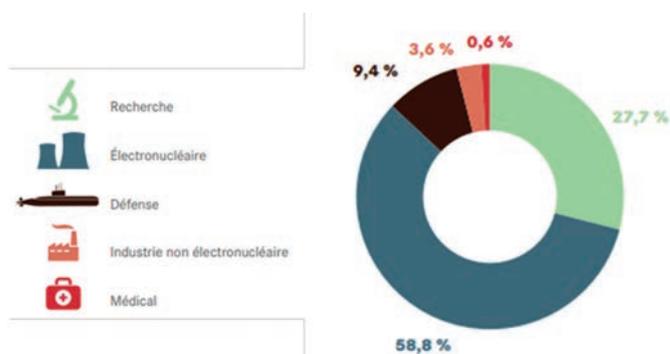


Figure 1 : Les principaux secteurs producteurs de déchets radioactifs.

Aujourd'hui, 90 % du volume des déchets radioactifs produits en France sont déjà pris en charge dans des centres de stockage de surface gérés par l'Andra. Pour les autres déchets, des projets sont à l'étude ou en développement (projet FA-VL, projet Cigéo).

Les différentes catégories de déchets radioactifs et leurs modes de gestion

En France, la classification des déchets radioactifs (voir la Figure 2 de la page suivante) repose principalement sur deux paramètres : le niveau de radioactivité et la période radioactive des radionucléides présents dans le déchet.

Catégorie	Déchets dits à vie très courte	Déchets dits à vie courte	Déchets dits à vie longue
Très faible activité (TFA)	 Gestion par décroissance radioactive	 Stockage de surface (Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage)	
Faible activité (FA)		 Stockage de surface (Centres de stockage de l'Aube et de la Manche)	 Stockage à faible profondeur à l'étude
Moyenne activité (MA)			 Stockage profond en projet
Haute activité (HA)	Non applicable		

Figure 2.
Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs - Éditions 2018.

Compte tenu de leurs caractéristiques propres, la prise en charge de chaque type de déchets nécessite la mise en œuvre de moyens de gestion appropriés à sa dangerosité, à ses volumes et à sa durée de vie (voir la Figure 3 ci-dessous).

Les centres de stockage de surface

La sûreté du stockage en surface repose sur trois éléments : les colis qui contiennent les déchets, les ouvrages de stockage dans lesquels sont placés les colis et la géologie du site qui constitue une barrière naturelle à long terme.

Les déchets de très faible activité (TFA), essentiellement issus du fonctionnement et du démantèlement des installations nucléaires mais aussi d'industries non nucléaires utilisant les propriétés de la radioactivité (chimie, métallurgie, etc.), sont pris en charge, depuis 2003, par le Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires) situé dans l'Aube. Le Cires reçoit près de 24 000 m³ de déchets par an.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC), issus de la maintenance (vêtements, outils, filtres, etc.) et du fonctionnement d'installations nucléaires

et des activités de recherche ou de soins (laboratoires et hôpitaux) étaient, de 1969 à 1994, pris en charge par le Centre de stockage de la Manche (CSM). Depuis 1992, ils sont stockés dans le Centre de stockage de l'Aube (CSA). Le CSA réceptionne près de 10 000 m³ de déchets par an.

Les projets de stockages souterrains

La gestion des déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), qui recouvre essentiellement les déchets dits radifères qui proviennent d'activités industrielles non nucléaires et les déchets graphites issus des centrales nucléaires de première génération, fait l'objet d'études. Ces déchets ne peuvent pas être stockés en surface en raison de leur durée de vie longue, sans que leur niveau de dangerosité ne justifie un stockage géologique profond. Une solution de stockage adaptée et proportionnée aux enjeux de sûreté doit donc être développée.

Pour les déchets de haute activité et moyenne activité à vie longue (HA et MA-VL), issus principalement de l'industrie électronucléaire, des activités de retraitement du combustible usé et de la recherche, l'Andra conçoit le projet Cigéo, le Centre de stockage géologique.

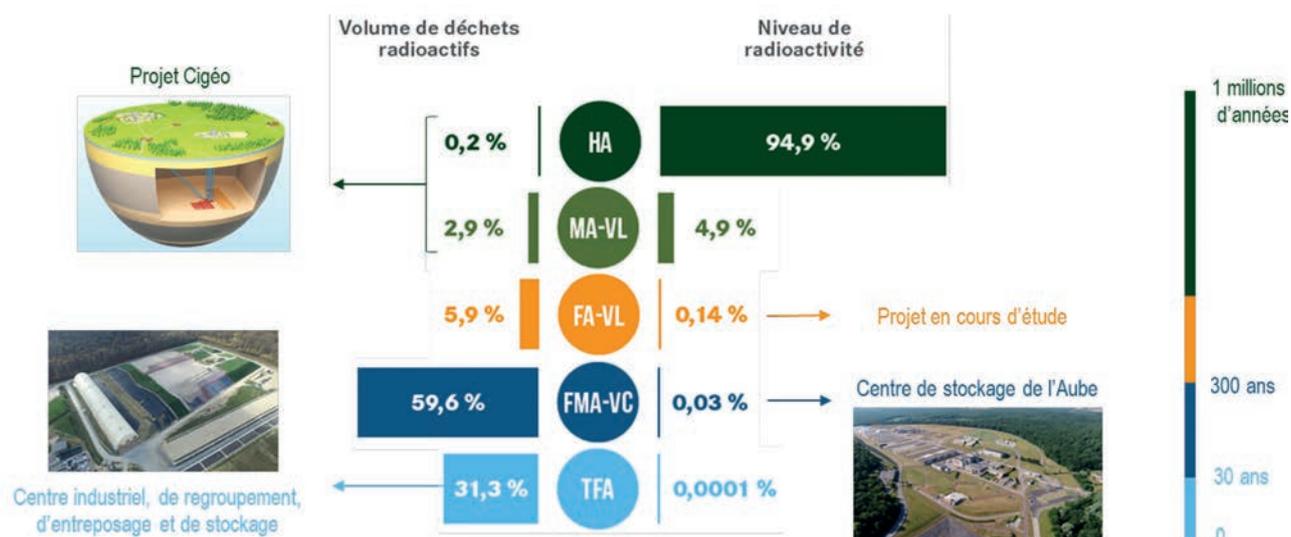


Figure 3.

Le projet Cigéo, le centre de stockage en couche géologique

Histoire du projet

La loi de 1991 a fixé trois voies de recherche pour assurer la gestion des déchets radioactifs HA et MA-VL : le stockage géologique (Andra), l'entreposage (CEA) et la séparation/transmutation (CEA). Après quinze années de recherches, les résultats ont été présentés lors du débat public de 2005 et ont fait l'objet d'un avis⁽¹⁾ de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), en 2006, qui a conclu que :

- La faisabilité technologique de la séparation/transmutation n'était pas acquise.
- L'entreposage de longue durée ne pouvait constituer une solution de gestion définitive pour la gestion des déchets HA et MA-VL.
- Le stockage en couche géologique profonde apparaissait comme une solution de gestion définitive incontournable, à même de garantir la sûreté passive sur le très long terme. D'ailleurs, la sûreté qu'offre le projet Cigéo repose en grande partie sur la couche géologique. L'argile du Callovo-Oxfordien est stable depuis 160 millions d'années et a des propriétés de confinement qui permettent de freiner le déplacement des radionucléides jusqu'à la surface.

C'est donc sur cette base qu'en 2006, le Parlement a fait le choix du stockage souterrain comme solution de référence pour gérer sur le long terme les déchets HA et MA-VL. Il a confié à l'Andra la conception d'un centre de stockage en Meuse/Haute-Marne. Ce choix, au-delà d'être technique, est également éthique et politique. En effet, il s'agit de s'appuyer sur la stabilité de la géologie et de ne pas reporter la charge de la gestion des déchets produits par les générations passées et présentes sur les générations à venir.

À l'issue de la démonstration de faisabilité, l'Andra a engagé la conception de Cigéo et a présenté l'esquisse du projet lors du débat public de 2013. En 2016, l'Andra a remis à l'ASN le dossier d'options de sûreté (DOS) de Cigéo, réalisé pour stabiliser les principes, les méthodes et les grands choix de conception pour garantir la sûreté de l'installation. En 2018, l'ASN a estimé que « le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du DOS⁽²⁾ ». Elle a également émis un certain nombre de recommandations et de réserves (notamment sur les déchets bitumés) qui sont pris en compte dans les compléments d'études actuellement en cours de réalisation dans le cadre du dépôt de la demande d'autorisation de création (DAC) qui interviendra en 2020.

Les installations du projet Cigéo

S'il est autorisé, le projet Cigéo se composera de deux zones en surface (voir la Figure 4 ci-contre). La première, la zone « descendrière », sera dédiée à la réception, au

contrôle et à la préparation des colis avant leur mise en stockage à cinq cents mètres de profondeur. La descente des colis de déchets sera réalisée à l'aide d'un funiculaire.

La seconde, la zone « puits », distante de la zone précédente de quelques kilomètres, comprendra une zone destinée aux travaux de creusement et de construction de l'installation souterraine ainsi qu'une autre zone pour le stockage des versées issues des travaux de creusement, dont une partie sera réutilisée lors de la fermeture définitive de Cigéo.

Les zones de stockage sont différenciées et adaptées à chaque type de déchets. Elles comprennent un quartier pour les déchets MAVL et un autre pour les déchets HA.

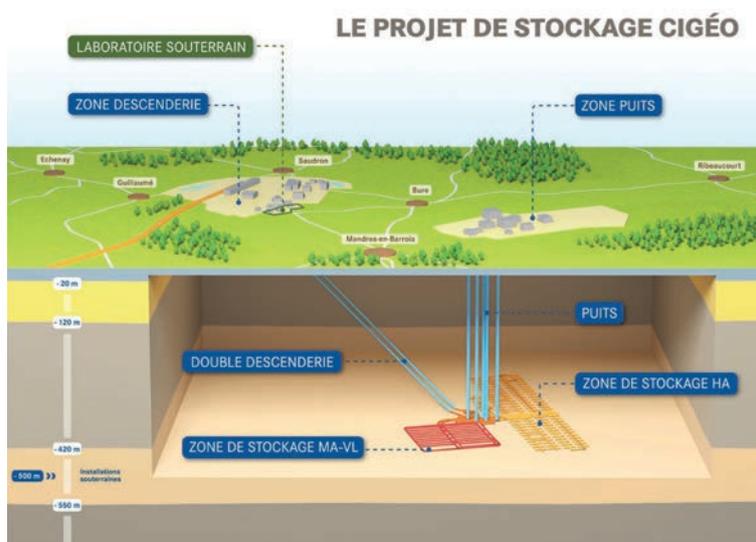


Figure 4.

Cigéo, un projet progressif, adaptable et flexible qui garantit la récupérabilité des colis tout au long de son exploitation

Un projet progressif

Sur la base de l'inventaire de référence, qui correspond à l'ensemble des déchets de HA et MA-VL issus des installations actuelles, le projet Cigéo est conçu pour pouvoir accueillir environ 10 000 m³ de déchets HA et 75 000 m³ de déchets MA-VL.

La construction de l'installation sera progressive dans le temps. Elle se déroulera en phases successives de creusement définies en fonction des besoins. Ce développement progressif laisse ainsi la possibilité de conduire des réévaluations périodiques, d'intégrer de manière régulière les retours d'expérience ainsi que les progrès techniques et technologiques réalisés. Cette progressivité offre également aux générations suivantes une souplesse d'évolution dans la conduite du projet pour, par exemple, en temporiser ou en accélérer la construction, en fonction de leurs choix, de leurs besoins et de leurs contraintes.

Si le projet Cigéo est autorisé, le démarrage de l'installation fera l'objet d'une phase pilote qui sera elle-même de

(1) Avis de l'ASN du 1^{er} février 2006 « sur les recherches relatives à la gestion des déchets à haute activité et à vie longue (HAVL) menées dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991 ».

(2) Avis n°2018-AV-0300 de l'ASN du 11 janvier 2018 sur le dossier d'options de sûreté du projet Cigéo.

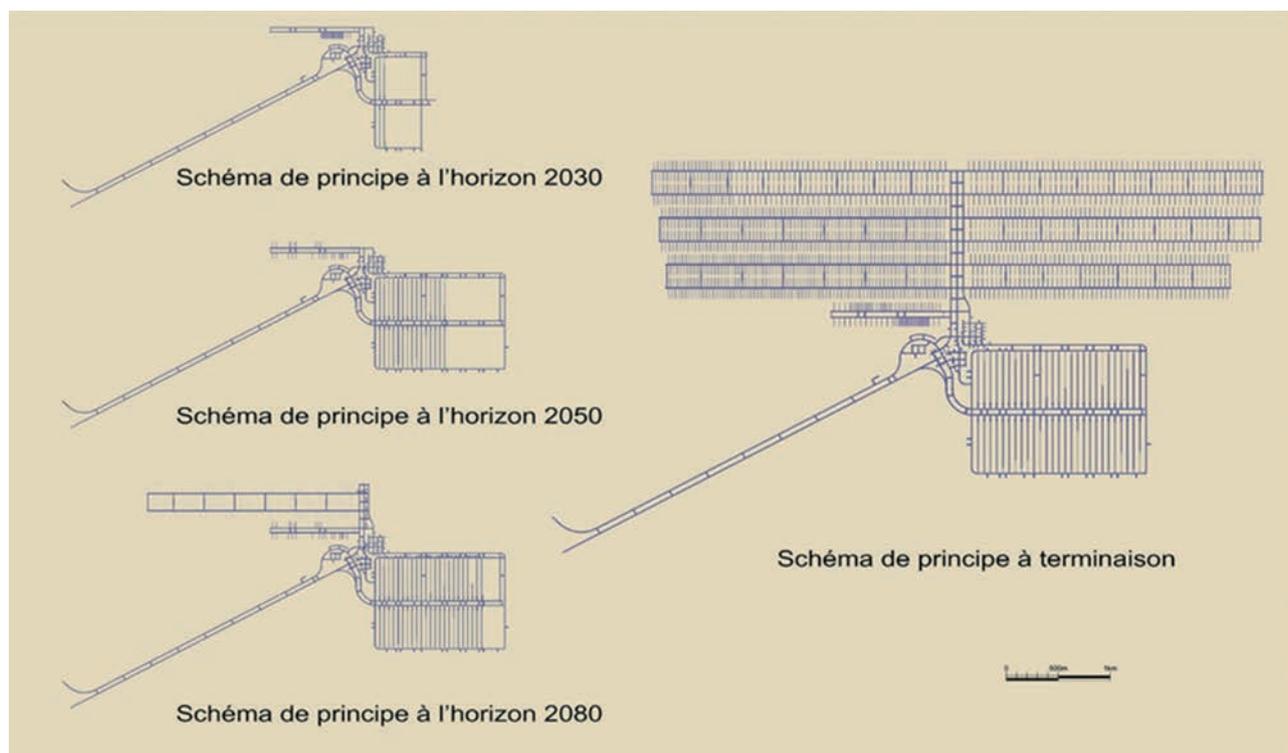


Figure 5.

mise en œuvre progressive. Cette phase pilote se déclinera en une succession de différentes phases permettant la prise en main de l'installation, de confirmer les données et d'acquies les connaissances nécessaires à l'avancement du projet.

Un projet adaptable

Si l'inventaire de référence constitue la base de la conception du projet Cigéo, les études conduites par l'Andra prennent également en compte les évolutions possibles (changement de la politique énergétique du pays, changement de politique industrielle, etc.) qui pourraient avoir un impact en termes d'inventaire des déchets qui seront stockés dans le futur dans l'installation.

Ainsi, un inventaire de réserve porte sur des déchets radioactifs dont la prise en charge par Cigéo ne constitue pas l'option de référence, mais pour lesquels il est nécessaire de s'assurer que la conception du projet ne comporte pas d'éléments réhivitoires à leur stockage ou que leur stockage n'aurait pas de conséquences négatives sur la sûreté de Cigéo.

L'adaptabilité constitue aussi un gage donné à la société que les choix de conception que nous faisons aujourd'hui ne préemptent pas les décisions que les générations suivantes devront prendre, notamment en matière de politique énergétique.

Un projet flexible

Le projet Cigéo se caractérise aussi par sa flexibilité. En effet, l'installation projetée doit avoir une capacité d'ajustement aux variations du programme industriel, aux flux de

réception des colis de déchets radioactifs et aux besoins induits par leur stockage. Elle doit aussi être en capacité de recevoir des déchets reposant sur de nouveaux modes de conditionnement sans modification substantielle de ses infrastructures ou des équipements existants, et donc sans la construction d'ouvrages nouveaux.

Cette flexibilité offre également la possibilité aux générations suivantes de décaler ou d'accélérer, dans certaines limites liées aux performances des équipements, à leur taux d'utilisation et à la disponibilité des opérateurs, les flux de colis reçus par Cigéo.

Un projet qui garantit la récupérabilité des colis pendant toute la durée de son exploitation

La récupérabilité des colis de déchets radioactifs dans le cadre de l'exploitation de Cigéo constitue l'un des principes directeurs de sa conception. D'un point de vue technique, et conformément à une demande sociétale forte traduite dans la loi par le législateur, Cigéo est conçu pour permettre la reprise des colis pendant toute la durée de son exploitation, c'est-à-dire pendant plus d'une centaine d'années.

Compte tenu de la progressivité du projet Cigéo, le temps de récupération des colis et l'effort nécessaire à un éventuel retrait de ceux-ci augmentent au fur et à mesure de l'accroissement du volume des déchets stockés. Si, pour des questions techniques ou en raison d'une demande sociétale, il était décidé de récupérer tout ou partie des colis, cela supposerait de disposer au préalable de capacités d'entreposage en surface ou, si ce n'est pas le cas, d'en créer de nouvelles.

Le contexte international de la gestion des déchets radioactifs

La gestion des déchets à vie courte

Les déchets TFA

Cette catégorie de déchets ne fait l'objet d'une gestion spécifique que dans un nombre restreint de pays (France, Japon, Lituanie, Espagne et Suède). Ainsi, en Espagne, les déchets TFA sont stockés dans des installations spécialement conçues dans des alvéoles peu profondes qui sont ensuite rendues étanches grâce à des couvertures techniques (*process* similaire au choix français). Dans les autres pays, les déchets TFA sont soit inclus dans les volumes de déchets FMA-VC, soit stockés à proximité des centrales nucléaires, ou bien encore, pris en charge par les filières de traitement des déchets conventionnels.

Les déchets FMA-VC

Dans de nombreux pays, les déchets FMA-VC sont stockés en surface dans des ouvrages en béton dans lesquels sont placés les déchets. Lors de la fermeture du centre, un système de couverture technique vient coiffer les ouvrages pour limiter l'infiltration d'eau et l'érosion de surface. Le stockage des déchets FMA-VC dans des centres de surface est une solution retenue par de nombreux pays (Espagne, Royaume-Uni et États-Unis). D'autres pays (Finlande, Suède, Allemagne, Suisse et Canada) ont fait ou envisagent de faire le choix de les stocker dans des installations de subsurface ou en profondeur.

La gestion des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue

Le stockage géologique profond constitue la référence internationale pour la prise en charge des déchets radioactifs les plus dangereux. Ainsi, pour l'AIEA, « le stockage en formations géologiques a notamment été préconisé comme solution de gestion à long terme pour les déchets de haute et moyenne activité. Les études de faisabilité, les études de sûreté spécifiques au site et l'expérience opé-

rationnelle ont généralement renforcé la confiance dans la sécurité du stockage géologique⁽³⁾ ».

Sur la trentaine de pays disposant de moyens de production électronucléaires, quinze ont fait le choix du stockage géologique profond pour assurer la gestion de leurs déchets radioactifs les plus dangereux. Aucun des quinze autres pays ne s'est dirigé vers une autre option de gestion. En l'absence de décision sur les modalités de gestion à très long terme ou faute de site identifié pour accueillir un laboratoire de recherche ou un centre de stockage, les déchets radioactifs font l'objet d'un entreposage transitoire dans l'attente d'une prise de décision définitive pour leur gestion.

Actuellement, trois pays, dont la France, pourraient démarrer la construction et l'exploitation d'une telle installation dans la décennie à venir.

La Finlande apparaît comme le pays le plus avancé. En 2001, le Parlement finlandais a entériné le principe de la création d'un centre de stockage géologique pour accueillir les combustibles usés. Après avoir étudié en détail la formation granitique d'accueil située à Olkiluoto, le gouvernement finlandais a autorisé en 2015 la construction de ce centre. Sa mise en service devrait intervenir à l'horizon 2023.

La Suède, de son côté, a conduit des études visant à l'implantation d'un laboratoire souterrain dans une formation granitique situé à Aspö. En 2009, le site de Forsmark a été retenu pour la construction d'un centre de stockage géologique et une demande d'autorisation a été déposée en 2011. L'instruction de cette demande a reçu un avis positif de l'Autorité de sûreté suédoise en 2018. Cependant, l'autorité environnementale a demandé un complément d'information à l'exploitant portant sur la corrosion des surconteneurs en cuivre. Ces études sont en cours. La construction de l'installation pourrait démarrer en 2020 pour une mise en service à l'horizon 2030.

(3) AIEA, SSG-14, « Stockage géologique pour les déchets nucléaires ».

Une gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables variables pour une économie bas carbone

Par Alain BURTIN
EDF R&D

Le changement climatique est une réalité et son origine anthropique est largement partagée au sein de la communauté scientifique. La lutte contre le changement climatique passe par la réduction des émissions de CO₂. C'est un challenge pour le secteur électrique qui doit décarboner en profondeur sa production, aujourd'hui responsable de 40 % des émissions de CO₂ dans le monde, mais aussi une opportunité avec des perspectives d'électrification renforcée des usages dans les transports, les bâtiments et l'industrie. La baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire élargit l'offre de production d'électricité décarbonée aux côtés des filières traditionnelles nucléaire et hydraulique. Nous abordons dans cet article les perspectives qu'offre une gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables pour décarboner en profondeur les mix électriques.

Introduction

Le changement climatique est une réalité et son origine anthropique est largement partagée au sein de la communauté scientifique. Depuis 1990, le Groupe intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC) édite des synthèses sur le changement climatique basées sur des publications scientifiques et les résultats de simulations climatiques

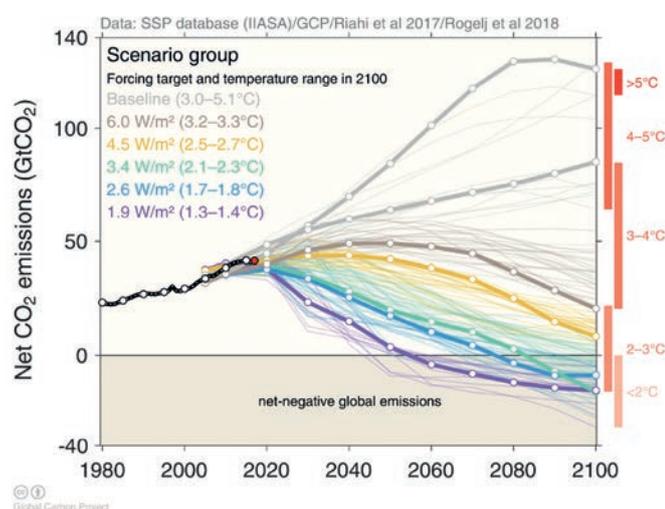


Figure 1 : Les différents scénarios élaborés par le GIEC dans son 5^{ème} rapport.

coordonnées au niveau international par le Programme mondial de recherches sur le climat.

Pour les simulations qui ont servi de base au cinquième et dernier rapport d'évaluation en date, quatre trajectoires représentatives de concentration de gaz à effet de serre ont été proposées ; de celle qui conduit au plus grand déséquilibre et qui correspond à la poursuite de l'évolution actuelle (RCP 8.5), à celle qui vise à respecter la cible des 2°C de réchauffement global à la fin du siècle par rapport à la période pré-industrielle (RCP 2.6), en passant par des trajectoires intermédiaires (RCP 6.0 et RCP 4.5).

La lutte contre le changement climatique remet en cause le recours massif aux énergies fossiles pour la fourniture d'électricité au niveau mondial. L'objectif de limiter l'ampleur du réchauffement climatique constitue en revanche une opportunité de développement pour les sources d'énergies décarbonées que sont le nucléaire et les énergies renouvelables.

À ce titre, la baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire renforce les perspectives d'une décarbonation en profondeur de la production d'électricité en complément des sources traditionnelles, le nucléaire et l'hydraulique. Dans cet article, nous abordons les questions posées par la gestion conjointe du nucléaire et des énergies renouvelables variables au sein du système électrique.

Un mix électrique mondial qui reste aujourd'hui fortement carboné

Le mix électrique mondial reste aujourd'hui dominé par les énergies fossiles (charbon, fioul et gaz), sur lesquelles reposent les deux tiers de la production d'électricité dans le monde. Le complément est assuré par le nucléaire (10 %) et les énergies renouvelables (à hauteur de 26 %, qui se décomposent ainsi : hydraulique : 16 %, éolien : 5 %, biomasse : 3 % et solaire : 2 %).

Le contenu CO₂ de l'électricité produite dans le monde est ainsi de l'ordre de 500 g/kWh, sachant que les émissions de CO₂ des centrales au charbon représentent, à elles seules, 30 % des émissions globales. Si l'on considère les dix principaux pays en termes de production d'électricité, l'Inde et la Chine se distinguent par un mix électrique très fortement carboné en raison de sa dominante charbon ; à l'autre extrémité, la France bénéficie d'un atout spécifique avec un mix électrique nucléaire et renouvelable déjà très largement décarboné (~ 50 g/kWh).

La baisse des coûts des filières éolienne et photovoltaïque constitue une opportunité pour décarboner les systèmes électriques

Les filières photovoltaïque, de l'éolien terrestre et *off-shore* ⁽¹⁾ sont aujourd'hui matures et compétitives, elles se développent à un rythme soutenu avec près de 100 GW solaire et 60 GW éolien mis en service chaque année au niveau mondial. Au global, la montée en puissance de ces filières s'accompagne d'un ralentissement des mises

(1) Pour ce qui concerne les champs éoliens *off-shore* situés dans les zones de faible profondeur qui atteignent des niveaux de prix comparables aux champs terrestres. Les technologies éoliennes flottantes restent aujourd'hui émergentes.

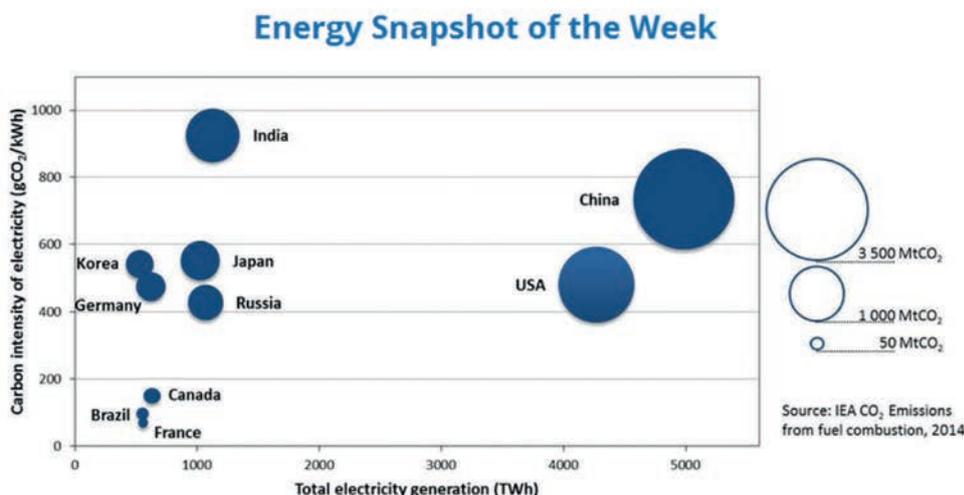
en service de nouvelles centrales au charbon (50 GW en 2018) et d'une accélération des fermetures de capacités charbon existantes (30 GW).

L'AIE a élaboré un scénario en rupture, le scénario Sustainable Development Scenario (SDS), qui vise à atteindre trois objectifs : assurer un accès universel à l'énergie, réduire les impacts de la pollution de l'air sur la santé et lutter contre le changement climatique en se positionnant sur une trajectoire de décarbonation compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Ce scénario, qui intègre des hypothèses d'un développement soutenu de l'accès à l'électricité dans les pays émergents, d'amélioration de l'efficacité énergétique et de l'essor des usages performants de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, hydrogène vert...), s'appuie sur une hypothèse de décarbonation en profondeur de la production d'électricité.

Ce scénario ambitieux fait ainsi appel à l'ensemble des filières décarbonées : il suppose un doublement des productions nucléaire et hydraulique actuelles, ainsi qu'un développement massif – doublement du rythme actuel – de l'éolien et du photovoltaïque. À l'horizon 2040, ce scénario conduirait, pour un coût maîtrisé, à un mix décarboné à près de 80 %, comportant 40 % d'EnR variables et se rapprochant de 100 gCO₂/kWh.

Production des EnR variables et gestion de l'équilibre offre-demande

L'électricité ne se stocke pas : à chaque instant, la consommation et la production d'électricité doivent être équilibrées à l'échelle du système électrique. Pour cela, il est nécessaire de disposer en permanence de leviers de flexibilité (réserves à la hausse ou à la baisse sur les groupes de production en marche, moyens de production en *back-up* ou effacements de consommation), afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité aux bornes du réseau, de faire face aux aléas et



Carbon emissions from electricity generation for the top ten producers (2012)

Figure 2 : Émissions de CO₂ liées à la production d'électricité des principaux pays.

d'assurer la continuité de la fourniture avec une qualité de service adéquate.

C'est le pilotage des moyens de production conventionnels thermiques à flamme, hydrauliques gravitaires, ou encore des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui permet d'assurer l'essentiel de la gestion de l'équilibre offre-demande dans la plupart des systèmes électriques. Ils sont en effet programmables à l'échelle de la journée, pilotables à la hausse ou à la baisse dans la limite de leurs performances techniques (durée de démarrage, puissance minimale, gradients de variation de la charge, capacité à contribuer au réglage de fréquence et de tension...).

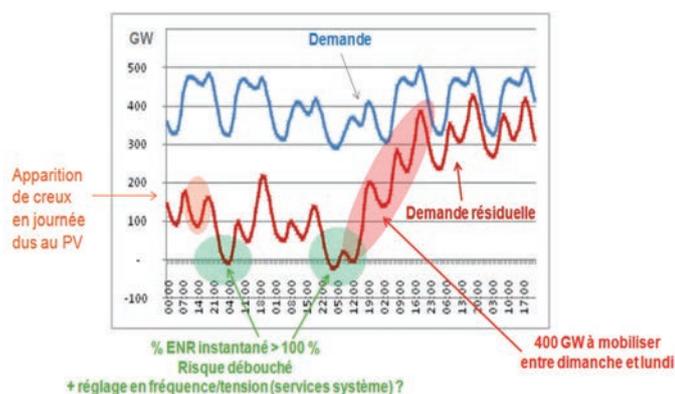


Figure 3 : Gestion de l'équilibre offre-demande à l'horizon journalier.

L'enjeu de la gestion de l'équilibre offre-demande dans un système reposant sur le développement de la production éolienne et PV se déplace du suivi de charge (voir la Figure 3 ci-dessus – Courbe bleue) vers la compensation de la variabilité de la production ENR variable (voir la Figure 3 – Courbe rouge). Le profil d'appel aux moyens conventionnels est ainsi beaucoup plus chahuté et donc moins régulier, ce qui exige une plus grande sollicitation des flexibilités qu'offrent les centrales de production classiques (notamment pour les centrales thermiques à flamme appelées en *back-up*). La possibilité de piloter la production éolienne et PV (écrêtement de production, contribution aux services système) devient nécessaire pour assurer la sécurité de l'exploitation du système dans les situations où l'essentiel de la production est assurée par les ENR variables⁽²⁾.

Au-delà des enjeux de flexibilité liés à la gestion dynamique de l'équilibre offre-demande, les études⁽³⁾ menées sur le système électrique européen pour y intégrer 50 % d'ENR à l'horizon 2030 montrent qu'il est nécessaire d'adapter le fonctionnement du système électrique (gestion des congestions, pilotage de la fréquence et de la tension, plans de protection, puissances de court-circuit, *black-start*...) afin d'assurer sa résilience. En particulier, avec moins de machines tournantes connectées aux ré-

seaux, le développement des ENR variables s'accompagne d'une baisse de l'inertie⁽⁴⁾ : il sera dès lors nécessaire de disposer de moyens plus rapides de réglage des fréquences (par exemple, des batteries) et/ou assurant la fourniture d'énergie cinétique pour limiter la baisse de l'inertie⁽⁵⁾.

Les enjeux de résilience du système électrique nécessitent d'anticiper en amont du temps réel : à l'horizon journalier pour optimiser les programmes de production, à l'horizon annuel pour la maintenance des équipements et la gestion des stocks et approvisionnement en combustible, à l'horizon de plusieurs années pour la définition des codes réseaux, le développement des systèmes d'information, et celui des capacités et des infrastructures de réseaux afin de disposer des capacités et des leviers de pilotage nécessaires tant du côté de l'offre que de celui de la demande.

La maîtrise du développement du système et de son coût passe par une coordination des acteurs et une programmation efficace afin de maîtriser un système d'une complexité croissante et inciter les différents acteurs à investir.

Manœuvrabilité du nucléaire et besoin de flexibilité du système électrique

Le parc nucléaire existant en France a été développé autour des années 1980 en réponse à la crise du pétrole, sa part est devenue majoritaire dans le mix électrique français pour se stabiliser autour de 75 % de la production annuelle. La gestion du parc nucléaire français s'est inscrite très tôt dans le contexte du système électrique européen interconnecté avec le développement de contrats long terme d'exportation vers les pays voisins. La mise en place du marché de gros européen au début des années 2000 est venue renforcer la coordination au sein de ce système électrique et développer les échanges à court terme.

Le parc nucléaire, au regard de sa compétitivité dans l'ordre de mérite de l'appel des moyens de production, figure dans la base européenne. Cela ne signifie pas pour autant qu'il n'est pas flexible et manœuvrant. Tout d'abord, l'optimisation de la programmation de la maintenance du parc nucléaire au cours de l'année permet de moduler la capacité disponible du parc nucléaire entre l'hiver et l'été, dernière période où la demande d'électricité est plus faible (40 GW en été contre 60 GW en hiver). Ensuite, le nucléaire, en France, à la différence d'autres pays où la part du nucléaire est souvent inférieure à 30 %, a été conçu pour contribuer au réglage de fréquence et au suivi de charge journalier, par exemple en modulant sa production en creux de nuit. Le parc nucléaire français est ainsi très flexible : un réacteur peut varier de 100 à 20 % de puissance en une demi-heure, et remonter aussi vite après un palier d'au moins deux heures, et ce deux fois

(4) Du fait de la connexion des centrales éoliennes et PV aux réseaux via une interface électronique de puissance.

(5) Par exemple, en écrétant de façon préventive la production ENR fatale, et ce en imposant le fonctionnement de groupes conventionnels (nucléaires, thermiques à flamme) afin de bénéficier de l'inertie de ces machines tournantes.

(2) Avec 40 % d'ENR variables dans l'étude 60 % ENR, le taux instantané de production ENR variable peut dépasser 100 %.

(3) Voir le projet EU-SysFlex.

par jour⁽⁶⁾. À l'échelle du parc, cette capacité de modulation a été assez peu mobilisée depuis les années 1980, la politique menée en faveur de la recharge en heures creuses des chauffe-eaux à accumulation ayant permis de réduire notablement le besoin d'une modulation journalière en France.

Le développement des EnR variables tend aujourd'hui à davantage solliciter la capacité de modulation du parc nucléaire, sur un nombre d'heures qui reste cependant limité au cours de l'année. Le parc EDF est en capacité de répondre à cet enjeu. EDF a par ailleurs mené des études aux horizons 2020–2030, qui montrent que les capacités de flexibilité du parc installé sont suffisantes pour faire face aux besoins de flexibilité dans les scénarios envisagés, sans surcoûts significatifs sur l'exploitation du parc, avec une hypothèse de deux réacteurs nucléaires manœuvrant pour trois couplés.

L'exemple du parc nucléaire français met bien en évidence la complémentarité entre elles des différentes sources de production décarbonées pour assurer la fourniture d'une énergie décarbonée, mais aussi pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande et au bon fonctionnement du système électrique.

La diversification du mix permet de bénéficier du foisonnement entre les différentes sources d'énergies renouvelables et entre les différents usages de l'électricité. Elle permet également de bénéficier des services rendus par les moyens de production conventionnels (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme et STEP) en termes d'inertie, de contribution au suivi de charge et aux services système, ainsi qu'en termes de fourniture de capacité de *back-up* dans les situations de faible production d'EnR.

(6) Une baisse de charge se réalise en insérant partiellement des grappes de commandes neutrophages dans le cœur. Par rapport au *design* initial des réacteurs à eau pressurisée, la principale modification a consisté à ajuster le type des grappes et leur position dans le cœur en fonction de la puissance. La variation de charge doit s'opérer à l'intérieur d'un domaine de fonctionnement qui garantit qu'à tout moment les limites sont respectées. Notamment, des crédits de temps ou d'énergie à basse charge sont définis et sont suivis quotidiennement : tant que le crédit est positif, le jeu entre la gaine des crayons de combustible et les pastilles d'uranium est non nul et le profil de flux reste homogène. Dans le dernier tiers du cycle, entre deux arrêts pour rechargement, l'amplitude de variation possible du cœur se réduit du fait des limitations affectant la gestion du bore utilisé pour compenser les variations de teneur en xénon dans le cœur, associées aux variations de charge.

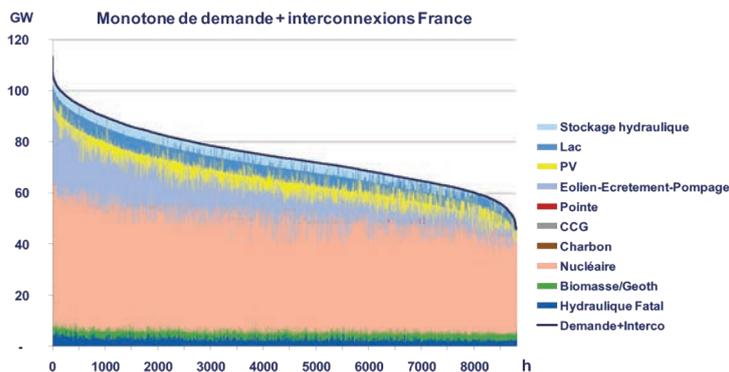


Figure 4 : Production nucléaire de la France dans le scénario 60 % EnR.

Conclusion

Dans le contexte de la lutte contre le changement climatique, un des principaux enjeux concerne la décarbonation d'une production d'électricité aujourd'hui très dépendante de l'utilisation des énergies fossiles, la production des centrales au charbon représentant, à elle seule, 30 % des émissions mondiales. La baisse des coûts des énergies renouvelables éolienne et solaire constitue une opportunité de décarboner en profondeur les mix électriques, en élargissant l'offre de production d'électricité décarbonée aux côtés des filières traditionnelles que sont le nucléaire et l'hydraulique. Le développement de ces sources de production variables et aléatoires nécessite d'adapter en profondeur le fonctionnement des systèmes électriques. Et leur intégration dans un mix électrique diversifié leur permet de bénéficier des synergies avec les moyens de production conventionnels nucléaires et hydrauliques, tout en limitant le rôle des centrales fossiles en matière de fourniture de *back-up*.

Références

- AIE (2017), "World Energy Outlook 2017", Paris, Éditions OCDE.
- BURTIN A. & SILVA V. (2015), *Technical and Economic Analysis of the European System with 60% RES*, Bruxelles, Sustainable Development Week, June, EDF Technical Report.
- FEUTRY S. (2017), « Production renouvelable et nucléaire : deux énergies complémentaires », Paris, *La Revue générale nucléaire*, janvier-février.
- EU-SysFlex.com, *Meet the needs of the system with more than 50% of renewable energy sources*, European Union's Horizon 2020 research and innovation program.

La gestion des déchets nucléaires

Par Laurent MICHEL
et Aurélien LOUIS

Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC/MTES)

À l'instar de toutes les autres industries, les activités nucléaires civiles et militaires produisent des déchets, c'est-à-dire des substances ne disposant pas de perspectives de valorisation et donc destinées, *a priori*, à l'élimination. Par comparaison à d'autres industries, les quantités et la nature des déchets issus de l'industrie nucléaire sont, en revanche, relativement bien connues (voir à ce propos l'inventaire national tenu par l'Andra : <https://inventaire.andra.fr/>). L'entreposage de ces déchets est aujourd'hui bien maîtrisé et est réalisé dans de bonnes conditions. Pourtant, la problématique de la gestion des déchets produits par l'industrie nucléaire est régulièrement présentée comme un des obstacles majeurs de l'accès du nucléaire au statut d'activité durable. Pour quelle raison ? En partie du fait de la nature même de ces déchets : ils sont radioactifs, donc potentiellement nocifs s'ils sont mal gérés. Mais surtout pour certains, ils le sont sur des durées dépassant ce qui se rencontre dans le domaine de la gestion des déchets dits conventionnels. On verra ainsi que le facteur temps joue un rôle essentiel dans la politique de gestion des déchets radioactifs.

La France dispose depuis l'adoption, en 1991, de sa première loi traitant du sujet, d'une longue expérience en la matière. Au moment où ces lignes sont écrites (octobre 2019), elle sort par ailleurs d'un exercice inédit de débat public sur ce sujet sensible. Cet article sera l'occasion d'examiner l'état des lieux de la politique de gestion des déchets en France et d'en dessiner quelques enjeux d'avenir.

La politique française de gestion des déchets nucléaires

Une idée imprègne la politique publique de gestion des déchets : concilier les différentes échelles de temps en face desquelles ceux-ci nous placent. Quelques exemples :

- le temps de nocivité des déchets radioactifs : quelques millions d'années pour ceux qui contiennent les substances les plus actives et aux demi-vies les plus longues ;
- le temps de mise en place d'une solution de gestion : de l'ordre de dix ans pour une installation d'entreposage dans l'attente d'une solution définitive, plusieurs dizaines d'années pour des solutions de stockage géologique ;
- la durée de validité des modes de gestion utilisés aujourd'hui : les horizons de saturation des entreposages existants sont très variables, comme l'est la durée de vie résiduelle « acceptable » de certains modes de conditionnement/entreposage utilisés actuellement avant reprise des déchets ; en théorie, il est toutefois possible aujourd'hui de concevoir des solutions d'entreposage robustes sur des périodes avoisinant la centaine d'années.

Toute politique publique en la matière devra donc gérer, voire jongler avec ces multiples temporalités, ou bien les subir.

La création d'un outil original : le PNGMDR

Dans le cas français, le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) a été instauré à cette fin par la loi du 28 juin 2006. L'article L. 542-1-2 du Code de l'environnement définit les objectifs du PNGMDR :

- dresser le bilan des modes de gestion existants des matières et des déchets radioactifs et des solutions techniques retenues ;
- recenser les besoins prévisibles d'installations d'entreposage ou de stockage et préciser les capacités nécessaires pour ces installations et les durées d'entreposage ;
- fixer les objectifs généraux à atteindre, les principales échéances et les calendriers permettant de respecter ces dernières, en tenant compte des priorités qu'il définit ;
- déterminer les objectifs à atteindre pour les déchets radioactifs qui ne font pas encore l'objet d'un mode de gestion définitif ;
- organiser la mise en œuvre des recherches et études sur la gestion des matières et des déchets radioactifs en fixant des échéances pour la mise en œuvre de nouveaux modes de gestion, la création d'installations ou la modification des installations existantes.

Ce même article précise que le PNGMDR comporte, en annexe, une synthèse des réalisations et des recherches conduites dans les pays étrangers.

Notions essentielles sur les déchets nucléaires

Les notions de substances, de matières et de déchets radioactifs sont définies par la réglementation, à l'article L. 542-1-1 du Code de l'environnement.

« Une substance radioactive est une substance qui contient des radionucléides, naturels ou artificiels, dont l'activité (ou radioactivité) ou la concentration justifie un contrôle de radioprotection. »

« Les matières radioactives sont des substances radioactives pour lesquelles une utilisation ultérieure est prévue ou envisagée, le cas échéant après traitement. »

« Les déchets radioactifs sont des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée (...) ».

Cinq secteurs économiques utilisent des matières radioactives et produisent des déchets radioactifs : la recherche, l'électronucléaire, la Défense, les industries nucléaires et le médical.

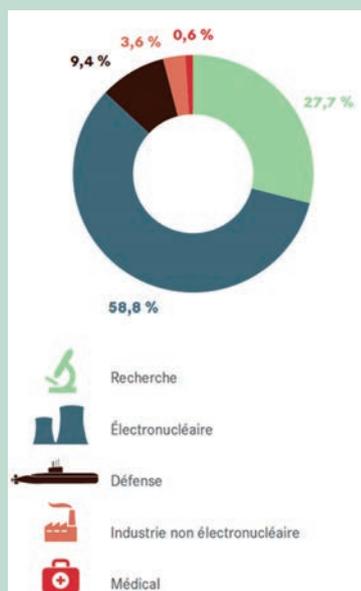


Figure 1 : Part de chaque secteur économique dans les volumes de déchets produits à fin 2016 (source : « Les Essentiels 2018 de l'Andra »).

La classification française usuelle des déchets radioactifs repose sur deux paramètres importants, traduisant le danger lié au déchet, pour définir le mode de gestion approprié :

- *L'activité*, correspondant au nombre de désintégrations radioactives qui se produisent dans un échantillon pendant une seconde. En fonction de la quantité et de la nature des substances radioactives que les déchets contiennent, ceux-ci peuvent être dits de très faible (TFA), faible (FA), moyenne (MA) ou haute activité (HA).
- *La période radioactive* des radioéléments contenus dans le déchet. Cette période radioactive correspond au temps nécessaire pour que la moitié des atomes d'un élément radioactif se soient désintégrés. On distingue les déchets à vie courte (VC), dont les radioéléments ont une période d'existence inférieure à trente et un ans, et ceux à vie longue (VL).

C'est aujourd'hui 1,6 Mm³ de déchets radioactifs qui ont été produits par les cinq secteurs identifiés précédemment et qui auront vocation à rejoindre les centres de l'Agence nationale des déchets radioactifs (Andra) ; leur répartition dans la typologie évoquée plus haut est précisée dans la Figure de droite.

À ces volumes s'ajoutent toutefois des déchets également répertoriés et suivis, mais qui n'ont pas vocation à être gérés ultimement par l'Andra ; il peut s'agir, par exemple, des déchets issus de l'activité minière (stériles et résidus miniers) qui, du fait de leur volume important, ont fait l'objet d'une gestion *in situ*, ou des boues historiques issues du procédé de conversion de l'usine de Malvesi.



Figure 2 : Répartition du volume et des niveaux de radioactivité des stocks de déchets à fin 2016 (source : « Les Essentiels 2018 de l'Andra »).

Ce plan est prescriptif, dans la mesure où les décisions prises par les autorités administratives doivent être compatibles avec ses prescriptions.

Ce plan doit enfin s'inscrire dans les trois grandes orientations que la loi a fixées :

- la réduction de la quantité et de la nocivité des déchets radioactifs est recherchée notamment par le biais du retraitement des combustibles usés et du traitement et du conditionnement des déchets radioactifs ;
- les matières radioactives en attente de traitement et les déchets radioactifs ultimes en attente d'un stockage sont entreposés dans des installations spécialement aménagées pour cet usage (la distinction entre opéra-

tions d'entreposage et de stockage est précisée dans la partie « Des enjeux pour l'avenir ») ;

- après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant, pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection, être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde.

Le PNGMDR a été publié pour la première fois en 2007, puis a fait l'objet de trois nouvelles éditions en 2010, 2013 et 2016, conformément aux dispositions de l'article L. 542-1-2 du Code de l'environnement, qui prévoit une mise à jour triennale dudit plan (voir l'Encadré ci-dessous qui présente un bilan synthétique de ces précédentes éditions).

Le bilan des précédentes éditions du PNGMDR

Les différentes éditions du PNGMDR ont permis une amélioration progressive et continue des différentes filières de gestion des matières et déchets radioactifs.

• Le PNGMDR 2007-2009

Le premier plan (2007-2009) dressait un état des lieux des travaux menés selon les trois axes d'étude établis par la loi du 30 décembre 1991 pour la gestion des déchets à haute activité et à vie longue (qui a été présentée dans le paragraphe « La création d'un outil original : le PNGMDR »).

S'agissant du stockage géologique profond, le plan confirmait l'intérêt de la couche d'argile du site de Bure, laquelle présente des propriétés physiques favorables au confinement des radionucléides, et notait que les études menées sur le comportement des colis de déchets HA et MA-VL apportaient des garanties sur leur bonne tenue à très long terme.

Le plan 2007-2009 notait également que les études sur la séparation/transmutation, supposée permettre l'élimination des radionucléaires de durée de vie longue, en étaient encore au stade de la recherche.

S'agissant de l'entreposage de longue durée, le plan constatait qu'il ne pouvait constituer une solution satisfaisante pour le traitement des déchets à vie longue, du fait des contraintes qu'il fait peser sur les générations futures. La première édition du plan abordait également la question des déchets de faible activité et à vie longue, pour lesquels il a été demandé à l'Andra d'étudier le concept de stockage à faible profondeur et d'analyser les sites susceptibles d'assurer un tel stockage.

• Les éditions 2010-2012 et 2013-2015 du PNGMDR

Les éditions de 2010-2012, puis de 2013-2015 du PNGMDR ont poursuivi les travaux engagés sur les projets de stockage et sur le conditionnement des déchets anciens. Elles ont également lancé des plans d'action dans de nouveaux domaines : programmation de la reprise de déchets de certains anciens sites d'entreposage, étude de l'impact de la réutilisation historique des stériles miniers, développement de schémas industriels globaux de gestion des matières et déchets radioactifs. Les plans prévoyaient également la consolidation des travaux portant sur le concept de stockage en faible profondeur des déchets à faible activité et à vie longue, en précisant notamment le périmètre des déchets qui pourraient y être stockés.

S'agissant des déchets de faible et moyenne activité à vie courte, les plans précités ont encadré les actions à mener pour favoriser le maintien de la mémoire du site de stockage de la Manche, ainsi que l'évaluation prévisionnelle de l'inventaire radiologique du centre de stockage de l'Aube, au regard de sa capacité autorisée. L'évaluation de l'évolution des capacités disponibles de stockage des déchets très faiblement radioactifs (TFA) dans le centre de Morvilliers a également donné lieu à des préconisations.

Un schéma industriel global de la filière de gestion des déchets TFA présentant plusieurs pistes complémentaires d'optimisation pouvant être mises en œuvre a été dévoilé lors de l'édition 2013-2015 du plan national. Les plans précités ont introduit des axes d'étude concernant le potentiel de valorisation des matières dont les propriétés permettent d'envisager leur utilisation dans de futures générations de réacteurs nucléaires. Les recommandations ont en particulier porté sur l'analyse de scénarios alternatifs, dans lesquels les matières seraient à l'avenir requalifiées en déchets.

• Le PNGMDR 2016-2018

La dernière édition du plan, celle de 2016-2018, renforce la structuration des différentes filières de gestion, en recommandant la constitution ou la mise à jour de schémas industriels globaux associés et insiste sur la nécessité de consolider les prévisions concernant la production de déchets radioactifs, notamment ceux de très faible activité.

Le plan recommande en outre la réalisation d'une étude comparée, du point de vue de l'impact environnemental, entre une stratégie de retraitement des combustibles usés et une stratégie qui reposerait sur l'absence d'un tel retraitement. Il demande de préciser et de développer les scénarios prospectifs d'utilisation des matières valorisables, en veillant à la cohérence de ceux-ci avec les objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte. Les études relatives au stockage de ces substances, dans le cas où elles seraient à l'avenir qualifiées de déchets, devront être approfondies par l'Andra, en lien avec leurs propriétaires. Ces études sont en cours.

Concernant la gestion des déchets FA-VL, le dernier PNGMDR demande à l'Andra de réaliser un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble de ces déchets, qui devra être remis avant fin 2019. L'édition 2016-2018 du PNGMDR recommande de poursuivre les travaux d'optimisation relatifs aux déchets TFA et aux déchets FMA-VC : il s'agit des travaux portant sur la valorisation de ces déchets, sur les conditions permettant d'augmenter les capacités de stockage des centres actuels et sur les perspectives de solutions de stockage alternatives pour les déchets TFA.

Cette périodicité du PNGMDR inscrit donc la politique française de gestion des déchets radioactifs dans un processus d'amélioration continue, dans lequel les périodes de planification, de mise en œuvre et d'évaluation s'enchaînent.

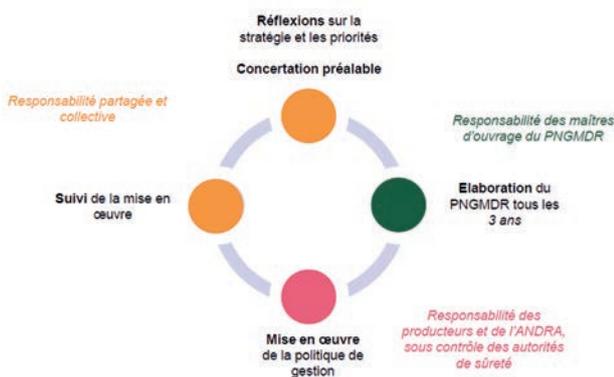


Figure 3 : Le cycle d'amélioration continue de la politique française de gestion des déchets radioactifs.

Une réalisation participative qui s'est renforcée sur le plan de la concertation et de l'évaluation environnementale

Depuis l'origine, une structure est dédiée à l'examen des études menées dans le cadre du PNGMDR et aux travaux de mise à jour de ce plan, le groupe de travail du PNGMDR (GT PNGMDR).

Le GT PNGMDR, groupe de travail pluraliste, rassemble des producteurs et des gestionnaires de déchets radioactifs, des autorités d'évaluation et de contrôle et des associations de protection de l'environnement.

Il est coprésidé par le ministère chargé de l'Énergie et par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Il s'appuie sur les travaux menés en particulier par les exploitants et l'Andra, et sur les avis rendus par l'ASN et l'ASN de Défense (ASND). Depuis 2003, il se réunit trois à cinq fois par an.

Depuis l'édition 2016-2018, le PNGMDR, en tant que plan-programme, est par ailleurs soumis à évaluation environnementale. Dorénavant, toutes ses mises à jour doivent donc faire l'objet :

- d'un rapport environnemental qui, établi selon les prescriptions de l'article R. 122-20 du Code de l'environnement, fournit une information scientifique et critique du point de vue de l'environnement sur le PNGMDR avant toute prise de décision, afin de mieux en apprécier les conséquences sur l'environnement ;
- d'un avis de l'Autorité environnementale permettant ainsi de disposer d'une vision intégrée des enjeux associés à la gestion des matières et des déchets radioactifs ;
- d'une consultation du public *via* le site Internet du ministère chargé de l'Énergie, portant sur le projet de PNGMDR (le public pouvant prendre connaissance lors de cette phase de consultation du rapport d'évaluation environnementale et de l'avis émis par l'Autorité environnementale).

Enfin, la tenue d'un débat public constitue une étape importante dans le processus d'élaboration de l'édition à venir du PNGMDR, qui sera la cinquième. Son organisation a été décidée par la Commission nationale du débat public (CNDP). L'ordonnance du 3 août 2016 prévoit en effet que la CNDP soit saisie de tous les plans et programmes de portée nationale et décide des modalités d'organisation de la participation du public.

Des enjeux pour l'avenir

Le débat public qui s'est clôt en septembre 2019 a permis de faire ressortir un certain nombre de grandes interrogations, de grands enjeux pour l'avenir. Sa préparation a donné lieu à une importante documentation (consultable intégralement en ligne : <https://pngmdr.debatpublic.fr/>), qui va constituer un socle précieux pour les futures éditions du plan.

En tant que maître d'ouvrage du plan avec l'Autorité de sûreté nucléaire, la direction générale de l'Énergie et du Climat avait identifié en amont cinq grandes questions, dont la pertinence a été globalement confirmée par les débats :

- Les modalités d'évaluation des perspectives de valorisation des matières nucléaires (combustibles usés, uranium appauvri, uranium de retraitement, etc.) sont-elles crédibles ? Quel est leur degré de confiance ? Quels choix de gestion doivent en découler ?
- L'anticipation de l'évolution des besoins d'entreposage en matière de combustibles usés, dans un contexte où le PNGMDR en cours d'élaboration a identifié un risque de saturation des sites d'entreposage disponibles à un horizon d'une dizaine d'années : comment renforcer la stratégie d'entreposage ? Comment gérer au mieux les risques et aléas liés au fonctionnement des installations du cycle du combustible ? Dans un contexte d'évolution du mix énergétique, sur la base de quels scénarios faut-il définir les futurs besoins d'entreposage ?
- L'optimisation de la gestion des déchets de très faible activité (TFA) : face aux grands volumes attendus dans les prochaines décennies à venir, du fait du démantèlement des installations nucléaires, comment faire évoluer les modalités de gestion actuelles de ces déchets ?
- Les modalités de stockage des déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) : face aux difficultés rencontrées pour développer un centre de stockage pour accueillir l'ensemble de ces déchets, quelles alternatives pourraient compléter le projet en cours ?
- Enfin, l'enjeu que revêt l'implication de la société civile dans les grandes décisions liées au projet Cigéo, en particulier celles relatives à la phase industrielle pilote et à la mise en œuvre opérationnelle du principe de réversibilité ; ce à quoi la commission particulière du débat public a tenu à ajouter l'enjeu des alternatives au stockage géologique.

Ces thèmes ont ainsi été largement abordés dans le cadre des divers événements (réunions publiques, ateliers thématiques) organisés dans le cadre du débat. Mais au-delà de la vision thématique, des échanges nourris avec les participants sont ressorties de grandes questions transversales, que les maîtres d'ouvrage devront prendre en considération dans le cadre de leurs futurs travaux :

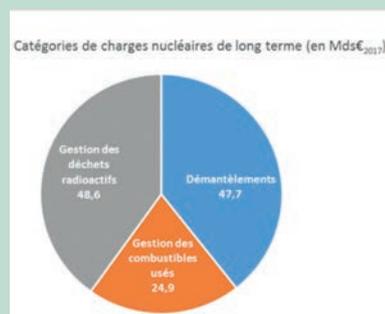
- l'enjeu des impacts environnementaux et sanitaires globaux des options retenues, avec la nécessité, pour y répondre, de renforcer la définition des scénarios possibles et leur évaluation environnementale ;
- la cohérence des différents exercices de planification et la nécessité de redonner de la lisibilité sur les interactions entre mix énergétique, politique du cycle du combustible et gestion des déchets nucléaires ;
- la question de la gouvernance du processus et la nécessité de mieux identifier le rôle joué par chacun des acteurs impliqués afin de renforcer la confiance des parties prenantes dans sa robustesse.

Le dispositif de sécurisation du financement des charges de gestion des déchets

La loi française a introduit un dispositif de sécurisation du financement des charges de gestion des déchets radioactifs et des combustibles usés, ainsi que des charges de démantèlement des installations nucléaires.

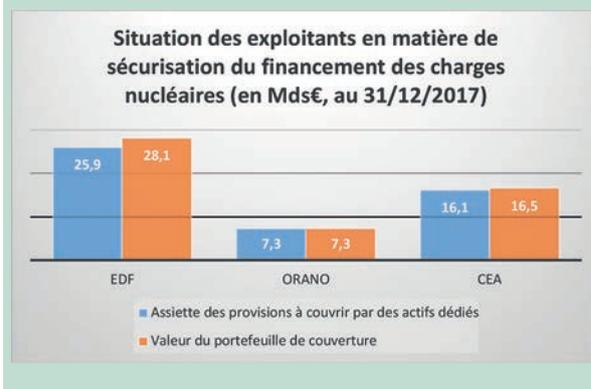
Ainsi, les exploitants nucléaires ont l'obligation d'évaluer prudemment ces charges et d'inscrire les provisions afférentes dans leurs comptes. Ils doivent également constituer des actifs dédiés à la couverture de ces provisions, en dehors de celles liées au cycle d'exploitation.

Ce dispositif concerne les déchets radioactifs et combustibles usés déjà produits, ainsi que ceux qui le seront lors des démantèlements. Y sont inclus les déchets des producteurs non électronucléaires collectés par l'Andra. Les charges étaient évaluées au 31 décembre 2017 à environ 121,2 Mds€, dont 47,7 Mds€ pour les opérations de démantèlement (qui ne font pas elles-mêmes l'objet du PNGMDR).



Compte tenu de l'éloignement dans le temps de la concrétisation des dépenses afférentes, les exploitants inscrivent dans leurs comptes des provisions correspondant à la valeur actualisée de ces charges, soit un montant d'environ 50 Mds€.

Le rendement des actifs dédiés à la couverture de ces provisions permettra de couvrir l'intégralité des dépenses nécessaires selon l'échéancier prévu.



Les enjeux du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France

Par Bernard DOROSZCZUK et Lydie ÉVRARD
Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a pour mission essentielle de protéger les personnes et l'environnement des effets néfastes des rayonnements ionisants.

Elle est aujourd'hui confrontée à des enjeux sans précédent de sûreté dans le domaine nucléaire (mise en service de l'EPR, maîtrise du vieillissement et prolongation du fonctionnement des installations ayant dépassé leur durée de vie initiale, gestion des déchets et ampleur des démantèlements à venir), mais aussi en matière de radioprotection dans le domaine médical (recours croissant à l'imagerie, utilisation de technologies ou de radio-pharmaceutiques présentant de nouveaux risques).

Face à ces enjeux, l'ASN considère que l'anticipation, le maintien des marges pour la sûreté et le renforcement des compétences constituent des points-clés incontournables.

Elle devra relever trois principaux défis : adapter les modes de la concertation avec le public, évoluer à l'heure de la transformation numérique et maîtriser ses ressources financières pour garantir son autonomie.

L'ASN, ses missions et ses objectifs

L'ASN, autorité administrative indépendante, instaurée par la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, a pour missions de réglementer, de contrôler, d'informer et d'assister les pouvoirs publics en cas de crise. Ses prises de position contribuent à éclairer l'ensemble des parties prenantes sur les enjeux de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Sa raison d'être est de protéger les personnes et l'environnement contre les effets néfastes des rayonnements ionisants. Son action de contrôle sur le terrain et le processus d'instruction mené sur la base d'un dialogue technique avec les exploitants, impliquant l'IRSN et des experts extérieurs, sont les leviers fondamentaux de son action.

L'ASN rend compte de son activité au Parlement. Elle s'attache à contribuer à l'information du public et à favoriser l'implication des parties prenantes. Elle participe, en particulier, aux travaux du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) et aux réunions des Commissions locales d'information (CLI) implantées autour des installations nucléaires. Elle s'implique fortement dans les travaux menés au niveau international, d'une part, pour établir un cadre international ambitieux en matière de doctrine et de réglementation, basé sur l'amélioration continue de la sécurité, un cadre qui puise notamment dans le référentiel français et, d'autre part, pour se nourrir des meilleures pratiques pour améliorer sa propre action.

Depuis de nombreuses années, l'ASN s'est dotée d'un plan stratégique pluriannuel régulièrement actualisé et d'une politique de contrôle pour progresser selon les orientations qu'elle considère comme stratégiques.

Une des mesures phares du plan actuel consiste à renforcer l'approche graduée du contrôle au regard des enjeux, en mettant à profit la connaissance du terrain qu'elle acquiert en particulier à travers les inspections, ainsi que les enseignements qui ont été tirés des incidents et des accidents. Le renforcement de l'approche graduée permettra à l'ASN d'aller vers une approche plus individualisée du contrôle des activités nucléaires, lequel sera renforcé ou allégé, au regard des risques intrinsèques que présentent les activités contrôlées pour les personnes et l'environnement, ainsi que du comportement des responsables de ces activités et des moyens mis en œuvre pour maîtriser ces risques.

Enfin, pour progresser, l'ASN reste très attentive aux modes de fonctionnement adoptés par d'autres autorités chargées du contrôle d'activités à risque, et de ses homologues à l'étranger, en accueillant ou en participant régulièrement à des missions d'évaluation par ses pairs menées sous l'égide de l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA).



Photo © Olivier SAINT-HILAIRE/HAYTHAM-REA

Ouverture de la réunion de la Commission nationale du débat public consacrée au Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, qui s'est tenue le 17 avril 2019 au Palais de la Mutualité, à Paris.

« La prochaine édition du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) a fait l'objet en 2019 d'un débat public. »

Des enjeux majeurs pour les prochaines années

L'ASN fait aujourd'hui face à des enjeux sans précédent, qui concernent l'ensemble des acteurs du nucléaire.

Un grand nombre d'installations vont prochainement atteindre leur durée de vie initialement envisagée, qui est, par exemple, de quarante ans pour les réacteurs nucléaires ou pour certaines installations du cycle combustible. Or, certains exploitants envisagent d'aller au-delà. Le quatrième réexamen périodique des trente-quatre réacteurs de 900 MWe du parc EDF constitue à ce titre un projet inédit par son étendue et l'ampleur des ressources mobilisées. Il sera suivi du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1 300 MWe. Ces réexamens, ainsi que ceux des installations du cycle du combustible ou de recherche les plus anciennes, posent des questions complexes en matière de maîtrise du vieillissement de ces infrastructures et de conditions de prolongation de leur fonctionnement.

De nouvelles installations sont en cours de construction : le réacteur EPR de Flamanville, l'installation ITER et le réacteur RJH sur le site de Cadarache. Ces nouveaux projets, majeurs, se révèlent complexes et très souvent plus longs à mettre en œuvre que prévu, pour des raisons de perte d'expérience et de compétences industrielles, pour une large part prévisibles, mais parfois sous-estimées. D'autres installations sont en projet, dont les options de

sûreté ont été récemment examinées par l'ASN : le projet Cigéo de stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue en couche géologique profonde porté par l'Andra, l'EPR Nouveau Modèle et son évolution EPR2, dans la perspective d'un éventuel nouveau programme nucléaire, ainsi que le projet d'EDF de piscines d'entreposage centralisé de combustible usé visant à répondre au besoin de capacité supplémentaire pour ce type d'installation.

Un retard significatif dans le déroulement de ces projets stratégiques pourrait affecter l'ensemble de la filière nucléaire française.

Les opérations de démantèlement et de gestion des déchets vont encore s'amplifier dans les années à venir, avec de forts enjeux, tant du point de vue technique qu'en matière de mise en œuvre industrielle et de gestion de ces projets, en lien avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Dans le domaine médical, le recours croissant et répété à l'imagerie médicale, le développement des pratiques interventionnelles radioguidées présentant de forts enjeux en matière de radioprotection, ainsi que le constat de défaillances persistantes en radiothérapie, appellent également une grande vigilance. Par ailleurs, la mise en œuvre du contrôle des sources de haute activité se poursuit dans le cadre des nouvelles responsabilités récemment confiées à l'ASN.

Outre ces enjeux directement liés aux installations et aux activités que contrôle l'ASN, l'ensemble des acteurs du nucléaire devront faire face à des enjeux d'adaptabilité, dans un contexte de numérisation et d'innovation allant croissant, et répondre à la demande de plus en plus forte d'une association des publics aux processus de concertation et de décision.

Enfin, dans les années à venir, l'ensemble des acteurs du nucléaire devront être vigilants par rapport à une certaine forme de défiance qui émerge vis-à-vis de l'expertise et du contrôle au sens général, et qui s'exprime particulièrement dans le domaine de l'industrie nucléaire, notamment lors de la mise au jour d'écarts de conformité non traités dans des installations neuves ou en exploitation, ou de pratiques assimilables à des fraudes.

Les leviers à moyen terme

Face à ces enjeux, l'ASN considère que l'anticipation, le maintien des marges pour la sûreté et le renforcement des compétences constituent des points-clés sur le moyen terme.

L'anticipation des enjeux de sûreté et de radioprotection

Le nucléaire est le domaine du temps long. Ce qui ne sera pas engagé, démontré ou autorisé dans les deux à trois ans ne sera pas opérationnel dans les dix à quinze ans à venir. L'ASN veille ainsi à inciter les acteurs à anticiper lorsque la sûreté ou la radioprotection sont en jeu. Elle l'a fait en 2018 dans le cadre de l'avis qu'elle a rendu sur la cohérence du cycle du combustible et dans lequel elle a souligné le besoin de capacité supplémentaire d'entreposage des combustibles usés d'ici à quinze ans. Elle le fait dans le cadre du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR), dont la prochaine édition, qui a fait l'objet en 2019 d'un débat public préparatoire, devra permettre de préciser les solutions à mettre en œuvre dans les dix à quinze prochaines années, notamment pour faire face aux démantèlements futurs.

Elle le fera également dans le cadre de la mise en œuvre de la future PPE, mais aussi dans le secteur médical, en incitant, par exemple, les acteurs à anticiper les études de radioprotection pour assurer le déploiement des technologies médicales innovantes ou l'utilisation de nouveaux produits radio-pharmaceutiques pour les traitements par radiothérapie interne vectorisée.

Le maintien de marges pour garantir la sûreté

Pour faire face aux aléas industriels, au vieillissement des installations ou à la découverte de défauts non identifiés jusqu'alors, les exploitants doivent conserver des marges suffisantes pour garantir la sûreté de leurs installations et ne pas chercher à les réduire dans une logique d'optimisation ou de justification de court terme. L'ASN s'attachera à ce que cette démarche de prudence, qui constitue le premier niveau de défense en profondeur, s'applique aussi bien pour les constructions neuves que pour les réévaluations de sûreté des installations existantes, dont la poursuite du fonctionnement ne peut pas être considérée comme acquise.

Mais le maintien des marges en matière de sûreté devra également être pris en compte dans une approche plus large du fonctionnement du système nucléaire, dans son ensemble. Dans son avis sur la cohérence du cycle combustible, l'ASN a ainsi souligné la nécessité d'approfondir l'étude des conséquences d'aléas sur une installation, notamment du fait de son vieillissement, qui peuvent conduire à son arrêt complet et affecter le fonctionnement de l'ensemble du cycle combustible. Cette préoccupation de maintien de marges pour faire face à un aléa générique affectant plusieurs installations du parc nucléaire, déjà exprimée par l'ASN par le passé, reste pleinement d'actualité.

Le renforcement des compétences au sein de la filière nucléaire

De nombreuses difficultés ont été rencontrées lors de la réalisation d'opérations industrielles classiques comme des soudures, des travaux électromécaniques ou de génie civil, sur des constructions neuves comme sur des installations en fonctionnement. Ces difficultés ont fait naître un doute sur les capacités de la filière à réaliser, avec le niveau de qualité attendu, les travaux d'ampleur liés à la poursuite du fonctionnement des installations existantes, à leur démantèlement ou à la construction de nouveaux réacteurs.

Si ces difficultés sont en partie liées à une perte d'expérience de la filière nucléaire qui n'a pas réalisé de grandes opérations de construction depuis près de vingt ans, elles sont aussi le signe d'une perte de compétences techniques opérationnelles liée à l'affaiblissement du tissu industriel de notre pays, et d'un manque de vigilance et de surveillance face au risque d'anomalies pouvant remettre en cause le niveau de qualité requis dans le secteur nucléaire.

Il y a clairement un besoin de ressaisissement collectif et stratégique de la filière nucléaire française autour de la rigueur professionnelle, des compétences opérationnelles-clés à maintenir, notamment en l'absence de projets nouveaux immédiats, et de la culture de sûreté de l'ensemble de la chaîne industrielle. Ce processus, engagé notamment avec la constitution du GIFEN (Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire), doit s'accélérer.

Les défis de demain pour l'ASN

L'ASN doit faire face à trois principaux défis.

La concertation et l'information du public : des processus centraux mais complexes, qu'il faut encore enrichir

La crédibilité des décisions de l'ASN repose sur sa compétence et sa rigueur, mais aussi sur des facteurs-clés que sont l'explication, la pédagogie et la transparence, indispensables à la confiance. L'association des publics, par des concertations, des enquêtes et des débats publics, est par ailleurs incontournable pour améliorer la mobilisation des savoirs. Celle-ci ne peut cependant pas réussir à « abolir la défiance » compte tenu de la sensibilité du public face aux enjeux des activités nucléaires. Des processus

complémentaires doivent être mis en œuvre pour mieux « faire avec la défiance ». Il pourrait s'agir, par exemple, de tester les conférences citoyennes sur des thématiques ciblées et de réfléchir à des modes de travail prenant appui sur certaines manifestations de défiance, pour les intégrer à la fabrique de l'expertise de manière à la rendre plus pertinente, plus robuste et plus convaincante.

Évoluer à l'heure de la transformation numérique

La transformation numérique va profondément modifier les pratiques des exploitants, ainsi que celles de l'ASN, en contribuant à une meilleure cohérence et une plus grande efficacité de l'action de contrôle. Le projet Siance⁽¹⁾ – Système d'intelligence artificielle pour le nucléaire, son contrôle et son évaluation – de l'ASN vise notamment à exploiter les données de plus de vingt-deux mille lettres de suite d'inspection afin de mieux orienter sa mission d'inspection.

Les outils numériques, leviers d'amélioration de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, ont une incidence sur les modes d'exploitation (conduite, surveillance, maintenance prédictive et détection des écarts). La transformation numérique ne se limite pas à l'utilisation de données dématérialisées, elle modifie également la façon d'exploiter les données, notamment grâce à l'intelligence artificielle. Le contrôle est donc appelé à s'adapter aux changements que les outils numériques apportent aux installations, par exemple, pour évaluer la fiabilité et la robustesse des algorithmes au regard des enjeux de sûreté et de radioprotection.

Dans le domaine médical, la maîtrise et le paramétrage de logiciels de plus en plus complexes sont aussi essentiels pour la sécurité de l'utilisation des installations. Les

(1) Outil en cours de développement avec l'appui de la direction interministérielle du Numérique et du Système d'information, qui s'inscrit dans le cadre du programme d'investissements d'avenir pour expérimenter l'intelligence artificielle dans les services publics.

inspecteurs seront ainsi appelés à l'avenir à analyser des volumes considérables d'informations à caractère numérique essentiellement, et à évaluer leurs modes de qualification. L'évolution du contrôle et le développement de nouvelles compétences joueront un rôle central pour le maintien de l'expertise de l'ASN et son attractivité.

Maîtriser ses ressources et renforcer son autonomie

Les ressources dédiées au contrôle de la sûreté et de la radioprotection sont un sujet sensible sur lequel les parlementaires français portent régulièrement une grande attention.

S'agissant des ressources humaines, au-delà de l'ajustement des effectifs au regard des enjeux rappelés précédemment, la compétence et l'expérience cumulées des personnels ASN dans les domaines des risques et du nucléaire doivent faire l'objet d'une grande vigilance, notamment pour les compétences rares, dans un contexte de réforme de l'État et d'un relatif désintérêt des nouvelles générations pour les sujets nucléaires.

Au plan budgétaire, il s'agira tout d'abord de donner plus de visibilité aux ressources consacrées au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, comme l'a souligné la Cour des Comptes à la fin 2018, et de renforcer leur pilotage par l'ASN. Ces ressources, y compris d'expertise, sont éclatées entre de nombreux programmes budgétaires, dont aucun n'est sous la responsabilité directe de l'ASN.

À plus long terme, la question posée est celle de la recherche de modalités de financement de l'ASN correspondant mieux à ses missions et à son indépendance, et qui seraient adaptables en fonction de sa charge de travail. Les mécanismes et les contraintes de la programmation budgétaire de l'État ne permettent pas cette agilité. Des sources de financement ajustables chaque année, sous le contrôle du Parlement, selon le niveau d'activité prévisible, seraient à rechercher.

Vers une convergence internationale des réglementations en matière de sûreté nucléaire ?

Par Anne-Cécile RIGAIL
et Julien COLLET

Directeurs généraux adjoints, Autorité de sûreté nucléaire

L'industrie nucléaire présente un caractère « national » très marqué. Pour autant, les cadres d'échanges internationaux sont très nombreux et la plupart se proposent de favoriser la convergence des réglementations entre les pays. Deux moteurs « faibles » d'une telle convergence sont, d'une part, le souhait des industriels de disposer de règles uniformes pour leurs projets d'export et, d'autre part, l'attente par l'opinion publique de l'instauration d'exigences de sûreté ambitieuses dans tous les pays du monde. Les efforts menés par la France, notamment à l'échelle européenne, puis internationale, ont permis de « tirer vers le haut » les exigences de sûreté, mais ces efforts atteignent leurs limites dans un monde multipolaire, où les grandes puissances ne souhaitent pas alourdir les exigences applicables à leurs champions nationaux, et où chaque pays nucléarisé réaffirme son souhait de garder la pleine maîtrise de cette industrie.

Quels moteurs pour une convergence ?

L'harmonisation des réglementations nationales en matière de sûreté nucléaire suscite de nombreux échanges et travaux. Du fait de l'ampleur de son industrie nucléaire, la France s'investit activement dans ces cadres d'échanges techniques et réglementaires, qu'ils soient multilatéraux ou bilatéraux.

Les centrales nucléaires sont des « gros objets statiques », la question de leur « circulation » entre les États ne se pose pas. Par ailleurs, le nucléaire civil a des liens, au moins originels, avec des technologies touchant à la Défense nationale, ce qui en fait un objet d'intérêt national pour les États concernés. Enfin, un accident peut affecter des pans entiers de territoire sur une longue durée, risque dont les États ne peuvent raisonnablement confier la gestion à un régulateur supranational. Les moteurs qui ont présidé à la convergence des standards et à l'harmonisation, voire au partage des procédures de certification dans le domaine de l'aéronautique ne sont donc pas ici opérants. De fait, plus de cinquante ans après le démarrage des grands programmes nucléaires, les modèles et options techniques proposés par les différents acteurs internationaux sont loin d'être harmonisés. Il a cependant été constaté, à partir de 1986, qu'en cas d'accident majeur, les rejets radioactifs étaient, eux, susceptibles de voyager, au grand dam des autres pays. À défaut d'harmoniser les installations industrielles, la communauté internationale

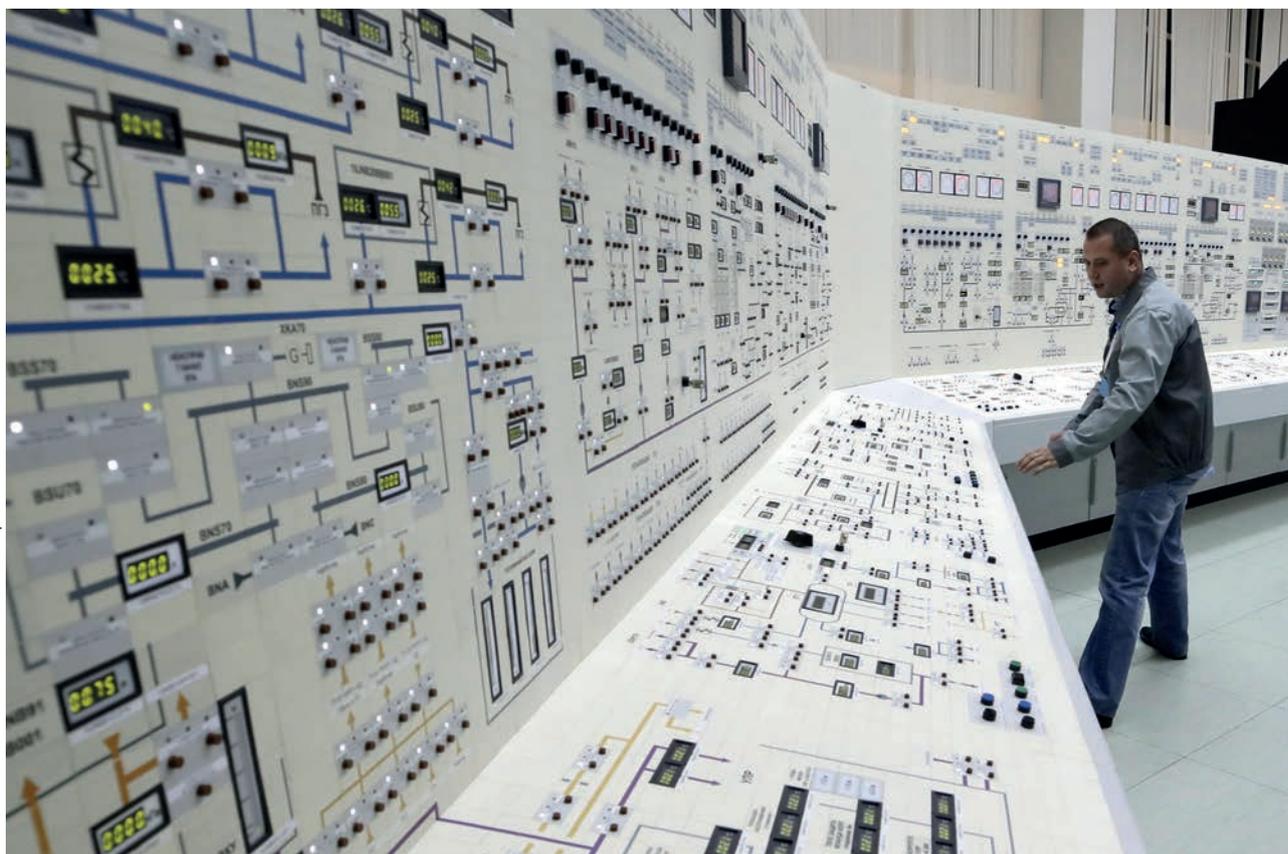
a pris acte de la nécessité d'avoir des références communes en termes de prévention des accidents, c'est-à-dire de sûreté nucléaire.

Deux dynamiques poussent donc à une relative convergence des approches, ou au moins des normes et bonnes pratiques en matière de sûreté, que nous regrouperons ici sous le terme général de « standards » :

- la volonté des industriels nationaux de pouvoir conquérir des marchés à l'export, et donc de disposer d'un cadre réglementaire uniforme à l'échelle de l'ensemble de leurs clients potentiels, afin de pouvoir proposer des conceptions « sur étagère ». Ils souhaitent, à défaut, pouvoir bien comprendre les exigences du pays client, afin d'être en mesure d'anticiper les incompatibilités ;
- le retour d'expérience des accidents nucléaires majeurs, tels que ceux de Three Mile Island (TMI), Tchernobyl et Fukushima, et la pression des opinions publiques pour que soient formalisées des approches cohérentes, et si possible ambitieuses, en termes de sûreté.

Le souhait des industriels d'une « réglementation internationale »

L'« existence » des centrales nucléaires a très largement précédé « l'essence » de la réglementation. Les corpus se sont construits, à des vitesses différentes, dans les grands pays nucléaires, en tenant compte de la réalité industrielle de chacun d'eux, de leur culture réglementaire et de leur gouvernance, des événements et accidents



Exercice d'alerte dans une centrale nucléaire de Biélorussie, octobre 2019.

« Le grand acteur mondial russe Rosatom, la tentaculaire entreprise d'État, est très actif dans l'export de ses technologies, avec des marchés "tout en un" : conception, construction, financement, exploitation de la centrale nucléaire, fourniture du combustible et de services de maintenance, appui à la gestion des situations d'urgence. »

survenus sur leur territoire... Les réglementations, ainsi développées indépendamment, épousaient étroitement les options industrielles proposées par les « champions nationaux ». Encore récemment, la France a développé une formalisation, dans le cadre de l'arrêté du 7 février 2012⁽¹⁾ et du guide 22 de l'ASN (ASN, 2017), des notions d'« élimination pratique » des accidents les plus graves, proposées initialement pour la conception de l'EPR, après de longues discussions dans un cadre franco-allemand. Cette notion apparaît étrangère aux Américains, notamment, qui eux raisonnent très largement en termes de « coupure probabiliste » pour quantifier le risque acceptable, et minorent ainsi le poids d'un « cygne noir » dans leur perception du danger.

Quelques acteurs internationaux de référence dans le domaine de la réglementation nucléaire

L'hégémonie morale des États-Unis en matière de réglementation du secteur nucléaire est difficilement contestable. Ils ont établi une réglementation technique extrêmement détaillée, prescriptive de moyens, structurée, et qui a le mérite d'être en anglais, elle est donc lisible et adop-

table par le monde entier. La plupart des pays qui s'engagent dans un programme nucléaire s'appuient donc sur ce corpus, dont le défaut est cependant de reposer sur des concepts de sûreté assez anciens, et dont les exigences ont peu évolué depuis les années 1980.

L'autre grand acteur mondial est le russe Rosatom, la tentaculaire entreprise d'État, qui est très active dans l'export de ses technologies, avec des marchés « tout en un » : conception, construction, financement, exploitation de la centrale nucléaire, fourniture du combustible et de services de maintenance, appui à la gestion des situations d'urgence. Cette offre globale, proposée à des prix plus compétitifs que les offres occidentales, est particulièrement séduisante pour des pays nouveaux entrants dans le nucléaire. Cette expansion commerciale pourrait constituer de fait un facteur d'harmonisation technique, mais elle n'a que peu de conséquences dans le domaine de la réglementation, car les pays clients n'ont pas pour principale préoccupation de développer un corpus réglementaire relatif à la sûreté nucléaire.

En France, du fait du très petit nombre des acteurs du secteur nucléaire, le dialogue « contrôleur/contrôlé » s'est établi pendant assez longtemps sur des bases techniques, avec une formalisation faible des attentes de l'au-

(1) Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux INB.

torité. C'est au détour des années 2000 que la France a souhaité se doter d'une réglementation technique un peu plus conventionnelle (décret, arrêté, décisions techniques, guides), pour y traduire ce qui résultait de longues années de négociations techniques, au gré des projets des industriels, des recommandations des experts et des demandes des contrôleurs publics. Cette situation rend l'approche française plus difficile à expliquer, voire à « exporter », tant pour les industriels que pour l'Autorité de sûreté nucléaire.

Le programme MDEP, une initiative de coopération multinationale portant sur les réacteurs de génération III

Au début des années 2000 sont apparus sur le marché de nouveaux modèles de réacteurs, dits de génération III, présentant des objectifs de sûreté plus ambitieux que ceux alors en fonctionnement.

L'autorité de sûreté américaine a alors proposé à ses homologues de travailler à la création d'une certification internationale des réacteurs, s'appuyant implicitement sur sa propre pratique. En parallèle, les autorités de sûreté française et finlandaise avaient engagé une coopération étroite sur le réacteur EPR, visant à assurer la cohérence de leurs positions techniques. Le Multilateral Design Evaluation Programme (MDEP) est né en 2006 du rapprochement de ces deux initiatives. Il rassemble désormais les autorités de seize pays autour de cinq modèles de réacteurs.

Le programme a explicitement été conçu comme un complément aux approches multilatérales existantes afin de développer de nouveaux modes de coopération. Il se caractérise notamment par une démarche d'harmonisation « du bas vers le haut » des pratiques, qui s'appuie sur des cas concrets, tout en préservant la responsabilité nationale de chaque autorité.

L'essentiel de l'activité du programme se déroule au sein de groupes de travail consacrés à chaque modèle de réacteur, dans lesquels les participants partagent leurs informations et leurs évaluations de la sûreté du réacteur considéré. Les sujets pouvant faire l'objet d'une harmonisation donnent alors lieu à des travaux plus approfondis, qui conduisent à des « positions communes » des autorités concernées, qu'elles s'engagent à respecter. Ces positions communes font l'objet d'une publication.

Le programme a également développé une coopération étroite avec l'industrie nucléaire afin d'inciter celle-ci à harmoniser ses propres pratiques. En effet, si celle-ci appelle régulièrement les autorités de sûreté à mieux s'harmoniser entre elles, on peut constater qu'elle-même a peu fait en la matière, compte tenu de la concurrence entre les acteurs et des enjeux stratégiques sous-tendant chaque filière nationale. Des groupes miroirs du MDEP ont ainsi travaillé sur la comparaison et l'harmonisation des pratiques industrielles, notamment dans le domaine des équipements sous pression nucléaires et du contrôle-commande.

Un autre succès du programme est la création d'un référentiel partagé d'inspection des fournisseurs, qui permet de réaliser des inspections conjointes des grands fournis-

seurs de l'industrie nucléaire, qui sont souvent communs à plusieurs modèles de réacteurs.

Les autorités de sûreté ont indubitablement tiré profit de cette coopération grâce à la mutualisation des informations et de leurs analyses de sûreté ; une coopération qui a constitué pour elles un « moteur fort ». Toutefois, les résultats obtenus en matière d'harmonisation sont restés en deçà des ambitions initiales et des attentes des industriels. Le programme a notamment mis en évidence que, même lorsque les visions des acteurs sont convergentes, l'harmonisation n'est effective qu'après un temps significatif, ce qui n'est pas toujours compatible avec les calendriers des projets industriels. C'est ainsi qu'une position commune⁽²⁾ des autorités britanniques, françaises et finlandaises sur la conception du contrôle-commande du réacteur EPR a conduit *in fine* à l'adoption de solutions techniques différentes par les exploitants de chacun de ces pays.

Le développement progressif de « standards de sûreté » au niveau international

La fabrication du consensus sous l'égide de l'AIEA

Les accidents de TMI et de Tchernobyl ont conduit l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), dont les missions premières portaient sur le contrôle de la non-prolifération et la promotion du nucléaire civil, à se doter d'instances plus spécialisées dans le domaine de la sûreté nucléaire, ce qui est apparu comme un gage nécessaire au développement progressif des activités nucléaires. La première instance notable à avoir vu le jour fut l'International Nuclear Safety Group (INSAG), un groupe consultatif créé en 1985 et placé auprès du directeur général de l'AIEA. C'est à lui que l'on doit notamment la notion de « culture de sûreté » (INSAG, 1991).

L'impact de l'accident de Tchernobyl sur les opinions publiques a été tel que la volonté politique s'est concrétisée à travers la signature de plusieurs conventions internationales, notamment la convention sur la sûreté nucléaire (1994) et la convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs (1997). Ces textes de haut niveau posent quelques principes généraux de sûreté, et prévoient un mécanisme de revue triennal par les pairs concernant leur application dans les pays signataires.

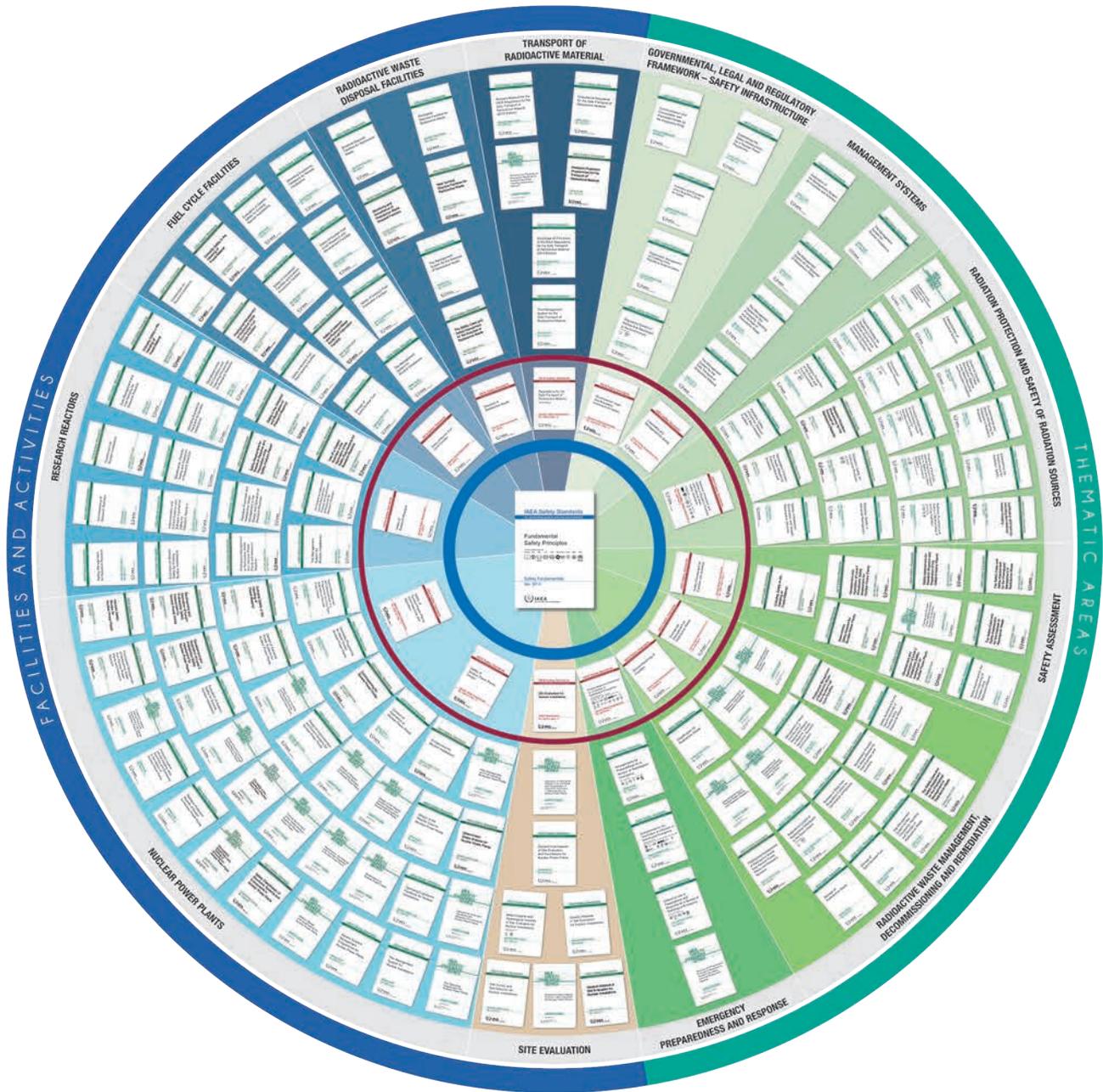
L'AIEA a ensuite étoffé ses services, avec la création d'une division dédiée à la sûreté nucléaire, qui a produit un certain nombre de documents, dénommés « standards ». La structuration de ce corpus non contraignant se présente sous la forme d'une pyramide à trois niveaux :

- les *safety fundamentals* (AIEA, 2007), qui correspondent aux « 10 commandements de la sûreté », parmi lesquels sont affirmés solennellement la responsabilité première de l'exploitant nucléaire, la nécessité de l'indépendance

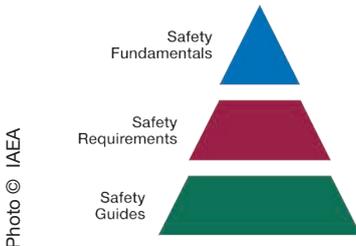
(2) <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Systeme-de-contrôle-commande-du-reacteur-EPR>

IAEA Safety Standards

protecting people and the environment



Status as of September 2018



The IAEA establishes safety standards for the protection of people and the environment from harmful effects of ionizing radiation. The Safety Standards Series comprises three categories: Safety Fundamentals, Safety Requirements and Safety Guides. The safety standards are developed with the involvement and agreement of all Member States and cover nuclear safety, radiation safety, transport safety, waste safety and emergency preparedness and response. While recognizing that regulating safety is a national responsibility, the IAEA encourages all Member States to apply the safety standards' principles, requirements and guidance in order to maintain and improve nuclear safety and radiation protection globally.

The safety standards are available online at <https://www.iaea.org/resources/safety-standards> and can be ordered in hard copy from sales_publications@iaea.org.

An Online User Interface (INS-OUI), available at <https://nucleus-apps.iaea.org/nss-oui>, allows users to navigate and search the content of the publications in the Safety Standards Series and the Nuclear Security Series.



IAEA
International Atomic Energy Agency
Atoms for Peace and Development

Les normes de sécurité définies par l'AIEA en matière de protection des populations et de l'environnement.

« L'AIEA a développé un certain nombre de documents, dénommés "standards" ».

de l'organe de contrôle et les objectifs de réduction et de limitation des impacts sur les personnes ;

- les *safety requirements*, formulés avec l'emploi de *shall* ;
- les *safety guides*, formulés en *should*, et dont la structure vise à décliner et à rendre plus concrète la mise en œuvre des *requirements*.

L'élaboration de ces documents suit un processus long et très formalisé, comportant des échanges à différents niveaux sur les documents de cadrage, la rédaction des textes par des groupes de consultants sollicités par l'AIEA auprès des différents États membres, la discussion de ces textes dans des comités consultatifs techniques, la consultation des États membres, la prise en compte de leurs commentaires, puis une nouvelle consultation des comités, avant la présentation du texte à la commission des normes de sûreté, et, suivant leur niveau, au Conseil des gouverneurs.

À l'issue de ce long processus, où tout le savoir-faire du secrétariat de l'agence réside dans la fabrication du consensus, et à la « contenance » des opinions par trop extrêmes ou individuelles, l'AIEA peut à juste titre se prévaloir de l'obtention d'un très large consensus sur des documents, dont la rédaction est de fait de bonne qualité et qui reflètent le niveau d'exigence le plus élevé qu'il soit possible d'obtenir dans un cadre international, cela d'autant plus qu'ils demeurent juridiquement non contraignants.

Ce corpus de standards est jugé tout à fait utile pour les pays « nouveaux entrants », qui ont une réglementation à écrire entièrement, et qui veulent pouvoir afficher une conformité aux meilleures pratiques internationales. D'une manière générale, tous les pays affichent leur respect et leur conformité aux standards de l'AIEA. C'est ainsi que l'autorité de sûreté nucléaire chinoise, la NNSA, a annoncé avoir transposé l'essentiel des standards de l'AIEA dans un corpus de lois et de règlements.

Ce travail de normalisation internationale était très largement engagé au moment de l'accident de Fukushima. Les organes de gouvernance et de normalisation déjà existants se sont emparés de l'accident de Fukushima pour proposer des évolutions des standards, mais sans en remettre fondamentalement en cause les principes, ni les structures de gouvernance (Arnhold, 2019).

Les revues par les pairs, un moyen efficace de connaissance mutuelle, mais un outil d'amélioration à manier avec diplomatie

Les standards étant dépourvus de valeur juridique, il a fallu trouver des organes chargés de la vérification de leur mise en œuvre. Toute tentation d'autorité « supranationale » étant écartée, même à des fins de vérification et d'audit, ce sont des systèmes de « revue par les pairs » qui ont été mis en place. Les OSART⁽³⁾ visent les exploitants nucléaires, tandis que les IRRS⁽⁴⁾ concernent les autorités de sûreté des différents pays membres.

(3) Operational Safety Review Team.

(4) Service intégré d'examen de la réglementation – Integrated regulatory review service.

Ces revues donnent lieu à des entretiens approfondis avec un grand nombre d'intervenants et de parties prenantes, et à l'examen d'une très grande quantité de documents censés démontrer la bonne traduction et la mise en œuvre nationale des standards. L'exercice trouve cependant ses limites dans le sens où il n'est pas aisé de vérifier sur le terrain leur mise en œuvre pratique. Certains « bons élèves », comme les Finlandais, disposent d'une base de données structurée de leurs exigences techniques et réglementaires qui permet de tracer le respect de chacun des standards AIEA, via la réglementation nationale, dans chacune des centrales finlandaises. Mais la situation finlandaise est plus une exception que la règle.

De même, lorsque la revue touche à des matières « politiques », telles que l'organisation de l'autorité de sûreté nationale et son indépendance vis-à-vis de l'entité en charge de la promotion du nucléaire, les discussions peuvent parfois aiguiser sur des considérations diplomatiques. La rédaction finale du rapport fait alors l'objet d'une attention soutenue de la part de tous les acteurs, et les formulations sont discutées et ciselées longuement.

Ces revues, au-delà d'un travail de vérification mutuelle qui force les différents acteurs à une recherche de toujours plus de progrès, ont avant tout l'immense mérite de produire une connaissance mutuelle plus approfondie, dans un secteur qui manque souvent, à l'échelle nationale, de points de comparaison.

Une volonté européenne de « tirer les exigences vers le haut »

Sous l'impulsion de la Commission européenne, et de certains États européens, le plus souvent antinucléaires, un certain nombre de principes de sûreté nucléaire ont été inscrits dans un cadre réglementaire contraignant. Cela a donné lieu à l'adoption en 2009 de la directive sur la sûreté nucléaire⁽⁵⁾ ; celle-ci a été remise à jour en 2014 apportant des précisions sur la robustesse attendue des réacteurs, à la suite de l'accident de Fukushima.

Les autorités de sûreté des pays nucléarisés, soucieuses de ne pas se voir dessaisies de leurs responsabilités, avaient établi dès 1999 un réseau informel, la Western European Nuclear Regulators Association (WENRA). La France en fut l'un des membres fondateurs. Le but initial de cette association était de vérifier si les nouveaux entrants dans l'Union européenne « avaient le niveau » au regard des exigences occidentales. Au-delà, ce réseau est rapidement devenu un forum d'échanges entre autorités de sûreté européennes, favorisant la connaissance mutuelle et la convergence des approches. L'association établit des « niveaux de référence » (*safety reference levels*), que tous les pays membres de WENRA se sont engagés à intégrer dans leur réglementation nationale et à mettre en œuvre sur le terrain. Ces niveaux de référence sont périodiquement réexaminés et mis à jour ; cela a notamment été le cas après l'accident de Fukushima.

(5) Directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.

La France s'implique activement dans WENRA afin que les niveaux de référence reflètent les meilleurs standards de sûreté. Une fois adoptés par l'ensemble des pays européens, ils peuvent être proposés au niveau de l'AIEA, et, de fait, influencer les standards internationaux. Ainsi, la notion de réexamen périodique de sûreté des installations nucléaires ou celle d'élimination pratique des accidents dont les conséquences ne pourraient être gérées de manière satisfaisante ont pu cheminer « du bas vers le haut », grâce à une formalisation européenne forte.

En retour, la France adapte sa réglementation pour y transcrire ces niveaux de référence. C'est une tâche de longue haleine, car la dynamique de production réglementaire se caractérise par sa lenteur. L'ASN assure une traçabilité des niveaux de référence déjà intégrés dans la réglementation, et de ceux qui restent à être formalisés. Elle rend compte annuellement aux autres pays membres de WENRA des progrès réalisés par la France dans ce domaine.

Conclusion : cette harmonisation bénéficie-t-elle d'une réelle volonté politique ?

Nous avons vu que malgré les souhaits des industriels d'avoir une acceptation la plus large possible des modules techniques par les pays à l'échelle mondiale, le principal moteur de l'harmonisation internationale en matière de sûreté nucléaire repose dans les faits sur la formalisation d'exigences de sûreté, tant au niveau européen qu'international. Après Fukushima, apparaît une nouvelle divergence entre les approches des grands pays nucléarisés : là où les Européens ont demandé des modifications des installations « en dur » pour en accroître la robustesse et ont renforcé les exigences des « niveaux de référence » de WENRA en matière de résistance aux phénomènes naturels extrêmes, les Américains mettent l'accent sur les dispositions « souples » de gestion de crise et l'étude approfondie des facteurs organisationnels et humains. Il est donc difficile d'aller, sur la scène internationale, au-delà de la formalisation de principes et d'ambitions générales pour les réacteurs existants. De même, les réticences de grands pays non européens face à des exigences trop précises qui pourraient pénaliser leurs champions nationaux conduisent à constater que le jeu des standards actuels de l'AIEA présente une forme d'« optimum local », et qu'il sera difficile d'aller au-delà.

L'ASN poursuit donc son implication au niveau européen afin de consolider la doctrine de sûreté déjà établie et d'avancer sur d'autres sujets, tels que la gestion responsable et sûre des déchets nucléaires. Dans ce domaine, l'établissement de référentiels exigeants au niveau international et la mise en œuvre de solutions sûres dans l'ensemble des pays concernés restent des défis à relever.

Le développement des standards de l'AIEA – Citation d'un article de D. Flory, directeur général adjoint de l'AIEA

« Mais l'accident de Fukushima a confirmé une fois de plus que les accidents nucléaires ne respectent pas les frontières. Le nuage de Fukushima a été détecté dans les deux hémisphères. Certes, aucun rejet transfrontière susceptible d'avoir de l'importance du point de vue de la sûreté radiologique pour un autre État n'a été identifié. Cependant, un effet bien réel a traversé les frontières : la détérioration de la confiance des populations dans la capacité des exploitants et des États à maîtriser le risque nucléaire.

C'est pourquoi la responsabilité première des exploitants, complétée par celle des États, doit être adossée à une approche internationale de la sûreté. L'AIEA est le lieu privilégié où cette approche est mise en œuvre. »

Bibliographie

Agence internationale de l'énergie atomique (2007), « Principes fondamentaux de sûreté », n°SF-1.

ARNHOLD V. (2019), « L'apocalypse ordinaire. La normalisation de l'accident de Fukushima par les organisations de sécurité nucléaire », *Sociologie du travail*, vol. 61, n°1, janvier-mars 2019, <https://journals.openedition.org/sdt/14611>

Autorité de sûreté nucléaire (2017), « Conception des réacteurs à eau sous pression », Guide n°22 de l'ASN, réalisé conjointement avec l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

FINON D. (2014), « Vers une gouvernance mondiale de la sûreté nucléaire contraignante : une quête impossible ? », *CIREW Working Paper series*, n°54-2014.

FLORY D. (2011), « Coopération internationale et sûreté nucléaire », *Politique étrangère*, 2011/4 (Hiver), pp. 865-878.

International Nuclear Safety Advisory Group (1991), "Safety Culture – A Report by the International Nuclear Safety Advisory Group", INSAG-4, Vienne, AIEA.

Comment développer la transparence et la participation dans le domaine du nucléaire civil ?

Par Jean-Claude DELALONDE
Président de l'ANCCLI

Transparence, expertises pluralistes, participation aux décisions... où en sommes-nous dans l'application des textes réglementaires internationaux, européens et français ? La société civile a-t-elle su s'emparer de son droit d'accès à l'information et de participation aux décisions pour comprendre, participer et interagir dans le domaine du nucléaire ?

L'ANCCLI dresse un état des lieux des outils réglementaires créés à cet effet et s'interroge sur la manière dont la société civile et les acteurs du nucléaire se les sont appropriés ces dernières années, pour en faire de véritables outils d'action : quels sont les constats positifs qui en sont ressortis, les points de vigilance et les points d'amélioration ?

Entre l'urgence de trouver une solution qui est souvent mise en avant et la nécessité de prendre le temps de s'informer, de monter en compétence et de se concerter, la société civile est en attente de davantage de sincérité, voire d'humilité de la part des acteurs du nucléaire. Mais elle est aussi et surtout soucieuse que sa participation soit effectivement prise en compte dans la prise de décision.

Contexte

Rappelons-nous d'où l'on vient

De l'accident de Tchernobyl survenu en 1986, la France se souviendra de la défiance née autour du nucléaire, d'un combat entre experts reconnus et, particulièrement, d'un manque d'information de la société civile.

Le manque d'informations est l'argument très fréquemment évoqué et souligné par beaucoup de nos concitoyens. Pourtant des textes existent en la matière : ainsi, dès 1978, la France instaure un droit d'accès à l'information auprès des autorités publiques dans le cadre de la loi n°78-753 du 17 juillet 1978 portant diverses mesures d'amélioration des relations entre l'administration et le public.

Par la suite, au niveau international comme communautaire, la déclaration de Rio en 1992, la convention d'Aarhus signée le 25 juin 1998 sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement ou encore la directive 2003/4/CE du Parlement et du Conseil du 28 janvier 2003 sont venus renforcer la législation en la matière en instituant, entre autres, pour toute personne physique ou morale, un droit d'accès du public à l'information relative à l'environnement et un droit à la participation aux décisions, et en adoptant des dispositions visant à rendre ces informations disponibles.

De même, en 2005, la Charte constitutionnelle de l'environnement et le Code de l'environnement sont venus renforcer et encadrer le droit d'accès en matière environnementale aux informations détenues par les autorités publiques et le droit à la participation aux décisions.

Enfin, en 2006, la France est précurseuse en matière nucléaire en inscrivant dans son corpus législatif, une loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, la loi TSN.

Comment avons-nous réussi à concilier transparence, participation du public sur des sujets très techniques et nécessité d'opposer le secret industriel et le secret Défense sans en abuser ?

La société civile a-t-elle pu, grâce à cet arsenal réglementaire français, européen et international, accéder aux informations dont elle souhaitait disposer et participer aux décisions prises dans le champ des activités nucléaires ?

Que s'est-il passé, en France, au cours des dix dernières années ?

Comme il est rappelé plus haut, la France promulgue, en 2006, la loi TSN et inscrit :

- le droit à l'information en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection, lui-même décliné en trois droits ou obligations :
 - le rappel de l'obligation d'information du public par

l'État en matière d'informations relatives à l'environnement (articles 1, 4 et 18) ;

- l'institution du droit d'accès à l'information en matière nucléaire directement auprès des exploitants (articles 2 et 19) ;
- l'obligation, pour l'exploitant d'une installation nucléaire de base (INB), d'établir un rapport annuel sur l'état de sûreté de ses installations, de le transmettre à la commission locale d'information et de le mettre à disposition du public (article 21) ;
- la mise en place de Commissions locales d'information (CLI) auprès des INB (article 22), ainsi reconnues sur le plan institutionnel ; la reconnaissance de la fédération des CLI (l'ANCCLI, l'Association nationale des comités et commissions locales d'information) ;
- la création du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) (article 23). Cette instance a par ailleurs rédigé un rapport sur le thème « Transparence et secrets dans le domaine nucléaire » qui rappelle le contexte réglementaire dans lequel chaque citoyen peut trouver les outils lui permettant d'exercer son droit à l'information.

Quelques années plus tard, en 2015, la loi sur la Transition énergétique pour une croissance verte (loi TECV) vient renforcer la transparence et l'information du citoyen grâce :

- au renforcement et à l'extension des missions des CLI qui, depuis lors :
 - doivent organiser annuellement une réunion publique ouverte à tous ;
 - peuvent se saisir de tout sujet relevant de leurs compétences (suivi, information et concertation en matière de sûreté nucléaire, de radioprotection et d'impact des activités nucléaires sur les personnes et sur l'environnement) ;
 - peuvent demander à l'exploitant (qui ne peut refuser) d'organiser des visites des installations nucléaires ;
 - peuvent demander à l'exploitant (qui ne peut s'y opposer sous réserve de l'appréciation de la « restauration des conditions normales de sécurité ») d'organiser des visites d'installations « à froid » après un incident de niveau supérieur ou égal à 1 sur l'échelle INES ;
 - sont obligatoirement consultées sur les modifications des plans particuliers d'intervention (PPI) ;
 - sont obligatoirement consultées sur les actions d'information des personnes résidant dans le périmètre d'un PPI ;
 - dans le cas des sites localisés dans un département frontalier, doivent ouvrir la composition de la CLI à des membres des États voisins.
- au renforcement de certaines procédures d'information :
 - avec le principe de l'information régulière, au frais de l'exploitant, des personnes résidant dans le périmètre d'un PPI (informations portant sur la nature des risques d'accident et les conséquences envisagées, sur les mesures de sécurité et la conduite à tenir en application de ce plan) (article L. 125-16-1 du Code de l'environnement) ;
 - à travers la réalisation d'une enquête publique sur les dispositions proposées par l'exploitant lors du réexa-

men périodique des réacteurs électronucléaires au-delà de leur trente-cinquième année de fonctionnement (article L. 593-19 du Code de l'environnement).

Efficacité des mesures prises

Ce cadre législatif et réglementaire avait, notamment, pour objectif de faciliter l'accès du public aux informations relatives aux installations nucléaires de base, mais aussi celui d'associer le public, les associations et les travailleurs du secteur à l'élaboration des projets et à la prise de décision (exemples du débat public et des enquêtes publiques).

Qu'en est-il aujourd'hui ? Quels constats pouvons-nous faire ?

En 2008, un groupe de travail du Forum européen de l'énergie nucléaire (ENEF) se penche sur cette question, s'interrogeant sur la mise en œuvre des principes de la Convention d'Aarhus dans chaque pays européen. Cette démarche s'intitule Aarhus Convention and Nuclear (ACN).

En France, l'ANCCLI et le HCTISN conduisent conjointement la première phase du processus ACN France avec la mise en place de trois groupes de travail dans lesquels s'impliquent, notamment, l'IRSN, l'ASN et Greenpeace France. Cette première phase, ACN1 France, aboutira en 2012 à treize recommandations issues des travaux des trois groupes précités, qui mettent en lumière le rôle essentiel des CLI en tant que relais.

En 2016, la deuxième phase du processus (ACN2 France) s'intéresse notamment aux conditions de mise en œuvre pratique et concrète des recommandations issues d'ACN1. Dans ce cadre, une enquête est menée auprès des CLI afin de réaliser un état des lieux sur :

- les moyens dont elles disposent et de l'usage qu'elles en font ;
- les consultations auxquelles elles sont appelées à contribuer ;
- l'état de la participation du public dans le domaine du nucléaire.

Des conclusions de cette enquête, il ressort notamment que :

- les parties prenantes doivent monter en compétence ;
- la moitié des CLI sont dotées d'un chargé de mission, équivalent en moyenne à 0,4 ETP, ce qui est insuffisant ;
- l'accès à l'information est relativement bon, mais il n'est pas suffisamment pluraliste (au niveau local, les informations proviennent majoritairement de l'exploitant ou de la division territoriale de l'ASN, et dans une moindre mesure, de l'IRSN) ;
- les dialogues techniques apportent une réelle plus-value ;
- les temps des consultations sont trop courts.

Aujourd'hui encore, l'accès à l'information peut encore être délicat et compliqué. Cela a conduit plusieurs CLI à solliciter la Commission d'accès aux documents administratifs (CADA).

LIVRE BLANC VI de l'ANCCLI

QUELLES CONDITIONS
 POUR UNE **PARTICIPATION INFLUENTE**
DES CLI ET DE L'ANCCLI
AU SUIVI TERRITORIAL ET NATIONAL
DES CHANTIERS DE DÉMANTÈLEMENT ?

Janvier 2017



Photo © ANCCLI

Livre blanc VI de l'ANCCLI de janvier 2017 déterminant les conditions nécessaires à une participation influente des CLI et de l'ANCCLI dans le suivi des chantiers de démantèlement des installations nucléaires de base (<https://www.anccli.org/wp-content/uploads/2014/08/ANCCLI-2017-d%C3%A9mant%C3%A8lement-v2.pdf>).

« Pour les CLI et l'ANCCLI, l'expertise citoyenne participe au renforcement de la sûreté nucléaire, elle doit donc être reconnue comme telle. »

Comment faire de ces outils réglementaires de véritables outils d'action pour le citoyen ?

Depuis de nombreuses années, les CLI et l'ANCCLI œuvrent pour l'application de ces textes et pour la mise en pratique des droits qu'ils confèrent aux citoyens dans le domaine du nucléaire.

En premier lieu, même si de nombreuses étapes restent à franchir, nous ne pouvons que nous féliciter de l'évolution positive vers une connaissance partagée, une prise en compte de l'expertise citoyenne et une ouverture à la société.

En effet, lors des derniers grands débats nationaux (EPR de Flamanville, Cigéo, quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, Plan national de gestion de matières et déchets radioactifs (PNGMDR)), les différents acteurs ont, au fil du temps, pu agir pour faire évoluer la transparence en matière d'information notamment (fourniture de données techniques), mais aussi de participation.

La défiance persiste

Il n'en reste pas moins qu'une défiance persiste vis-à-vis du processus de participation du public et de la réelle prise en compte de sa contribution.

Comment obtenir la confiance du citoyen quand celui-ci ne dispose, en règle générale, que de quelques jours, voire au mieux que de quelques semaines pour donner son avis ?

Points d'amélioration

Développement d'une expertise citoyenne

Pour les CLI et l'ANCCLI, l'expertise citoyenne participe au renforcement de la sûreté nucléaire, elle doit donc être reconnue comme telle. Le développement d'une société civile avertie concourt à son implication dans les processus de participation. La confiance ne se décrète pas, elle se construit.

Ainsi, depuis 2003, le partenariat conclu entre l'ANCCLI et l'IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) s'inscrit dans cette quête de transparence et de pluralité d'expression pour une société civile qui ne cesse de monter en compétence. L'ANCCLI et l'IRSN œuvrent conjointement à des dialogues techniques, des temps de partage des connaissances, des temps de partage d'expertises pluralistes, qui :

- s'instaurent en parallèle des processus de concertation et de décision et les alimentent en donnant, entre autres, la capacité aux citoyens de s'investir en tant qu'acteurs éclairés sans pour autant prétendre être des experts ;
- ont toute leur place, en amont et en parallèle de processus réglementaires, dans la construction de la décision et dans un cadre de concertation élargi ;
- permettent la montée en compétence de la société civile sur des sujets techniques en construisant, dans le temps, un espace de dialogue, un espace de partage transparent des informations ;
- permettent l'expression d'une pluralité d'acteurs et d'experts portant une diversité de points de vue et permettant à tout un chacun de construire sa propre opinion.

L'ANCCLI développe également sa propre expertise au travers de ses livres blancs, ses groupes permanents et ses participations aux groupes de travail institutionnels.

Implication de la société civile sous certaines conditions

Plus que jamais, la gouvernance de la sûreté nucléaire doit s'appuyer sur l'implication d'une société vigilante. L'ANCCLI, en partenariat étroit avec les trente-quatre CLI, travaille en ce sens.

Comment surmonter la difficulté d'impliquer, sur le long terme, le citoyen sur des sujets aussi techniques et si éloignés de son quotidien ?

La question de la gestion des déchets est l'exemple même de la difficulté de dialoguer avec la population, avec les parties prenantes, avec la société civile, sur un sujet de long terme, transgénérationnel, qui a un caractère décisionnel national mais avec une sensibilité locale forte et des impacts territoriaux très importants, là où les installations d'entreposage, de stockage, de manutention des déchets radioactifs sont déjà installées ou le seront.

Le débat public est certes un outil qui a le mérite d'exister, mais il reste néanmoins un espace de dialogue concentré dans le temps. Il n'anticipe pas suffisamment les choix et décisions.

Ce manque de temps accordé à la participation, à l'expression de la contre-expertise grignote la crédibilité, la confiance et l'adhésion à la durabilité des solutions de gestion qui seront adoptées *in fine*.

Pour pallier ces difficultés, les temps de partage et de co-construction doivent suivre des règles essentielles pour être pertinents et reconnus par les parties prenantes. À ce titre, il est nécessaire de :

- développer le « concernement » : pour se sentir concerné, il faut comprendre pourquoi la solution envisagée est importante pour moi, mais également pour ma famille, mon territoire. Ce « concernement » se construit, le dialogue participe à cette construction.
- choisir le bon moment pour instaurer le débat : à Dunkerque, de janvier à la fin du mois de février, nous vivons, nous respirons « carnaval », c'est l'histoire de notre ville. Aussi, je vous déconseille d'engager une concertation, un dialogue, ou toutes autres actions qui nécessiteraient de mobiliser du public durant cette période... sauf si vous souhaitez faire de la concertation tout seul...
- déterminer la pertinence du périmètre : c'est probablement l'un des points les plus difficiles à identifier dans le dialogue avec la société civile. Sur quel périmètre ? Depuis des années, l'ANCCLI incite à prendre en compte la notion de bassins de vie (une notion propre à chaque territoire).
- adapter la forme du débat au territoire et au contexte : investir les lieux de vie des habitants et ceux qu'ils fréquentent : intervenir dans les associations, dans les réunions de clubs, aller sur les marchés, participer aux fêtes de la science, de la nature, aux fêtes locales...
- ne pas « rajouter » de manifestations, mais plutôt venir se « greffer » sur des manifestations existantes, qui fonctionnent (fête de la nature...).

- varier les formes pour toucher des publics différents : l'approche ne peut pas être la même pour tous les âges. C'est pour cette raison que la Commission nationale du débat public a mis en place des groupes miroir, un atelier de la relève, des débats lycéens à l'occasion du débat public sur le PNGMDR. Ce furent des expériences très enrichissantes et cela a contribué à ouvrir le débat aux jeunes et à un public de néophytes.

Conclusion

L'urgence d'une solution, souvent mise en avant par les porteurs de projets, n'est pas compatible avec l'échelle-temps d'une société qui a besoin d'apprendre, d'identifier, de comprendre les défis et les enjeux qui touchent son territoire.

Il ne faut pas oublier que la concertation et le débat public sont des outils mis en place pour que les citoyens exercent leur droit de participation. Ils ne peuvent pas restaurer une confiance perdue.

La société civile, ce n'est pas uniquement le citoyen. La société civile intègre également tous les acteurs de la vie

locale et économique (entreprises, éducation nationale, universités, vie associative...). La concertation ne sera réussie que si tous les acteurs se sentent impliqués et se mobilisent.

De plus en plus, la population et les membres des CLI veulent assumer leur fonction de vigilance citoyenne et, en conséquence, souhaitent disposer d'informations en toute transparence et exprimant une diversité de points de vue. Ils veulent être en capacité d'être entendus, et surtout, d'être assurés que leur implication sera prise en compte dans le processus décisionnel.

Aujourd'hui, on ne peut que se féliciter du fait que tous ces dispositifs de dialogue et d'échange existent, mais ils ont leurs limites. Les citoyens attendent aujourd'hui que leur participation ait un poids effectif sur les décisions.

Le dialogue avec la société civile est un long chemin qui nécessite patience, humilité, pragmatisme, sincérité, loyauté et transparence.

Peut-on surmonter la peur du nucléaire ?

Par Myrto TRIPATHI

Fondatrice et présidente des Voix du Nucléaire

Dans son rapport SR15 d'octobre 2018, le GIEC ⁽¹⁾ souligne ⁽²⁾ le nécessaire accroissement de la part du nucléaire dans le mix énergétique mondial et avec lui le frein principal à l'atteinte de cet objectif, qu'est son acceptation sociale.

“The current deployment pace of nuclear energy is constrained by social acceptability [...]. Though comparative risk assessment shows health risks are low [...], and land requirement is lower than that of other power sources [...], the political processes triggered by societal concerns depend on the country-specific means of managing the political debates around technological choices and their environmental impacts [...].”

Des efforts sans précédent sont actuellement consacrés à mener la transition de l'humanité d'un modèle de civilisation à un autre, en l'espace d'une génération seulement. Lever les freins sociétaux au nucléaire, dont le rapport précité rappelle qu'ils reposent sur des perceptions erronées, devrait permettre des avancées rapides, conséquentes et sous-jacentes à d'autres gains. Alors que la suppression de ces freins devrait être une priorité, il n'en est rien ; ils semblent même exacerbés par ceux que l'on aurait cru en charge de les combattre.

Nous sommes quelques-uns, au sein de l'association Voix du nucléaire et ailleurs, à avoir choisi de nous atteler à cet enjeu titanesque qui nous semble consister avant tout à « informer » et que la plupart pourtant fuient. Nos enfants retiendront-ils de ce choix difficile à faire, que nous savions et que c'est pour cela que nous avons fait quelque chose ?

« Non mais, pensez-vous, vraiment, qu'il soit possible de faire accepter le nucléaire !? » Oui, je le pense.

Plusieurs réponses, toutes positives, peuvent et doivent être apportées à cette interpellation et chacune doit être considérée comme un terrain de jeu à investir, celui de la communication sur le nucléaire.

L'obligation de surmonter la peur

Avons-nous le choix ?

Il est légitime de commencer par se demander si nous « devons » faire l'effort de surmonter cette peur. Après tout, cela va représenter un effort à la hauteur de ceux consacrés par nos opposants pour la susciter. Et ils sont considérables.

Il fut un temps, pas si éloigné, où le nucléaire n'était qu'une option parmi d'autres pour assurer la production d'électricité – chacune avec leurs avantages et leurs in-

convénients – et que seuls certains intérêts objectifs trouvaient utile de mettre en avant.

Il fut un temps où la peur du public n'était pas un frein à la décision, d'autant plus que celle-ci relevait de l'intérêt collectif.

Ces temps-là ne sont plus.

Car le changement climatique et la pression exercée sur les ressources et les milieux naturels imposent le nucléaire comme étant la seule énergie en mesure de contribuer substantiellement au remplacement rapide, à l'échelle et là où les besoins sont les plus importants, des sources de production d'électricité issues des énergies fossiles. À l'heure où les enjeux du développement, de l'environnement et de la santé publique prennent une dimension universelle qui dépasse les conséquences économiques majeures dont ils sont la cause, se passer du nucléaire n'est plus une option viable.

Car la démocratie gagne en réalité : les citoyens ne fondent plus leurs décisions sur celles d'*intermédiaires de confiance* et votent seuls, en leur âme et conscience, ou du moins le croient-ils. Ce ne serait pas un problème, bien au contraire, si l'instrumentalisation idéologique et

(1) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

(2) IPCC SR15 report 2018 – Chapter 4, 4.3.1.3 Nuclear energy, rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5°C (www.ipcc.ch/sr15/report).

politique des sujets de sciences, que permet la confusion entre information et compréhension, ne venait détourner le processus démocratique de son objectif. Les canaux d'influence réglementaires et législatifs dédiés à une société civile, souvent homogène dans ses positions, représentative par décret sans l'être par nature, se multiplient et s'associent à une pression électorale croissante. La prise en compte du point de vue du grand public est désormais indispensable à la décision politique.

Or, confrontés à la crainte pour soi et les siens, les citoyens, dans le pire des cas, encouragent les marchands de peur, et dans le meilleur, dans le doute en fait, les laissent faire. Ils se replient sur la position la plus prudente : au choix, l'immobilisme ou le rejet.

Ainsi, malgré le fait que tous les présidents de la V^e République aient été pro-nucléaires, nous pénalisons volontairement et systématiquement un des socles sur lesquels se sont construites la prospérité de la nation et la qualité de vie de ses habitants, socle sur lequel s'appuie peut-être aussi l'avenir de la planète. Les opposants au nucléaire ont fait une brillante démonstration, à plusieurs millions d'euros par an, de la manière dont il était possible de forcer les élites à adopter une posture qu'elles ne partageaient pas, pour avoir omis d'y faire adhérer leurs propres donneurs d'ordre.

Nous devons faire en sorte que tous nos clients et ceux des donneurs d'ordre du nucléaire, c'est-à-dire les citoyens, se réveillent. L'information des citoyens doit être amplifiée pour compenser l'avance prise par le processus démocratique. Il est urgent de répondre à cette appétence nouvelle du grand public pour les sciences et techniques et de la nourrir, car d'autres le font à notre place.

En finir avec la communication sur le risque : dépasser la peur, mais surtout susciter l'intérêt, voire l'adhésion

Que les gens aient peur est compréhensible. Après tout, nous avons tous peur de beaucoup de choses : tomber malade maintenant ou plus tard, prendre l'avion, avoir un accident, etc. Le risque de l'accident est compensé par l'avantage de se déplacer, celui de l'intoxication par celui de se nourrir, de l'empoisonnement par celui de guérir, etc.

L'originalité de la peur du nucléaire est qu'elle ne semble pas maîtrisée, puisqu'elle prend le pas lors de la décision, alors qu'elle n'est pas intuitive mais le résultat d'une construction intellectuelle qui s'appuie sur des arguments, des images et des amalgames accumulés et entretenus.

La peur prend le pas parce qu'elle n'est pas contestée, mais surtout parce qu'elle n'est pas compensée.

L'enjeu ne réside pas dans la réduction de la peur, par exemple par la recherche de la perfection au détriment des instruments de la maîtrise. L'enjeu réside dans la compensation de la perception du risque par les bénéfices induits. Vaut-il la peine d'être pris ?

En France, en 2019⁽³⁾, 86 % des jeunes adultes pensent que le nucléaire contribue au réchauffement climatique qu'ils placent au premier rang de leurs préoccupations. 70 % pensent que c'est une énergie chère, alors que pour 63 % d'entre eux, un prix bas de l'électricité constitue la priorité. Lorsque finalement 26 % pensent que les énergies renouvelables suffiraient à répondre à la demande, la prise de risque, même faible, devient dès lors inutile. L'esprit humain applique un calcul de probabilité intuitif simple qu'il s'agit d'inverser : le nucléaire, aux yeux des Français, ne présente pas des avantages à même de compenser ses risques supposés.

L'autre intérêt majeur d'aborder le nucléaire sous l'angle de ses bénéfices est qu'il n'est en lui-même un sujet qui ne passionne... que nous, les professionnels et sympathisants du secteur. Les citoyens ne s'intéressent ni à l'objet ni à son fonctionnement. En revanche, ils s'intéressent, et beaucoup, à ce qu'il leur apporte.

Une réalité très éloignée de la perception que les Français en ont

La capacité de l'énergie nucléaire à cocher (presque) toutes les bonnes cases présente un défi supplémentaire : comment ne pas être « trop » positif pour être crédible sur une énergie parée des pires défauts, sans mentir... Il faudrait ne jamais commencer une discussion en parlant de Fukushima, alors que nos interlocuteurs ne souhaitent parler que de ça ! Nous ne pouvons quand même pas inventer des morts là où il n'y en a pas.

Non seulement les bénéfices associés à l'énergie nucléaire sont peu connus, parce que l'on communique peu sur eux, mais, plus grave, ils sont devenus tabous.

Le « bénéfice nucléaire » est un sujet plus tabou que le « risque nucléaire ».

Faites vous-même l'exercice. Lors d'un dîner, communiquez sur les risques du nucléaire et, lors d'un autre, sur ses bénéfices. Voyez quelle est la proportion des questions *versus* celle des propos de contestation que vous suscitez et le temps que vous tiendrez sur ses bénéfices sans en aborder les risques. De quoi est-il plus facile de parler ? Que faisons-nous le plus ?

Pourtant, un des exercices majeurs de communication au sein de la filière consiste à expliquer comment expliquer... le risque nucléaire. Beaucoup plus rare est le temps consacré à développer les techniques pour en faire admettre les bénéfices.

Des messagers institutionnels inaudibles, mais des soutiens indispensables d'une nouvelle expression citoyenne

Ce sont les citoyens qui aujourd'hui créent l'innovation autour de ce champ de ruines qu'est la communication sur le nucléaire, que quelques acteurs institutionnels occupent encore avec courage et même résilience. C'est que dans un espace médiatique saturé par les arguments des opposants au nucléaire, ils ont fini par endosser le caractère indéniable des faits. Quelques citoyens, détenteurs d'une information dont les autres ne disposent pas, ont réalisé qu'une information juste et complète sur

(3) Sondage BVA réalisé pour Orano en avril 2019, « Les Français et le nucléaire, connaissances et perceptions ».

le sujet constituait le fondement premier du droit de vote et du libre arbitre qu'ils se devaient de réclamer pour eux et pour les autres. Ces citoyens, connaisseurs de la filière parce qu'ils en sont ou en ont été les acteurs ou en sont des sympathisants éclairés, se posent donc aujourd'hui en lanceurs d'alerte.

Et qui mieux que des citoyens pour trouver les mots pour communiquer aux autres citoyens l'impensable devenu inaudible ? Que le nucléaire n'est pas le coupable idéal ? Non pas communiquer pour expliquer mais pour rendre souhaitable, pour intégrer une information dans le raisonnement et dans les préoccupations de « l'autre ».

Les citoyens sont tellement sur-sollicités et échaudés, la désinformation et la défiance tellement diffuses et intégrées au corpus de connaissances communes, que toutes les contributions doivent être mobilisées. Ils ne croiront plus personne d'autre que ceux qu'ils se sont choisis, et tout particulièrement leurs semblables, nous devons donc tous nous y mettre. Je dis bien : tous, dans notre diversité, avec nos imperfections, au plus près des gens et dans un esprit de solidarité.

Ils sont aussi plus enclins à croire ceux qui bénéficient déjà du nucléaire à condition que chacun ne s'exprime que sur des questions où son expertise le rend pertinent : un climatologue en faveur du caractère décarboné, un travailleur de l'industrie en faveur de la fiabilité de la fourmiture, un oncologue en faveur de la limitation des particules, etc. ; sans attendre d'eux qu'ils s'expriment sur notre métier, mais bien sur le leur.

Il n'est pas non plus question de laisser qui que ce soit y aller seul : l'ostracisme touchant les expressions positives à l'égard du nucléaire est tel qu'il est nécessaire de reconnaître l'enjeu qu'il recouvre et soutenir ceux qui acceptent d'être mis au pilori. Mais taisons-nous et quelles raisons aurait qui que ce soit de promouvoir une industrie qui hésite à prendre sa propre défense ? Il faut faciliter la tâche de ceux qui investissent le débat en y prenant part à notre tour. L'industrie pose les arguments dont elle détient les éléments et les preuves, chacun n'a « qu'à » corroborer ce qu'il veut, et peut dans son domaine de compétence.

Solidarité et même bienveillance, finalement, doivent être considérées comme indispensables entre les preneurs de parole. L'exercice est difficile, et même ingrat. Mais il est peut-être encore plus dur de passer pour un conspirationniste lobbyiste auprès des gens que l'on aime et que l'on côtoie, de ceux avec qui on travaille ou devant ceux auprès de qui on a construit une crédibilité, d'autant plus quand on pense être soi-même un partisan de la pensée rationnelle et scientifique.

Aux origines de la peur

Le nucléaire est une industrie comme les autres

Des années à se confronter aux interrogations du public, à portée de main et de voix, à rechercher des réponses ailleurs que dans une technique difficilement maîtrisable intégralement pour un individu seul, poussent à développer le sens de la remise en perspective et en contexte de

façon systématique. Cette pratique enseigne deux choses fondamentales : 1) le nucléaire est une industrie comme les autres ; 2) la perfection n'existe pas.

Le nucléaire ne se distingue en rien des autres industries. Pas une caractéristique qui ne lui soit reprochée qui ne trouve son équivalent ou son maître ailleurs : durée de vie et toxicité des déchets, images de son utilisation à des fins destructrices, pollution, scandales, durée et coûts de construction, accidents, territoires impactés, immatérialité de la radioactivité, complexité de la science, difficultés à communiquer, imbrication avec l'État, manque de *coolitude*. Tout est douloureusement commun. Rien n'est exceptionnel, y compris cette énumération. Aura-t-on fait preuve d'orgueil à laisser entendre, voire à croire nous-mêmes que le nucléaire était si exceptionnel, que tout à son propos l'était également ?

Si l'industrie nucléaire a rendu l'expression de ses propres bénéfices et avantages tabous dans ses rangs mêmes, c'est qu'elle s'est laissée convaincre par son propre mythe. L'autoflagellation a nourri le mutisme qui a, à son tour, alimenté le doute et la suspicion qui ont eux-mêmes nourri le mythe et l'autoflagellation, etc. Ensemble, ils auront suffisamment influencé l'industrie, sa vision d'elle-même, ses procédés et son environnement, pour l'entraîner vers l'autoréalisation progressive de la prophétie émise par ses opposants d'un nucléaire inconstructible.

La peur du nucléaire est fabriquée, elle est entretenue, et un champ trop libre lui est laissé pour se propager, s'enraciner et s'épanouir. Elle n'est en aucun cas insurmontable, comme la preuve en a été apportée historiquement et régulièrement. Il ne faut pas y répondre, il faut lui faire opposition.

Les Français se préoccuperaient peu du nucléaire si on ne les enjoignait pas constamment de le faire

Le nucléaire a des opposants puissants et des supporters timides.

Pointer les responsabilités est un exercice difficile et délicat tant le panorama n'en a jamais été exhaustivement établi. Mais faisons l'exercice de nous interroger sur ceux qui pourraient avoir un intérêt à susciter cette peur et à quel niveau pourrait se situer leur motivation.

Une première brique de raisonnement consiste à prendre conscience du fait que de toutes les applications de l'énergie nucléaire, seule la production d'électricité semble être incriminée. Agroalimentaire, santé, espace, industrie et même Défense sont, au pire, frappés de désintérêt, et au mieux, plébiscités. La production d'électricité d'origine nucléaire n'apporte pourtant pas moins de bénéfices et ne génère pas plus de risques que les autres applications civiles de celui-ci.

Elle a des concurrents objectifs, comme les énergies fossiles, qui ont influé sur les fondements de notre civilisation occidentale et sur les rapports de force économiques, géopolitiques, militaires et financiers qui la constituent. Le charbon a été à la base de la révolution industrielle et conséquemment de la prise de pouvoir de l'Occident sur le monde ; les pétroliers ont « fait » l'Amérique (qui, à son

Peut-on surmonter la peur du nucléaire ?

Par Myrto TRIPATHI

Fondatrice et présidente des Voix du Nucléaire

Dans son rapport SR15 d'octobre 2018, le GIEC ⁽¹⁾ souligne ⁽²⁾ le nécessaire accroissement de la part du nucléaire dans le mix énergétique mondial et avec lui le frein principal à l'atteinte de cet objectif, qu'est son acceptation sociale.

“The current deployment pace of nuclear energy is constrained by social acceptability [...]. Though comparative risk assessment shows health risks are low [...], and land requirement is lower than that of other power sources [...], the political processes triggered by societal concerns depend on the country-specific means of managing the political debates around technological choices and their environmental impacts [...].”

Des efforts sans précédent sont actuellement consacrés à mener la transition de l'humanité d'un modèle de civilisation à un autre, en l'espace d'une génération seulement. Lever les freins sociétaux au nucléaire, dont le rapport précité rappelle qu'ils reposent sur des perceptions erronées, devrait permettre des avancées rapides, conséquentes et sous-jacentes à d'autres gains. Alors que la suppression de ces freins devrait être une priorité, il n'en est rien ; ils semblent même exacerbés par ceux que l'on aurait cru en charge de les combattre.

Nous sommes quelques-uns, au sein de l'association Voix du nucléaire et ailleurs, à avoir choisi de nous atteler à cet enjeu titanesque qui nous semble consister avant tout à « informer » et que la plupart pourtant fuient. Nos enfants retiendront-ils de ce choix difficile à faire, que nous savions et que c'est pour cela que nous avons fait quelque chose ?

« Non mais, pensez-vous, vraiment, qu'il soit possible de faire accepter le nucléaire !? » Oui, je le pense.

Plusieurs réponses, toutes positives, peuvent et doivent être apportées à cette interpellation et chacune doit être considérée comme un terrain de jeu à investir, celui de la communication sur le nucléaire.

L'obligation de surmonter la peur

Avons-nous le choix ?

Il est légitime de commencer par se demander si nous « devons » faire l'effort de surmonter cette peur. Après tout, cela va représenter un effort à la hauteur de ceux consacrés par nos opposants pour la susciter. Et ils sont considérables.

Il fut un temps, pas si éloigné, où le nucléaire n'était qu'une option parmi d'autres pour assurer la production d'électricité – chacune avec leurs avantages et leurs in-

convénients – et que seuls certains intérêts objectifs trouvaient utile de mettre en avant.

Il fut un temps où la peur du public n'était pas un frein à la décision, d'autant plus que celle-ci relevait de l'intérêt collectif.

Ces temps-là ne sont plus. Pour autant, il nous faut adresser le problème, l'intégrer comme une donnée de notre environnement d'entreprise et pas simplement comme un inconvénient extérieur généré par des gens ignorants du sujet ou irrationnels. Nous adaptons déjà notre activité à la réglementation, au comportement de nos concurrents et aux attentes de nos clients. Nous devons également prendre en compte la peur du public et ceux qui la manipulent et ce au niveau stratégique de la conduite de l'entreprise car c'est là que se situe son impact.

Et ce, parce que la survie de la filière européenne en dépend, mais pas seulement.

Car le changement climatique et la pression exercée sur les ressources et les milieux naturels imposent le nucléaire comme étant la seule énergie en mesure de contribuer substantiellement au remplacement rapide, à l'échelle et là où les besoins sont les plus importants, des sources

(1) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

(2) IPCC SR15 report 2018 – Chapter 4, 4.3.1.3 Nuclear energy, rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5°C (www.ipcc.ch/sr15/report).

de production d'électricité issues des énergies fossiles. À l'heure où les enjeux du développement, de l'environnement et de la santé publique prennent une dimension universelle qui dépasse les conséquences économiques majeures dont ils sont la cause, se passer du nucléaire n'est plus une option viable.

Car la démocratie gagne en réalité : les citoyens ne fondent plus leurs décisions sur celles d'*intermédiaires de confiance* et votent seuls, en leur âme et conscience, ou du moins le croient-ils. Ce ne serait pas un problème, bien au contraire, si l'instrumentalisation idéologique et politique des sujets de sciences, que permet la confusion entre information et compréhension, ne venait détourner le processus démocratique de son objectif. Les canaux d'influence réglementaires et législatifs dédiés à une société civile, souvent homogène dans ses positions, représentative par décret sans l'être par nature, se multiplient et s'associent à une pression électorale croissante. La prise en compte du point de vue du grand public est désormais indispensable à la décision politique.

Or, confrontés à la crainte pour soi et les siens, les citoyens, dans le pire des cas, encouragent les marchands de peur, et dans le meilleur, dans le doute en fait, les laissent faire. Ils se replient sur la position la plus prudente : au choix, l'immobilisme ou le rejet.

Ainsi, malgré le fait que tous les présidents de la V^e République aient été pro-nucléaires, nous pénalisons volontairement et systématiquement un des socles sur lesquels se sont construites la prospérité de la nation et la qualité de vie de ses habitants, socle sur lequel s'appuie peut-être aussi l'avenir de la planète. Les opposants au nucléaire ont fait une brillante démonstration, à plusieurs millions d'euros par an, de la manière dont il était possible de forcer les élites à adopter une posture qu'elles ne partageaient pas, pour avoir omis d'y faire adhérer leurs propres donneurs d'ordre.

Nous devons faire en sorte que tous nos clients et ceux des donneurs d'ordre du nucléaire, c'est-à-dire les citoyens, se réveillent. L'information des citoyens doit être amplifiée pour compenser l'avance prise par le processus démocratique. Il est urgent de répondre à cette appétence nouvelle du grand public pour les sciences et techniques et de la nourrir, car d'autres le font à notre place.

En finir avec la communication sur le risque : dépasser la peur, mais surtout susciter l'intérêt, voire l'adhésion

Que les gens aient peur est compréhensible. Après tout, nous avons tous peur de beaucoup de choses : tomber malade maintenant ou plus tard, prendre l'avion, avoir un accident, etc. Le risque de l'accident est compensé par l'avantage de se déplacer, celui de l'intoxication par celui de se nourrir, de l'empoisonnement par celui de guérir, etc.

L'originalité de la peur du nucléaire est qu'elle ne semble pas maîtrisée, puisqu'elle prend le pas lors de la décision, alors qu'elle n'est pas intuitive mais le résultat d'une construction intellectuelle qui s'appuie sur des arguments, des images et des amalgames accumulés et entretenus.

La peur prend le pas parce qu'elle n'est pas contestée, mais surtout parce qu'elle n'est pas compensée.

L'enjeu ne réside pas dans la réduction de la peur, par exemple par la recherche de la perfection au détriment des instruments de la maîtrise. L'enjeu réside dans la compensation de la perception du risque par les bénéfices induits. Vaut-il la peine d'être pris ?

En France, en 2019 ⁽³⁾, 86 % des jeunes adultes pensent que le nucléaire contribue au réchauffement climatique qu'ils placent au premier rang de leurs préoccupations. 70 % pensent que c'est une énergie chère, alors que pour 63 % d'entre eux, un prix bas de l'électricité constitue la priorité. Lorsque finalement 26 % pensent que les énergies renouvelables suffiraient à répondre à la demande, la prise de risque, même faible, devient dès lors inutile. L'esprit humain applique un calcul de probabilité intuitif simple qu'il s'agit d'inverser : le nucléaire, aux yeux des Français, ne présente pas des avantages à même de compenser ses risques supposés.

L'autre intérêt majeur d'aborder le nucléaire sous l'angle de ses bénéfices est qu'il n'est en lui-même un sujet qui ne passionne... que nous, les professionnels et sympathisants du secteur. Les citoyens ne s'intéressent ni à l'objet ni à son fonctionnement. En revanche, ils s'intéressent, et beaucoup, à ce qu'il leur apporte.

Une réalité très éloignée de la perception que les Français en ont

La capacité de l'énergie nucléaire à cocher (presque) toutes les bonnes cases présente un défi supplémentaire : comment ne pas être « trop » positif pour être crédible sur une énergie parée des pires défauts, sans mentir... Il faudrait ne jamais commencer une discussion en parlant de Fukushima, alors que nos interlocuteurs ne souhaitent parler que de ça ! Nous ne pouvons quand même pas inventer des morts là où il n'y en a pas.

Non seulement les bénéfices associés à l'énergie nucléaire sont peu connus, parce que l'on communique peu sur eux, mais, plus grave, ils sont devenus tabous.

Le « bénéfice nucléaire » est un sujet plus tabou que le « risque nucléaire ».

Faites vous-même l'exercice. Lors d'un dîner, communiquez sur les risques du nucléaire et, lors d'un autre, sur ses bénéfices. Voyez quelle est la proportion des questions *versus* celle des propos de contestation que vous suscitez et le temps que vous tiendrez sur ses bénéfices sans en aborder les risques. De quoi est-il plus facile de parler ? Que faisons-nous le plus ?

Pourtant, un des exercices majeurs de communication au sein de la filière consiste à expliquer comment expliquer... le risque nucléaire. Beaucoup plus rare est le temps consacré à développer les techniques pour en faire admettre les bénéfices.

(3) Sondage BVA réalisé pour Orano en avril 2019, « Les Français et le nucléaire, connaissances et perceptions ».

Des messagers institutionnels inaudibles, mais des soutiens indispensables d'une nouvelle expression citoyenne

Ce sont les citoyens qui aujourd'hui créent l'innovation autour de ce champ de ruines qu'est la communication sur le nucléaire, que quelques acteurs institutionnels occupent encore avec courage et même résilience. C'est que dans un espace médiatique saturé par les arguments des opposants au nucléaire, ils ont fini par endosser le caractère indéniable des faits. Quelques citoyens, détenteurs d'une information dont les autres ne disposent pas, ont réalisé qu'une information juste et complète sur le sujet constituait le fondement premier du droit de vote et du libre arbitre qu'ils se devaient de réclamer pour eux et pour les autres. Ces citoyens, connaisseurs de la filière parce qu'ils en sont ou en ont été les acteurs ou en sont des sympathisants éclairés, se posent donc aujourd'hui en lanceurs d'alerte.

Et qui mieux que des citoyens pour trouver les mots pour communiquer aux autres citoyens l'impensable devenu inaudible ? Que le nucléaire n'est pas le coupable idéal ? Non pas communiquer pour expliquer mais pour rendre souhaitable, pour intégrer une information dans le raisonnement et dans les préoccupations de « l'autre ».

Les citoyens sont tellement sur-sollicités et échaudés, la désinformation et la défiance tellement diffuses et intégrées au corpus de connaissances communes, que toutes les contributions doivent être mobilisées. Ils ne croiront plus personne d'autre que ceux qu'ils se sont choisis, et tout particulièrement leurs semblables, nous devons donc tous nous y mettre. Je dis bien : tous, dans notre diversité, avec nos imperfections, au plus près des gens et dans un esprit de solidarité.

Ils sont aussi plus enclins à croire ceux qui bénéficient déjà du nucléaire à condition que chacun ne s'exprime que sur des questions où son expertise le rend pertinent : un climatologue en faveur du caractère décarboné, un travailleur de l'industrie en faveur de la fiabilité de la fourniture, un oncologue en faveur de la limitation des particules, etc. ; sans attendre d'eux qu'ils s'expriment sur notre métier, mais bien sur le leur.

Il n'est pas non plus question de laisser qui que ce soit y aller seul : l'ostracisme touchant les expressions positives à l'égard du nucléaire est tel qu'il est nécessaire de reconnaître l'enjeu qu'il recouvre et soutenir ceux qui acceptent d'être mis au pilori. Mais taisons-nous et quelles raisons aurait qui que ce soit de promouvoir une industrie qui hésite à prendre sa propre défense ? Il faut faciliter la tâche de ceux qui investissent le débat en y prenant part à notre tour. L'industrie pose les arguments dont elle détient les éléments et les preuves, chacun n'a « qu'à » corroborer ce qu'il veut, et peut dans son domaine de compétence.

Solidarité et même bienveillance, finalement, doivent être considérées comme indispensables entre les preneurs de parole. L'exercice est difficile, et même ingrat. Mais il est peut-être encore plus dur de passer pour un conspirationniste lobbyste auprès des gens que l'on aime et que l'on côtoie, de ceux avec qui on travaille ou devant ceux auprès de qui on a construit une crédibilité, d'autant plus quand on pense être soi-même un partisan de la pensée rationnelle et scientifique.

Aux origines de la peur

Le nucléaire est une industrie comme les autres

Des années à se confronter aux interrogations du public, à portée de main et de voix, à rechercher des réponses ailleurs que dans une technique difficilement maîtrisable intégralement pour un individu seul, poussent à développer le sens de la remise en perspective et en contexte de façon systématique. Cette pratique enseigne deux choses fondamentales : 1) le nucléaire est une industrie comme les autres ; 2) la perfection n'existe pas.

Le nucléaire ne se distingue en rien des autres industries. Pas une caractéristique qui ne lui soit reprochée qui ne trouve son équivalent ou son maître ailleurs : durée de vie et toxicité des déchets, images de son utilisation à des fins destructrices, pollution, scandales, durée et coûts de construction, accidents, territoires impactés, immatérialité de la radioactivité, complexité de la science, difficultés à communiquer, imbrication avec l'État, manque de *coolitude*. Tout est douloureusement commun. Rien n'est exceptionnel, y compris cette énumération. Aura-t-on fait preuve d'orgueil à laisser entendre, voire à croire nous-mêmes que le nucléaire était si exceptionnel, que tout à son propos l'était également ?

Si l'industrie nucléaire a rendu l'expression de ses propres bénéfices et avantages tabous dans ses rangs mêmes, c'est qu'elle s'est laissée convaincre par son propre mythe. L'autoflagellation a nourri le mutisme qui a, à son tour, alimenté le doute et la suspicion qui ont eux-mêmes nourri le mythe et l'autoflagellation, etc. Ensemble, ils auront suffisamment influencé l'industrie, sa vision d'elle-même, ses procédés et son environnement, pour l'entraîner vers l'autoréalisation progressive de la prophétie émise par ses opposants d'un nucléaire inconstructible.

La peur du nucléaire est fabriquée, elle est entretenue, et un champ trop libre lui est laissé pour se propager, s'enraciner et s'épanouir. Elle n'est en aucun cas insurmontable, comme la preuve en a été apportée historiquement et régulièrement. Il ne faut pas y répondre, il faut lui faire opposition.

Les Français se préoccuperaient peu du nucléaire si on ne les enjoignait pas constamment de le faire

Le nucléaire a des opposants puissants et des supporters timides.

Pointer les responsabilités est un exercice difficile et délicat tant le panorama n'en a jamais été exhaustivement établi. Mais faisons l'exercice de nous interroger sur ceux qui pourraient avoir un intérêt à susciter cette peur et à quel niveau pourrait se situer leur motivation.

Une première brique de raisonnement consiste à prendre conscience du fait que de toutes les applications de l'énergie nucléaire, seule la production d'électricité semble être incriminée. Agroalimentaire, santé, espace, industrie et même Défense sont, au pire, frappés de désintérêt, et au mieux, plébiscités. La production d'électricité d'origine nucléaire n'apporte pourtant pas moins de bénéfices et ne génère pas plus de risques que les autres applications civiles de celui-ci.

Elle a des concurrents objectifs, comme les énergies fossiles, qui ont influé sur les fondements de notre civilisation occi-

dentale et sur les rapports de force économiques, géopolitiques, militaires et financiers qui la constituent. Le charbon a été à la base de la révolution industrielle et conséquemment de la prise de pouvoir de l'Occident sur le monde ; les pétroliers ont « fait » l'Amérique (qui, à son tour, a façonné le monde dans lequel nous vivons) ; des guerres à leur propos ont été faites, leur absence a mis fin à d'autres.

Puis arrive l'énergie nucléaire. L'expression *too cheap to meter*⁽⁴⁾ a peut-être concerné la fusion plutôt que la fission, mais elle traduit une réalité : celle d'un coût financier, environnemental et humain faible de la production d'un kWh nucléaire comparativement à celui des autres sources d'énergie.

“Transmutation of the elements, – unlimited power, ability to investigate the working of living cells by tracer atoms, the secret of photosynthesis about to be uncovered, – these and a host of other results all in 15 short years. It is not too much to expect that our children will enjoy in their homes electrical energy too cheap to meter, – will know of great periodic regional famines in the world only as matters of history, – will travel effortlessly over the seas and under them and through the air with a minimum of danger and at great speeds, – and will experience a lifespan far longer than ours, as disease yields and man comes to understand what causes him to age. This is the forecast for an age of peace.”

Peu importe que la matérialisation de cette vision prenne du temps : dans les années 1960, donc bien après l'utilisation de la bombe atomique, la perspective d'une source d'énergie quasi illimitée faisait du nucléaire une énergie porteuse d'espoir pour les uns, et de la possible fin de l'histoire pour les autres. Cette vision a dû sembler à l'époque, et depuis, suffisamment réaliste à l'industrie des énergies fossiles pour qu'elles soutiennent des campagnes dénigrant le nucléaire auprès du grand public⁽⁵⁾.

Aujourd'hui, la filière nucléaire n'est plus plébiscitée par l'opinion et ne semble plus représenter la menace d'antan. Pourtant la pression sur les énergies fossiles continue de s'accroître : la réalité physique, renchérie par l'émergence des critères environnementaux, confirme la capacité du nucléaire à concurrencer sérieusement les énergies fossiles.

Cette vision a également semblé réaliste à un autre mouvement qui s'est cristallisé autour des conclusions du rapport Meadows publié en 1972 par le Club de Rome et qui a fondé l'écologie politique sur les limites de la croissance⁽⁶⁾. Ce rapport soulignait, pour la première fois, la pression exercée sur la planète par la croissance économique et démographique. Néomalthusiens, défenseurs de la nature et des grands espaces, partisans de la sobriété,

(4) En 1954, Lewis Strauss, président de l'Atomic Energy Commission, s'adressait dans un discours à des écrivains scientifiques, p. 9, <https://www.nrc.gov/docs/ML1613/ML16131A120.pdf>

(5) Le 19 novembre 2007, en Australie, la Construction, Forestry, Maritime, Mining and Energy Union (CFMEU) a financé la publicité correspondant à la Figure 1 ci-contre dans le *Courier Mail*, <https://letthefactsspeak.org/>

(6) “The Limits to Growth, A Report for The Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind” (1972), MEADOWS Donella H., MEADOWS Dennis L., RANDERS Jorgen & BEHRENS III William W., Universe Books, ISBN 0-87663-165-0, <http://www.donellameadows.org/wp-content/userfiles/Limits-to-Growth-digital-scan-version.pdf>

certaines avec des moyens considérables, se sont réunis dans leur opposition au nucléaire. En plein mouvement de décolonisation, son potentiel d'énergie illimitée constituait de leur point de vue un des moyens pour cette vague démographique qu'ils craignaient de se réaliser.

Qu'importe que depuis l'humanité ait prouvé que l'élargissement de l'accès à l'énergie accroissait le niveau des indices de développement⁽⁷⁾ et, qu'à leur tour, ceux-ci contribuaient à la stabilisation démographique et à la conscientisation environnementale : le mal est fait. Les héritiers des fondateurs de l'écologie actuelle ne veulent plus savoir d'où leur vient leur conviction antinucléaire, et ce d'autant plus que celle-ci fonde aussi, pour certains, leur identité en tant qu'individu et en tant que groupe.

Une fois le coupable désigné par ces deux courants majeurs aux profondes ramifications, le train est lancé. L'instrumentalisation de la bonne foi sincère et de la contradiction utile achève d'égrener les arguments antinucléaires dans toutes les composantes de la population et de les recouvrir du vernis de la respectabilité.

La saturation de l'espace médiatique, l'absence d'informations contradictoires jusque dans les centres du savoir et de la culture populaire, l'instrumentalisation politique sont tels que les arguments des antinucléaires sont devenus, pour la grande majorité de la population, y compris les scientifiques et les pro-nucléaires, des faits.

Au-delà de son impact direct et concret sur l'industrie, cette désinformation volontaire et massive menace surtout l'exercice démocratique et le droit du peuple à disposer de lui-même, au moment où ses choix impactent non seulement « l'autre » mais aussi les générations suivantes, comme rarement auparavant dans l'Histoire.

Il devient alors difficile de ne tomber ni dans le conspirationisme ni dans l'autoflagellation et il est d'autant plus indispensable de se souvenir que s'il peut être du mauvais côté de la société, le nucléaire est aussi du bon côté de l'Histoire. Et que nous ne sommes pas là pour la laisser réécrire.

Figure 1 : Une pratique normale de la guerre commerciale.

(7) “Access to electricity versus poverty levels”. Source: adapted from World Bank, 2011a; IEA, 2008. Appearing in *Energy, Poverty and Development* Figure 2.7, http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/GEA_Chapter2_development_hires.pdf

Une filière nucléaire française en transition

Par Augustin BOURGUIGNAT
CFDT

Le nucléaire français paraît être à la croisée des chemins, sans avoir soldé son passif ni s'être projeté vers un avenir désirable. Son avenir est conditionné par sa capacité à relever des défis économiques, technologiques, industriels, sociétaux et de souveraineté. Plus fondamentalement, le secteur électronucléaire français doit prendre toute sa place dans la transition énergétique, par un rééquilibrage du mix énergétique, la définition d'un processus pour gérer les déchets ultimes et le développement d'une filière du démantèlement. Pour accomplir cette transition, l'accompagnement social et le développement d'activités industrielles créatrices d'emplois (dans les EnR, en particulier) sont indispensables.

Le nucléaire français a longtemps fait la fierté des Français et de ses travailleurs, incarnant à merveille le slogan post-premier choc pétrolier : « En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées. » Le secteur électronucléaire symbolisait alors l'indépendance énergétique de la France ainsi que sa maîtrise des technologies de pointe, et offrait un service de qualité à coût modéré dans le cadre d'un service public de l'énergie.

Cinquante ans plus tard, le nucléaire français paraît être à la croisée des chemins, sans avoir soldé son passif ni s'être projeté vers un avenir désirable. Les difficultés de cette filière constituent un marronnier : retards répétés et surcoût de l'EPR de Flamanville, difficultés financières de l'ex-Areva ou d'EDF, échecs à l'export, etc. Chaque épisode écorne un peu plus l'image du nucléaire français et touche chacun de ses travailleurs, au moins dans leur fierté, mais aussi dans leurs conditions de travail et parfois dans leur emploi.

L'accident de la centrale de Fukushima Daiichi le 11 mars 2011 constitue certainement le facteur exogène le plus puissant pour expliquer les difficultés de l'industrie du nucléaire en France et dans le monde. Cette crise a ouvert une brèche dans la confiance que de nombreux Français avaient dans le système électronucléaire. À l'échelle internationale, on observe une césure nette à partir de cette date, avec une contraction du marché, en particulier dans les pays de l'OCDE. La crise a eu des effets asymétriques sur l'industrie mondiale du nucléaire, et a été particulièrement néfaste aux intérêts français : retournement spectaculaire de l'Allemagne sur le nucléaire, d'une part, et affaiblissement de notre principal partenaire industriel dans le domaine, le Japon, d'autre part.

D'autres facteurs endogènes continuent de peser sur la filière par hystérésis. Des choix peu opportuns comme l'in-

vestissement d'Areva dans UraMin ou des stratégies de diversification hasardeuses qui ont affaibli la santé financière de nos entreprises, mais aussi la promotion d'une organisation industrielle inadaptée à une filière d'excellence, avec un éclatement de la chaîne de valeur en une myriade de sous-traitants, fragmentant les compétences et diluant la responsabilité des donneurs d'ordre au regard des conditions sociales et de sécurité des travailleurs du nucléaire. La crise ouverte par la détection de fraudes dans le contrôle qualité du site Areva du Creusot constitue un autre événement inédit et marquant pour l'ensemble de la filière et probablement au-delà, notamment dans le grand public. Les irrégularités d'origine frauduleuse constatées sur certains générateurs de vapeur, cuves ou tuyauteries du circuit primaire ont ouvert un abîme inimaginable dans une filière marquée par l'obsession de la sécurité et l'extrême technicité de ses travaux. Cette page qui est en passe d'être tournée sur le plan industriel, interroge néanmoins sur la façon dont les entreprises entretiennent et renouvellent la culture sécurité, et intègrent leurs différents sites dans un système qualité à la hauteur des enjeux.

Plus structurellement, la filière nucléaire française a longtemps été animée par les rivalités entre ses principaux donneurs d'ordre (ex-Areva, EDF, CEA), tous à capitaux publics. Nous en payons encore les conséquences aujourd'hui, notamment à l'export où la cacophonie française a parfois décrédibilisé notre offre – ce fut en particulier le cas en 2009 à Abu Dhabi. Ces luttes intestines entravent également le pilotage de la filière. D'une part, l'outil industriel se trouve fragilisé par des décisions contraires à l'intérêt collectif : c'est par exemple le cas lorsqu'EDF commande fin 2018 douze générateurs de vapeur à l'industriel japonais Mitsubishi plutôt qu'à sa propre filiale Framatome (ex-Areva). Cette décision a suscité l'incompréhension des salariés des sites de Saint-Marcel et du Creusot, dont les



Photo © Hinkley Point/WIKICOMMONS

La future centrale nucléaire de type EPR de Hinkley Point, au Royaume-Uni.

« Il est indispensable que les retours d'expérience soient collectés et traduits dans les processus des entreprises, notamment dans le cadre du chantier de Hinkley Point. »

compétences sont reconnues au niveau mondial. D'autre part, le pilotage défaillant des équipementiers et sous-traitants conduit à leur fragilisation. C'est notamment le cas de l'ex-chaudronnier ACPP, qui, pénalisé en 2015 par des retards de paiements de la part d'Areva et de Bouygues sur le chantier de l'EPR de Flamanville, est depuis passé sous pavillon chinois. Le pilotage de la filière a également été défaillant sur un point-clé : la préservation et le renouvellement des compétences tout au long de la chaîne de valeur, notamment dans la soudure de gros équipements et la maçonnerie. Or, il s'est écoulé seize ans entre la mise en chantier de Civeaux-2 (1991) et la mise en chantier de l'EPR de Flamanville (2007). La même difficulté pourrait bien réapparaître dans la décennie qui vient, si les compétences reconstituées ou développées à l'occasion du chantier de l'EPR de Flamanville ne sont pas entretenues et mobilisées à tous les niveaux.

La CFDT s'est particulièrement mobilisée pour faire de la filière nucléaire française une réalité : elle a été moteur dans la création du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN), qui, pour la première fois, réunit autour de la même table EDF, Orano, le CEA, l'État et les organisations syndicales. Plusieurs avancées notables ont

été enregistrées : signature d'une charte de la sous-traitance responsable pour encadrer les relations donneurs d'ordre/sous-traitants (en particulier, sur le volet social) ; création d'un fonds de développement des entreprises nucléaires (FDEN) géré par Bpifrance afin d'accélérer la croissance des PME et ETI de la filière ; cartographie des compétences au sein du tissu industriel français ; création d'un « Salon du Bourget » du nucléaire (World Nuclear Exhibition), etc. Ces avancées sont prometteuses, et devront être confirmées et amplifiées à l'occasion de l'exécution du nouveau Contrat de filière nucléaire signé en 2018, notamment par la CFDT.

La CFDT veut croire que ces épreuves ont *in fine* renforcé la résilience de la filière, l'ont rendue plus mature et, en définitive, plus apte à affronter les nombreux défis futurs.

Le premier défi est économique. À court terme, le secteur électronucléaire français subit de plein fouet l'effet masse du plan Messmer : avec un âge moyen du parc de trente-cinq ans, c'est la quasi-totalité des réacteurs français qui devront, dans les prochaines années, soit être modernisés dans le cadre d'une prolongation, soit être remplacés par des réacteurs de nouvelle génération, ou tout simplement démantelés. L'ensemble constitue un mur d'investisse-

ment de plusieurs dizaines de milliards d'euros. La CFDT souhaite davantage de transparence et de débat public sur ces enjeux : elle demande ainsi la réalisation d'un audit économique et financier, à la fois objectif et transparent, d'opérations d'investissement tel que le Grand Carénage, un audit qui englobe les réflexions sur les modalités de financement. Les tractations bilatérales entre le gouvernement et EDF qui prennent aujourd'hui la forme du projet Hercule ne nous semblent pas à la hauteur, tant sur la forme que sur le fond.

Toujours sur le plan économique, il convient également de poser un regard lucide sur les perspectives futures. D'une part, le marché du nucléaire civil s'est sensiblement contracté dans le contexte post-Fukushima. Le dernier World Nuclear Industry Status Report dresse un panorama inquiétant : ralentissement des mises en chantier en Chine, revirement sud-africain, annulations de programmes aux États-Unis ou en Malaisie... Les perspectives à l'exportation, longtemps mirifiques ou présentées comme telles, doivent aujourd'hui être analysées objectivement afin de préparer l'avenir de la filière française. D'autre part, cette contraction du marché intervient dans un contexte où les énergies renouvelables (EnR) ont renforcé leur compétitivité comme l'illustre le projet de champ éolien au large de Dunkerque, porté par EDF, dont le prix au MWh sera inférieur à 50 € à l'horizon 2026. Dans ce contexte, l'outil nucléaire devra nécessairement évoluer pour se concentrer davantage sur des segments d'offre différenciés, notamment en apportant au mix énergétique une production de base ou de forte puissance.

Le deuxième défi est d'ordre technologique ou industriel. La mise en chantier des réacteurs de troisième génération s'est effectuée avec difficulté comme l'illustre les déboires des chantiers EPR et AP1000. Ces difficultés menacent la solvabilité des entreprises du nucléaire (Areva, EDF, mais aussi Westinghouse). Elles suscitent également la défiance du grand public et l'inquiétude des salariés de la filière. Les acteurs du nucléaire sont très attendus sur ces grands projets, leur réputation et leurs finances y sont pleinement engagées. Pour la CFDT, il est indispensable que les retours d'expérience soient collectés et traduits dans les processus des entreprises, notamment dans le cadre du chantier de Hinkley Point. À plus long terme, la filière française s'était engagée dans les réacteurs à neutrons rapides avec la perspective de « fermer le cycle ». L'abandon du projet expérimental Astrid annoncé en août 2019 par le CEA marque *de facto* la sortie de la France de la course vers l'énergie nucléaire du futur, à l'horizon 2080. Cette annonce motivée par des considérations budgétaires ne s'est, hélas, pas accompagnée d'une politique industrielle volontariste définissant un cap, qui aurait pu être structuré autour du concept en vogue de Small Modular Reactor (SMR). Sur un autre plan, la performance industrielle est aussi le résultat de l'engagement des travailleurs, de compétences-clés maîtrisées et d'un corps social renouvelé par une politique de recrutement à la hauteur des besoins. La CFDT milite depuis longtemps pour établir un dialogue social de qualité, fondé sur des négociations loyales et sincères, qui permet d'apporter

des droits aux salariés du domaine, et à terme d'améliorer l'attractivité du secteur.

Le troisième défi renvoie à l'enjeu de la souveraineté française. Si l'autonomie énergétique acquise par la France grâce au nucléaire a longtemps été survenue (rappelons que nos réacteurs à eau pressurisée utilisent une technologie américaine et que la totalité de notre uranium est importée), la maîtrise des procédés et la capacité d'innovation ont permis à notre pays de jouer les premiers rôles. Dans ce contexte, la cession des activités d'Alstom à GE (en particulier, la production des turbines Arabelle), l'entrée avortée du chinois CNNC au capital d'Areva, ou encore la coopération entre EDF et le chinois CGN sur le projet d'EPR de Hinkley Point suscitent des inquiétudes parmi les salariés et les citoyens. L'avenir de l'industrie nucléaire française passera-t-il nécessairement par des liens de dépendance par rapport à des puissances étrangères dont les intérêts ne sont pas toujours alignés sur les nôtres ?

Le quatrième défi est d'ordre sociétal. Il s'agit de ne pas laisser aux générations futures la gestion des conséquences de l'activité nucléaire passée et à venir. Nous ne pouvons pas conjuguer le nucléaire au futur sans traiter en priorité les enjeux de l'assainissement, du démantèlement et de la gestion des déchets. Sur ce dernier point, la CFDT propose de poursuivre le calendrier du projet Cigéo au travers d'une phase pilote devant permettre d'évaluer la pertinence de la stratégie française dans ce domaine.

Plus fondamentalement, l'avenir du nucléaire s'inscrit nécessairement dans la transition écologique et énergétique.

Pour la CFDT, l'enjeu, ici, est de rééquilibrer le mix électrique français au profit des EnR. La CFDT n'a jamais été anti-nucléaire, mais elle s'est constamment opposée au tout-nucléaire. Dès 1974, la CFDT s'est opposée au plan Messmer, refusant de passer d'une addiction à une autre, d'un système polarisé sur le pétrole à une dépendance à l'atome, et appelant à davantage de sources d'énergie alternatives et décentralisées. Cette position reconnaissait la nécessité du recours à l'industrie nucléaire dans la période, tout en en dénonçant ses travers : l'incertitude sur notre capacité à en gérer les déchets, les risques encourus par les travailleurs du nucléaire (depuis l'exploitation d'uranium jusqu'aux bassins de La Hague) et notre dépendance technologique envers les Américains. Aujourd'hui, la production nucléaire française semble indispensable à court et moyen terme : compétitivité du parc installé, production de base, performance en termes de gaz à effet de serre. Pour autant, les travers du nucléaire sont toujours là : amoncellement de déchets ultimes sans avoir trouvé de solution pérenne pour leur traitement, danger potentiel pour les travailleurs du nucléaire et les riverains, perte d'autonomie stratégique, acceptabilité sociale en recul dans le contexte post-Fukushima, risques industriels liés aux effets du dérèglement climatique (en particulier, la sécheresse), etc. La diversification du mix paraît être le chemin de crête à suivre dans un contexte de fortes incertitudes industrielles et technologiques, alors même qu'aucune source d'énergie ne s'impose comme la panacée.

C'est la raison pour laquelle le bureau national CFDT s'est prononcé au printemps 2018 pour une réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique à 60 % à moyen terme (à l'horizon 2035). Pour y parvenir, des fermetures de tranches sont inévitables, et, pour compenser celles-ci, d'importantes capacités de production d'énergies renouvelables devront être installées dans les territoires.

Dès lors, trois enjeux apparaissent.

Premièrement, anticiper et accompagner au mieux les transitions territoriales et professionnelles qui en découlent. La CFDT espère que la définition d'un horizon à 2035 dans la PPE permettra aux acteurs de la filière d'anticiper et d'agir dès maintenant pour préparer l'avenir. La CFDT souhaite une planification et un lissage dans le temps des fermetures et du non-renouvellement de tranches, ainsi qu'une concertation avec toutes les parties prenantes, en particulier les organisations syndicales représentatives des salariés, permettant de partager un argumentaire précis et objectif des critères retenus pour les choix des tranches à fermer. Cette concertation devra également porter sur la reconversion des sites, sur les transitions professionnelles, la formation et le reclassement optimal des salariés et des sous-traitants. La CFDT a ainsi milité pour un plan de programmation des emplois et des compétences, intégré dans la dernière PPE.

Deuxièmement, offrir à l'industrie du nucléaire des perspectives d'avenir afin de conserver et de développer les compétences de la filière. Il s'agit à la fois de faire fonctionner le parc nucléaire français dans les prochaines décennies, de procéder au démantèlement des tranches qui seront fermées, mais aussi de se réserver des marges de manœuvre à l'horizon 2050 pour évoluer vers d'autres technologies, comme les SMR. La question des compétences et donc de l'attractivité de la filière est clé : les atermoiements de la politique énergétique et la confusion entre GES et énergie nucléaire laissent parfois penser que l'industrie nucléaire est une voie sans issue pour les étudiants d'aujourd'hui. C'est une erreur et surtout une menace à moyen et long terme non seulement pour notre système énergétique, mais aussi pour notre propre sécurité. C'est la raison pour laquelle la CFDT demande d'initier dans la prochaine PPE une réflexion sur la construction éventuelle de nouveaux réacteurs dans le cadre de la trajectoire fixée. Par ailleurs, le démantèlement des réacteurs nucléaires va être un enjeu majeur des années à venir. La France, du fait de l'importance de son parc nucléaire, pourrait être à l'avant-garde dans ce domaine. La CFDT souligne l'intérêt industriel majeur à constituer une filière du démantèlement compétitive à l'international, et demande qu'une réflexion approfondie soit menée avec toutes les parties prenantes pour bien évaluer les potentialités, mais aussi les limites de ce futur marché.

Troisièmement, instaurer une politique de développement des EnR qui devra conjuguer augmentation des capaci-

tés, diversification du bouquet, modernisation du réseau et solutions de stockage. Il s'agit aussi et surtout de développer une industrie française des EnR : une politique énergétique se traduisant par l'importation massive d'EnR n'est pas tenable. Or, la France dispose d'atouts de premier plan, notamment dans la R&D, la production de composants, le stockage, la gestion des réseaux et les infrastructures électriques. Dans l'éolien, le photovoltaïque et plus encore dans les énergies marines renouvelables, le marché n'est pas encore structuré et le rythme d'innovation est rapide. Il est raisonnable de penser que d'ici dix ans, la France pourrait disposer de champions dans les EnR, sur des marchés de niche (photovoltaïques à haut rendement, petit éolien, hydroliennes, etc.) ou sur des créneaux à forte valeur ajoutée dans les différentes chaînes de valeur. La CFDT s'est mobilisée pour accompagner la reconversion dans le photovoltaïque du site Bosch de Vénissieux qui a depuis fait faillite en raison de retards dans le lancement des appels d'offres, et a soutenu les salariés de Naval Énergie (filiale de Naval Group) qui ont vu l'activité hydrolienne cesser faute de soutien public. Là encore, une véritable politique industrielle est nécessaire.

Enfin, cette transition énergétique, dans laquelle le nucléaire a un rôle central à jouer, doit se faire avec les travailleurs et les citoyens.

D'un côté, les entreprises de la filière doivent se saisir des opportunités offertes par la transition écologique, sans pour autant les opposer aux activités traditionnelles. Des entreprises comme EDF, Engie ou Total ont amorcé cette transition, qui est aussi celle de leur corps social et de leurs compétences. La CFDT les accompagne dans cette stratégie. La tentation de vouloir séparer les activités d'hier des activités de demain au nom d'un cartésianisme mal placé n'est pas tenable socialement : la transition écologique que nous voulons n'est pas celle des faillites et des sociétés de défaisance, mais celle des pivots réussis et acceptés socialement. Chacun veut être acteur de ces transformations qui font désormais consensus, et il appartient aux entreprises du secteur de s'appuyer sur l'énergie de leurs collaborateurs pour avancer dans ce sens, au rythme imposé par les enjeux du dérèglement climatique, sans renier pour autant leur passé.

D'un autre côté, il faut redonner une place aux citoyens et à leurs représentants dans la gouvernance de la transition écologique. À la CFDT, nous considérons que le nucléaire et la politique énergétique sont l'affaire de tous, et ce bien au-delà des seuls travailleurs du secteur concerné. Au sein de la société civile, la CFDT et plus d'une cinquantaine d'acteurs se mobilisent sur les enjeux de transition écologique au travers du Pacte du pouvoir de vivre. La CFDT revendique également l'adoption d'une loi de programmation de l'énergie qui donnerait au Parlement un rôle central dans la définition de la politique énergétique de la France.

La dimension stratégique du nucléaire civil

Par Marc-Antoine EYL-MAZZEGA

Institut français des relations internationales (IFRI)

Alors que les acteurs français du nucléaire civil procèdent à un diagnostic complet de la filière pour pallier les déboires et établir les conditions d'une relance des constructions de réacteurs, la dimension stratégique du nucléaire civil doit impérativement être prise en compte. La guerre technologique globale et la bipolarisation du monde entre les États-Unis et la Chine qui se déploient désormais imposent à la France et à l'Union européenne (UE) d'avoir une stratégie de maîtrise des chaînes de valeur de toutes les technologies bas carbone. Le nucléaire civil en est une composante essentielle. Le risque est que demain, la Chine et la Russie, et dans une moindre mesure les États-Unis, ne dominent les marchés des exportations et « verrouillent » certains pays. La France et l'UE peuvent aussi perdre leur capacité de peser dans la gouvernance mondiale du secteur, et sur la non-prolifération du nucléaire, au moment où de nombreux pays émergents souhaitent se doter de cette technologie, qui par ailleurs se transforme avec l'émergence des petits réacteurs modulaires.

Les quatre cent cinquante réacteurs nucléaires en service dans le monde assurent 10 % de la production d'électricité et sont un atout immense sans lequel la situation climatique serait encore plus grave. Dans le classement des émissions de CO₂ en cycle de vie complet des sources de production d'électricité, le nucléaire partage le meilleur score avec l'hydroélectricité, suivie du solaire, de l'éolien, puis du gaz et, enfin, du charbon. « Notre maison brûle... », avait clamé le président Chirac en 2002, elle se consume aujourd'hui : il faut donc accélérer massivement le déploiement des technologies bas carbone et les substituer aux autres, et renforcer l'efficacité énergétique. Le GIEC souligne ainsi le rôle essentiel du nucléaire (et du stockage de CO₂) pour parvenir à limiter l'accroissement des températures et la dégradation de la biodiversité.

Crise du nucléaire en Occident

Or, en Occident, la construction de nouveaux réacteurs est en recul (on ne recense que cinq chantiers dans l'UE, deux en Corée du Sud, deux aux États-Unis (qui connaissent des difficultés et retards) et deux au Japon) et le parc de réacteurs y est vieillissant. L'enjeu principal en Europe et aux États-Unis est, d'un côté, la faisabilité de la prolongation de la durée de vie de certaines centrales, opération économiquement rentable, et, de l'autre, le démantèlement des réacteurs qui seront mis à l'arrêt. L'UE avance vers l'adoption d'un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, ce qui implique la décarbonation complète du secteur électrique et une électrification croissante des usages : le nucléaire y représentait 25 % de la production d'électricité en 2018. En Allemagne,

l'Energiewende 1.0 du chancelier Schröder avait pour objectif non pas la décarbonation mais la sortie du nucléaire ; sa version mise à jour par Merkel en 2011 ne visait qu'à une accélération du processus : le coût du déploiement des énergies renouvelables (EnR) est considérable et le niveau d'émission du secteur électrique n'a que très peu baissé. En Belgique, l'on envisage de fermer les sept réacteurs en service en 2025 pour sauter dans l'inconnu, avec le choix entre dépendre des importations des voisins ou construire des centrales à gaz qui verrouilleront les émissions à long terme. Dans les scénarios de décarbonation de l'UE vers 2050, il faudra au moins garder un socle de 15 % de nucléaire, ce qui implique de nouvelles constructions.

Les États-Unis, qui détiennent le premier parc installé au monde, font face à l'érosion de leur socle nucléaire du fait de la super compétitivité d'un gaz abondant et bon marché et des énergies renouvelables. Le Japon se relève péniblement de la catastrophe de Fukushima Daiichi, mais il ne parviendra pas à remettre en route tous les réacteurs dont le pays a besoin.

Dans le même temps, en Chine et en Russie, l'industrie nucléaire est un secteur stratégique en expansion. Des pays émergents très émetteurs comme l'Inde, la Turquie, les Émirats Arabes Unis, l'Égypte, le Bangladesh, l'Iran, le Pakistan, et dans une moindre mesure, la Jordanie et la Biélorussie, ont des projets plus ou moins avancés de construction de centrales nucléaires. D'autres pays souhaitent installer ou étendre cette technologie : notamment l'Afrique du Sud, l'Arabie Saoudite, l'Algérie, le Kenya, le Nigeria, le Brésil, l'Argentine, l'Ukraine, l'Ouzbékistan

et le Kazakhstan. Au Vietnam ou en Afrique du Sud, les abandons ou les reports d'acquisition de cette technologie se soldent par une dépendance maintenue ou accrue au charbon.

Pendant que les Russes et Chinois triomphent en investissant et en soutenant massivement leur industrie, l'industrie française accumule les déboires, ratés et dérapages que nul ne peut accepter. De là à avoir le nucléaire honteux ou désastreux, il n'y a qu'un pas que beaucoup ont déjà franchi. Une expression qu'il nous faut entendre.

Les problèmes s'affichent à la une des journaux : mauvaise maîtrise des chantiers et retards qui s'enchaînent (Olkiluoto : + 11 ans, Flamanville 3 : + 11 ans à ce stade, et premiers signes inquiétants pour le chantier des deux réacteurs de Hinkley Point C, où le budget a été revu à la hausse de 10 % et la première livraison reculée de quinze mois, à ce stade), explosion des coûts (Flamanville-3 : +9 milliards d'euros), insuffisante maîtrise de la qualité des équipements et de leur installation (défauts de soudure dans vingt-trois générateurs de vapeur ou de fonte des cuves). Le savoir-faire s'érode. Il faut voir la réalité en face : ces difficultés se multiplient et s'accumulent dangereusement. C'est une spirale infernale qui menace. Tous les acteurs, y compris l'État et EDF, assument et reconnaissent désormais une situation devenue inacceptable.

Il faut saluer l'existence d'une autorité de sûreté indépendante dont les exigences se renforcent et le fait que désormais tous les acteurs cherchent à apporter des réponses à ces dysfonctionnements. Car ce que nous risquons en cas d'inaction, c'est d'aboutir à une situation qui continuerait d'empirer et qui déborderait pour mettre à mal notre souveraineté technologique et énergétique, notre compétitivité et notre sécurité d'approvisionnement.

Pourtant, nous avons eu pendant quatre décennies le nucléaire heureux : un programme construit de manière remarquable, dans les temps, tranche par tranche, à bas coût, de façon efficace, un parc bien opéré et globalement bien entretenu, avec une très forte implication de l'État à tous les niveaux et le développement d'une filière championne du monde grâce à son savoir-faire et qui a su développer et conserver sa maîtrise du cycle du combustible. C'est ainsi qu'EDF exploite encore soixante-treize réacteurs nucléaires dans le monde, un exploit qui s'appuie sur un savoir-faire inégalé.

Dans ce contexte, rappeler que, sans le nucléaire, le niveau des émissions de la France serait largement plus élevé, est cependant devenu quasiment inaudible ! Le fait que le nucléaire, concomitamment à l'hydroélectricité, ait été le pilier du développement économique et social de la France des Trente Glorieuses, avec le succès indéniable que l'on connaît et des prix pour les consommateurs parmi les plus bas dans l'UE, n'est en rien anecdotique. Faut-il rappeler que sans le parc nucléaire français, nous devrions aujourd'hui mener un vaste et coûteux programme de diversification du mix électrique, tant pour l'industrie que pour les particuliers ? Il ne faut pas éluder le fait que l'État n'en aurait pas eu les moyens, la dette ayant été creusée pour faire face à d'autres dépenses. Comment la

France aurait-elle pu devenir la gardienne de l'application de l'Accord de Paris et viser de façon réaliste l'atteinte de la neutralité carbone sans son nucléaire ? Le cas de l'Allemagne est un bon contre-exemple. Enfin, il faut se réjouir de la révolution des énergies renouvelables et de leur potentiel immense qu'il faut encore développer, mais la gestion de leur intermittence et de leur stockage, de leur acceptabilité, des réseaux, de leurs coûts, et la maîtrise des chaînes de valeur sont des défis d'une telle ampleur, que leur déploiement se heurtera inévitablement à certaines limites.

Une crise profonde qui dépasse le nucléaire

L'observation clinique des causes profondes de cette situation révèle un problème beaucoup plus vaste que la seule industrie du nucléaire. Au Japon, c'est une crise de gouvernance et de sûreté. Aux États-Unis, c'est une crise économique.

En France, c'est une crise de l'État : une crise de l'État stratège, qui s'est retrouvé depuis deux décennies acculé à la gestion du court terme, où le plan a largement disparu (seule la Commission européenne et le ministère des Armées semblent encore avoir des réflexions de long terme). Crise de la stratégie industrielle et de la maîtrise technologique en général, qui est le lot d'autres pays européens d'ailleurs : nous savons de moins en moins mener à bien des chantiers complexes. Le contraste est saisissant : les aéroports de Pékin ou Istanbul sont construits en un temps record, quand celui de Berlin est un véritable chaos ; les EPR en Chine sont livrés à temps grâce aux équipementiers et à la maîtrise d'ouvrage chinois ; l'industrie spatiale européenne est ébranlée par la nouvelle donne technologique américaine ; quand l'Allemagne développe son industrie solaire, la Chine la cannibalise grâce à son échelle démultipliée, ses *clusters* industriels et ses soutiens étatiques ; quand nous réfléchissons aux usages pertinents de l'hydrogène et lançons quelques projets pilotes, des villes chinoises passent déjà commande de milliers de bus à hydrogène ; quand l'électrification du transport est en plein essor, nos constructeurs automobiles passent commande aux *giga*factories asiatiques qui, au mieux, viendront installer quelques usines dans l'UE, tout en gardant la maîtrise industrielle et technologique. Cette crise n'est heureusement pas généralisée, et l'aviation ou les chantiers navals civils ou militaires offrent, pour l'instant du moins, quelques contre-exemples. La guerre technologique globale et la bipolarisation du monde entre les États-Unis et la Chine qui se déploient désormais nous imposent, pour survivre, d'avoir une stratégie à l'échelle de la France et de l'UE de maîtrise des chaînes de valeur de toutes les technologies bas carbone.

Crise ensuite parce que nous avons, depuis les années 1990, cessé de construire des réacteurs en France, et ce jusqu'en 2007 année du lancement du projet de Flamanville 3. De fait, nous avons arrêté de développer cette industrie : les savoir-faire se perdent, les personnels sont démotivés et le secteur nucléaire a souffert et souffre encore de son entre-soi, ce qui est également le cas, dans



Présentation à la presse d'un Miniature Neutron Source Reactor (MNSR) au China Institute of Atomic Energy (CIAE) de la China National Nuclear Corporation, Pékin, avril 2019.

« La Chine a non seulement acheté et installé la totalité des technologies de réacteurs existantes au monde, mais elle a su s'en servir pour apprendre, investir et en tirer le meilleur. »

d'autres domaines, d'une haute fonction publique assise sur ses certitudes et réussites passées. Par effet de domino, cela a aussi nourri la crise de gouvernance des entreprises d'État, où l'État – et leurs dirigeants – n'ont pas identifié à temps les fausses routes. Peut-on blâmer dans ce contexte les citoyens qui nourrissent des craintes, notamment sur la gestion des déchets ?

Crise de la recherche et du développement : le virage pour adapter les programmes, notamment le prototype de réacteur à neutrons rapides Astrid, à de nouvelles contraintes budgétaires et technologiques et tenter notamment de nouer de nouvelles coopérations stratégiques (déjà existantes avec le Japon), a-t-il été pris à temps ? Résultat : près d'un milliard d'euros engloutis dans Astrid, un projet désormais mis à l'arrêt pour le plus grand plaisir des acteurs russes et chinois.

Crise aussi liée aux autorités de sûreté des États européens qui ne coopèrent pas assez pour faire converger leurs pratiques et standards et réduire ainsi les coûts des projets. C'est aussi le problème de la technologie ultra-sûre de l'EPR, qui est victime de sa complexité et du divorce Siemens-Framatome, une technologie qui en outre ne peut pas être standardisée, puisque chaque EPR construit est spécifique à chacun des pays clients.

C'est aussi une conséquence de l'impasse dans laquelle est le marché européen de l'électricité : dans un cadre

libéralisé et en dépit de la hausse inexorable du prix du carbone, il n'y aura plus d'investissements dans de nouvelles capacités de production conventionnelles, renouvelables ou nucléaires sans garanties multiformes de l'État. Le contrat garanti à 92 livres par MWh pendant trente-cinq ans proposé par l'État britannique pour Hinkley Point C est le dernier du genre : il n'a pu être signé par EDF que parce que c'est une entreprise d'État et que les conditions accordées étaient plus qu'avantageuses.

Enfin, crise parce que nous n'avons pas assez tenu compte de la dimension stratégique du nucléaire civil et de ses développements chez nos concurrents et rivaux. Des décisions critiques devront être prises en France sur l'avenir de notre secteur. Il faut certes procéder à un diagnostic clinique poussé de notre industrie, mais aussi tenir compte des enjeux géopolitiques et géoéconomiques internationaux qui y sont liés.

Des risques stratégiques de décrochage et de marginalisation

Force est de constater que les pays autoritaires ont un secteur nucléaire qui se développe tous azimuts : construction de centrales sur leur territoire et à l'étranger ; développement de réacteurs et technologies de génération IV, notamment les réacteurs à sel fondu ou à neutrons rapides, qui referment le cycle du combustible

et permettent de réduire au minimum les déchets ultimes et la dépendance à l'uranium ; et programmes de développement de technologies miniaturisées – les petits et mini-réacteurs modulaires ; enfin, conquête agressive et stratégique de marchés à l'export s'appuyant sur des technologies éprouvées, efficaces et compétitives, sur la mobilisation de tous les moyens de l'État, des financements multiples, la formation des personnels, la reprise des déchets, etc.

Rosatom met en service des réacteurs en Russie, développe et déploie des petits réacteurs modulaires et engrange de nombreux contrats à l'export grâce à son système *build, own, operate* et de financement intégré, ce qui n'est permis ni par l'OCDE ni par l'UE. Rosatom est ainsi la seule entreprise russe à pouvoir exercer un *leadership* technologique au niveau mondial et à jouer dans le même temps un rôle majeur au plan militaire.

La Chine a non seulement acheté et installé la totalité des technologies de réacteurs existantes au monde, mais elle a aussi su s'en servir pour apprendre, investir et en tirer le meilleur : elle est en train de développer son propre réacteur de génération 3 (sous deux versions), lequel est largement inspiré d'une technologie Westinghouse. Non seulement elle l'a « chinisé », mais elle s'est également donné les moyens d'y apporter de nombreuses améliorations en termes de sûreté (de refroidissement, notamment) ou encore d'efficacité, notamment avec l'utilisation de l'intelligence artificielle. La Chine poursuit activement et méthodiquement ses efforts en matière de recherche et d'innovation, notamment sur tout ce qui se rapporte à ces technologies, tout en étant leader mondial dans le déploiement du solaire et de l'éolien terrestre.

Le risque est que la Russie et la Chine disposent demain d'un duopole de l'exportation de ces technologies sensibles dans les pays émergents, voire dans l'UE. Le risque est celui d'un verrouillage pendant un demi-siècle des pays émergents clients par ces puissances : ces contrats s'accompagneront de corruption, de ventes d'armes, de fournitures de conseillers en tout genre et d'une influence forte sur ces États.

La crise du nucléaire en Occident n'est pas une fatalité. Aux États-Unis, la faillite de Westinghouse a été digérée et le rebond s'organise : le secteur privé s'est emparé de la recherche et du développement (de façon emblématique par le biais de Bill Gates et Jeff Bezos, notamment dans le développement des réacteurs à neutrons rapides), avec le soutien d'abondants fonds fédéraux *via* le Département of Energy et les National Laboratories mobilisés pour développer notamment des petits réacteurs modulaires, voire des micro-réacteurs. Les États-Unis se remobilisent également pour placer leur offre de grands réacteurs à l'étranger, comme en Arabie Saoudite ou en Pologne.

Dans les pays développés, le risque est que les technologies des petits réacteurs, que les acteurs américains, britanniques et canadiens développent main dans la main, s'imposent et deviennent la nouvelle norme. Les implications vont au-delà du secteur énergétique : l'industrie spatiale a été fortement impactée par SpaceX, les petits

réacteurs nucléaires peuvent contribuer à amplifier les bouleversements intervenus. Ces imbrications économiques et technologiques, civiles et militaires, sont encore trop sous-estimées, elles sont pourtant bien réelles et doivent être pleinement prises en compte si l'on veut réfléchir sur le temps long. En outre, à l'heure où l'architecture de sécurité collective héritée de la Guerre froide s'effondre, il paraît impossible d'inscrire dans la durée la stratégie nucléaire militaire de la France (armes et propulsion) sans un secteur du nucléaire civil dynamique.

Pour vendre à l'étranger et convaincre des États de s'allier pour des décennies avec un fournisseur de technologies de souveraineté, il faut disposer d'une industrie et d'une vision industrielle étatique qui soient crédibles. Or, le nucléaire a toute sa place dans ce XXI^e siècle : c'est ainsi que nombreux seront les États à réaliser cet investissement stratégique, et ce pour plusieurs raisons, souvent cumulatives : les entreprises d'État n'ont pas pour objectif une rentabilité économique maximale ou de court terme, elles peuvent en outre emprunter auprès de l'État ; besoins accrus des concentrations urbaines et industrielles en matière d'approvisionnement continu en électricité non polluante et en matière de dessalement de l'eau de mer ; effectuer une montée en gamme technologique et industrielle ; diversifier le mix électrique ; se positionner sur le domaine du nucléaire militaire...

Enfin, la politique de non-prolifération et la gouvernance mondiale du secteur impliquent d'avoir une stratégie étatique et une industrie actives et dynamiques. C'est la condition pour conserver une réelle influence sur des sujets cruciaux qui vont être progressivement bouleversés : dans un monde où de nombreux pays émergents souhaitent se doter de cette technologie, la gouvernance de la non-prolifération, déjà mise à mal par les cas de l'Inde, du Pakistan, de la Corée du Nord ou d'Israël, devra évoluer. Il faudrait faire en sorte que certains États à risque ne puissent pas se doter de telles technologies. Pour cela, il faudra s'employer à faire évoluer les règles et la gouvernance internationale de la sûreté du nucléaire civil. Et sans cesse veiller à ce que la sécurité des infrastructures et la non-prolifération soient garanties. Pour le dire autrement, l'Allemagne ou l'Autriche pourront-elles vraiment peser sur ces débats ? Une chose est sûre : la France sera la seule à pouvoir le faire, en particulier dans et pour l'UE, et elle devra travailler étroitement avec le Royaume-Uni.

Bien entendu, la filière n'a pas d'autre choix que de se remettre en cause pour arriver à baisser ses coûts, condition de sa survie. Les travaux en cours au sein d'EDF autour du projet EPR 2 et le rapport Falz y contribueront. Mais l'État ne peut faire l'impasse sur la dimension stratégique du nucléaire civil et doit en tirer les conséquences dans les positions qu'il défend vis-à-vis de ses partenaires européens et à Bruxelles. Il conviendrait notamment de :

- développer une vision claire et cohérente de l'avenir de notre système énergétique et électrique dans le cadre européen pour explorer les coûts et avantages des différents systèmes de technologies bas carbone, avec pour

critères : la maîtrise de la chaîne de valeur, l'emploi, la compétitivité et la sécurité des approvisionnements ;

- s'assurer que, dans la réglementation européenne, le nucléaire bénéficie des mêmes chances et opportunités de contribuer à un système électrique décarboné que les autres technologies bas carbone. Et qu'il puisse bénéficier de financements européens pour amplifier la recherche et le développement portant sur les technologies avancées ou de petits réacteurs, notamment *via* le programme Horizon Europe/InvestEU ;
- impulser une stratégie de coopération internationale renouvelée et de partenariats public-privé dans le domaine de la fermeture du cycle et du traitement des déchets dont le MOX, ainsi que dans le développement

de nouvelles technologies comme les petits réacteurs modulaires ou les micro-réacteurs, avec pour objectifs de baisser les coûts, garantir la sûreté, renforcer l'efficacité des processus et atteindre des résultats crédibles. Ces partenariats peuvent aussi concerner les activités de *design*, de construction et d'exploitation de centrales. Il conviendrait aussi de renforcer les efforts visant, notamment, à la convergence des standards de sûreté des différents régulateurs européens ;

- élaborer une offre de solutions énergétiques compétitives et sûres pour permettre aux pays émergents d'assurer leur approvisionnement en électricité et y favoriser l'essor de mégapoles durables.

Comment parler du nucléaire en France ?

Entretien avec Pierre-Franck CHEVET

Ancien président de l'ASN

et Hervé MARITON

Maire de Crest et ancien député

Propos recueillis par Richard LAVERGNE et Delphine MANTIENNE pour les Annales des Mines

Annales des Mines : Avant d'aborder le fond du sujet, pourriez-vous nous dire si, à titre personnel, vous êtes en mesure de vous exprimer publiquement pour ou contre le nucléaire civil en France ? Lorsque vous exercez vos fonctions, respectivement à l'ASN et à l'Assemblée nationale, étiez-vous dans la même situation ?

Hervé Mariton : La vocation d'un parlementaire, c'est évidemment de *parler*, même si cette parole peut être un peu enfermée par « qui l'on est », « où l'on est », « d'où l'on vient ». En d'autres termes, la parole était libre, mais le fait d'être élu d'une circonscription ayant sur son territoire la centrale de Tricastin (EDF), et une part des installations de ce qui est Orano aujourd'hui, fait que, quand vous vous exprimez dans le débat national, les gens ont tendance à dire : « Il dit ça parce qu'il y a intérêt. » Le propos risque d'être délégitimé du seul fait que l'on est concerné sur son terrain. Le second point, c'est le fait d'être ingénieur des Mines. Même si l'on est parlementaire, de nouveau, ce qui pourrait paraître comme un intérêt sain au sujet est perçu par certains comme un biais. La parole est libre, mais l'on n'échappe pas aux biais – que l'on a peut-être – que vos interlocuteurs militants plaquent sur vos paroles.

Pierre-Franck Chevet : En tant qu'ex-président de l'ASN, j'ai été libre de ma parole, mais *dans le cadre de ma mission*, qui consistait à être indépendant de toute position de politique énergétique et à rester dans mon seul registre de président de l'ASN, c'est-à-dire à parler de sûreté. Cela ne m'empêche pas bien sûr d'avoir des convictions personnelles, notamment dans le domaine de la politique énergétique. Par conception même une autorité indépendante se doit de faire abstraction de ce débat, sur le sujet de la sûreté nucléaire, il faut surtout se garder de répondre à la question « pour ou contre ». Quoique je dise, la crédibilité même de l'ASN serait remise en cause : toutes mes décisions de l'époque auraient été interprétées à cette aune. La question « pour ou contre le nucléaire » me renvoie aussi à mon passé d'ancien directeur général de l'Énergie et du Climat : pour tous ces sujets énergétiques, il a deux biais. D'abord, on ne parle que d'électricité. Objectivement, si l'on regarde d'un peu plus loin les problématiques énergé-

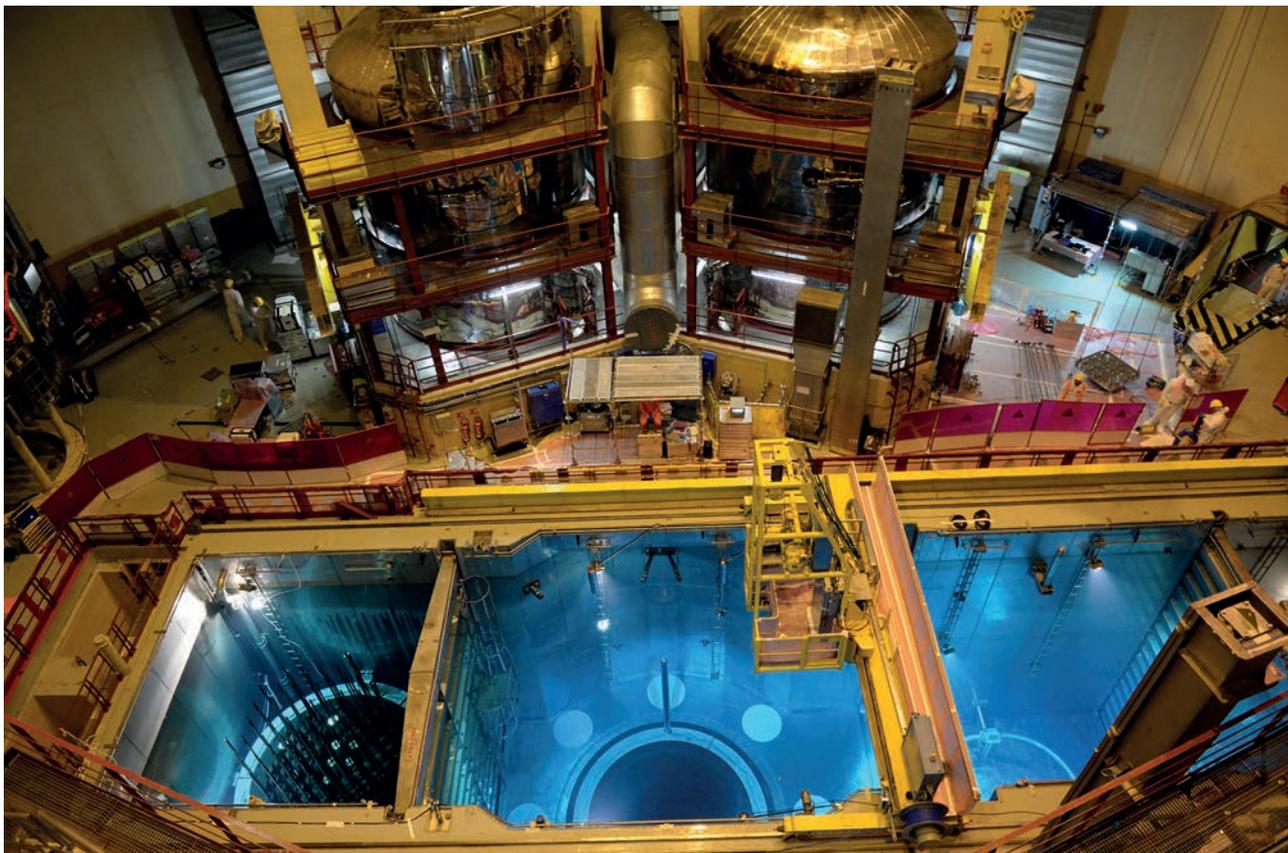
tiques et climatiques, la question des hydrocarbures, des combustibles fossiles, est d'un poids supérieur. Ensuite, c'est la formulation « pour ou contre » : le débat dans le domaine de l'électricité est quasiment idéologique. Si vous êtes pour quelque chose, nécessairement vous êtes contre le reste, alors même que les lois de la République française ont toujours réaffirmé l'importance du mix énergétique, à l'opposé de cette vision manichéenne des choses. J'ai mis longtemps à comprendre pourquoi cette question était fondamentalement biaisée : c'est parce que l'on suppose que les gens ne comprennent pas une réponse complexe. Cela demande évidemment plus de mots, et cela implique de faire confiance au fait que les gens écoutent.

HM : Je suis un peu plus pessimiste, je ne suis pas sûr que les réponses complexes soient toujours si audibles, parce qu'en effet, dans notre pays, la question peut paraître inutilement contraignante (*pour* ou *contre*), mais c'est *la* question qui structure assez largement le débat, et les positions plus complexes ou plus nuancées peuvent assez facilement être caricaturées comme une manière de tourner autour du sujet. Cela n'est pas simple.

PFC : Il y a des opposants farouches au nucléaire, dogmatiques, mais si l'on répond de la même manière, aussi dogmatique, je ne suis pas sûr que l'on apporte un peu de lumière et de compréhension du sujet.

AdM : Depuis 25 ans (débat « Souviron » en 1994, débat « Fontaine » en 2003, Grenelle de l'environnement en 2007-2008, DNTE en 2012-2013, débats parlementaires, débats CNDP...), la politique énergétique ne cesse d'être mise en débat, et la cadence s'accélère, notamment sur le nucléaire. C'est en général moins le cas à l'étranger, notamment en Allemagne et au Royaume-Uni où le débat est concentré au Parlement. La parole semble en fait se focaliser sur les militants anti- et pro-nucléaires. De plus, le gouvernement s'interdit souvent de s'exprimer pendant ces périodes de débat. Que pensez-vous de cette situation ?

HM : Ces débats, quels que soient les efforts qui sont menés, percolent peu dans une large opinion, en tout cas



Opération de contrôle intervenant dans le cadre de la visite décennale de l'unité de production d'électricité n°1 de la centrale nucléaire de Saint-Alban – Saint-Maurice.

« La France espère conclure des contrats à l'export de ventes de centrales, de techniques ou d'équipements pour le nucléaire civil. »

au-delà de publics raisonnablement attendus. C'est un constat d'échec, parce que ces sujets pourraient intéresser tous nos concitoyens. En d'autres termes, j'ai plutôt le sentiment que l'on a créé des forums qui permettraient aux militants de tous bords de se rencontrer et d'échanger – ce qui est utile –, sans aller vers l'ensemble des citoyens. C'est un premier échec : alors même qu'il y a plusieurs débats, les ouvertures n'ont jamais véritablement atteint le plus large public. Et les débats parlementaires sur ces sujets ont pu être importants, mais ils n'ont jamais été des moments « puissants » du débat parlementaire. On peut considérer que ces choix sont tout à fait fondamentaux ; la réalité c'est qu'au Parlement même, ils sont menés entre spécialistes du sujet. Or, les débats au Parlement percolent dès lors qu'ils attirent les députés au-delà de la commission concernée, au-delà des quelques spécialistes, et cela n'a jamais été le cas. Le grand public citoyen n'a pas été atteint, le grand public parlementaire ne l'a pas été non plus. On a parfois le sentiment que les gouvernements ont été très attentifs à ce que ce soit le cas. En gros, on a le nucléaire honteux depuis un certain nombre d'années. On discute de politique énergétique parce qu'une espèce d'intelligence collective conduit à exiger cette discussion, mais l'on répond convenablement à une espèce de rite en essayant de passer au travers des gouttes... C'est un regard un peu sévère.

PFC : Bien que le Parlement français soit doté de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), cette difficulté demeure : on est sur une matière très complexe. Dans le domaine énergétique, on manie au moins trois grands critères en même temps, où tout le monde se perd assez rapidement : 1) le prix de l'énergie, 2) la question environnementale avec toutes ses facettes, et 3) la sécurité d'approvisionnement collective et individuelle. Un problème à trois paramètres, chacun étant lui-même ramifié... c'est très compliqué. Je trouve que c'est une bonne chose que l'OPECST ait été créé : il a permis sur la longue durée de faire avancer un certain nombre de sujets. Je pense ainsi aux déchets radioactifs, avec un travail énorme fait sur une trentaine d'années, qui permet aujourd'hui de discuter sur des bases solides. Je ne dénigrerai pas ce qui a été fait par le Parlement, parce que c'est dur de se pencher sur ces matières-là, trustées par les spécialistes. Sur les débats publics, il y en a eu beaucoup, je crois que c'est à l'évidence nécessaire, mais objectivement, c'est vrai, on y retrouve les points de vue que l'on connaissait avant, qui s'enrichissent mutuellement très peu. Personnellement, l'expérience que j'ai trouvée extrêmement positive, c'est lorsque l'on a organisé des conférences citoyennes – dans lesquelles on informe, ou on forme, des panels de citoyens. Cela permet d'aller en profondeur, mais évidemment cela demande du temps,

de l'argent et de l'investissement personnel. Là-dessus, ça fait avancer la pensée, et même, cela conduit à reformuler les questions. La manière dont les gens captent la question peut différer. J'ai trouvé cela extrêmement enrichissant. Mieux préparer les grands débats publics avec des conférences citoyennes, ce serait un grand plus.

AdM : *Certains disent que le gouvernement est particulièrement discret sur le nucléaire, au niveau national comme dans les organisations intergouvernementales (par exemple, au sein de l'AIE)*

HM : Ouvrir un débat tout en donnant sa position alors que l'on sera le décideur, cela crée un soupçon d'emblée, c'est logique. Une autre solution, c'est d'entrer dans un débat avec une proposition explicite de décision. Dans ce cas, on se démasque : « Voilà ma vision des choses, j'ouvre le débat. » C'est plus engageant.

AdM : *La France espère conclure des contrats à l'export de ventes de centrales, de techniques ou d'équipements pour le nucléaire civil, et elle est en avance grâce à ses centrales nucléaires par rapport à d'autres pays européens sur la réduction des émissions de GES. Si la France a une industrie nucléaire, pourquoi ne pas la valoriser en tant que telle ?*

HM : J'ai perçu cette contradiction dans les années 2010, par exemple après Fukushima, où la parole publique est devenue immédiatement extrêmement prudente, alors que les entreprises continuaient de prospecter à l'étranger. Alors que pendant de nombreuses années, il y avait une mise en avant publique de la France conquérante des marchés du nucléaire à l'international, aujourd'hui, cette mise en avant n'existe plus. Il y a moins de contradictions et le problème est plus lourd. L'aventure nucléaire est aussi compliquée à l'international : les marchés espérés ne se sont pas développés, et même les opérations réussies ne sont pas mises en avant aujourd'hui. Cette chronique de la réussite de la France à l'international, on ne l'entend plus. Au début des années 2010, on pouvait voir une contradiction entre les restrictions sur le territoire et l'ambition affichée de vente à l'international. Ce n'est plus le cas aujourd'hui : quelle que soit la réalité des entreprises du secteur, il n'y a pas d'ambition publique affichée, il me semble, dans ce domaine.

PFC : Fukushima a posé pas mal de questions. Les exemples des grands accidents précédents, c'était : Three Mile Island, sans conséquences très notables dans l'environnement (et c'est la même technologie que la nôtre). L'autre, c'était Tchernobyl, et là, la thèse partagée par tout le monde, c'était « ça vient du monde soviétique ». Fukushima, c'est différent : le Japon, comme la France, est riche d'une civilisation complexe, aboutie. Ce sont des pays très similaires. Évidemment, comme après Tchernobyl, il y a eu un discours sur le thème « ça vient des Japonais, c'est un problème japonais ». Malgré tout, je pense qu'au-delà de ce discours facile à tenir, ça a déstabilisé la pensée sur ces sujets, même si beaucoup de choses ont été faites techniquement pour améliorer la sûreté des centrales.

Depuis l'annonce de la diminution du nucléaire de 80 % (un taux de dépendance que l'on ne voit nulle part ail-

leurs) à 50 %, au nom d'un mix accru, la phrase n'a pas été totalement finie. La question est de savoir ce que l'on fait après, c'est-à-dire après 2035. Comme on est dans un monde assez idéologique, le fait de ne pas avoir dit clairement les choses sur l'après, de ne pas avoir tranché, entretient l'idée que « si l'on en veut moins, c'est que c'est mal. Si c'est mal, allons au bout du raisonnement ». Alors que ce n'est pas cela qui a été dit politiquement. La question de l'après 2035 sera extrêmement dépendante d'une question technologique centrale, pour moi, qui est : *est-ce que l'on accède à du stockage de l'électricité dans des conditions économiques raisonnables ?* Si la réponse est « oui » (mais c'est encore du domaine de la recherche, pas seulement de la mise au point technologique ou du rendement industriel), alors on a une grande variété de choix possibles au plan énergétique, y compris le nucléaire, mais pas seulement. Si l'on n'y accède pas, à ce moment-là, la question est tout à fait différente pour la suite. On ne sait pas non plus répondre à une autre question : les déboires de l'EPR ont été nombreux, et n'aident pas à se positionner de manière, non pas honteuse, mais triomphante, à l'international, parce qu'effectivement, on a eu beaucoup de difficultés. Je n'accuse personne de quoi que ce soit, mais quand on refait pour la première fois depuis 20-30 ans de la construction neuve, il ne faut pas totalement s'étonner que l'on soit de nouveau au tout début de la phase d'apprentissage. Quel est le vrai prix du nucléaire maintenant, c'est-à-dire dans les années à venir ? La question du prix se pose aussi pour les énergies renouvelables (EnR). Le constat est que l'on en produit davantage, donc qu'elles sont moins chères. Il n'y a pas de raison pour que ce principe ne s'applique pas non plus au nucléaire. L'EPR à Tashan (Chine) est sorti dans de (relativement) bonnes conditions ; simplement les Chinois ont construit des centrales dans un passé récent et ils en construisent de nouvelles.

PFC : Flamanville va sortir au prix où il va sortir, la question est : « pour la suite, ça vaudrait combien ? ». Pour cette question-là, et celle de savoir si l'on enclenche ou non la construction par anticipation de nouveaux réacteurs (pas un, parce que ça ne serait pas rationnel), le gouvernement a dit qu'il préparerait les éléments nécessaires à une décision à l'horizon de la fin du présent mandat présidentiel, ce qui me paraît à la fois raisonnable au plan technique et courageux au plan politique.

HM : Je partage ces analyses, spécialement dans la position de la France, qui a connu après Fukushima une prudence nationale, et une poursuite de l'aventure à l'étranger. Il y a ensuite les conséquences des difficultés de l'EPR et là, on a le sentiment que le discours – pas nécessairement les contrats pris individuellement – a disparu. C'est ce qui peut expliquer qu'en dehors de ces décisions de stratégie nucléaire, qui peuvent être courageuses, il n'y ait pas abondance de discours public aujourd'hui. J'ajoute un deuxième élément : dans une époque où la croissance devient moins une valeur en tant que telle, l'énergie et la capacité à produire de l'énergie sont probablement moins des valeurs en tant que telles. Tous les discours qui articulent la réponse énergétique sur la décroissance paraissent moins farfelus aujourd'hui qu'il y a quelques



Présentation de maquettes d'unités EPR dans le hall d'exposition de la centrale nucléaire de Taishan, province chinoise du Guangdong, décembre 2018.

« L'EPR à Taishan (Chine) est sorti dans de (relativement) bonnes conditions ; simplement les Chinois ont construit des centrales dans un passé récent et ils en construisent d'autres. »

années. Là aussi, cela n'aide pas à porter une parole nucléaire, parce qu'au fond, lorsque l'on parle des EnR, on porte un discours *global* que l'on raccorde tout de suite à un discours *local* (autoconsommation, par exemple). Le nucléaire est très vite connecté à un discours de croissance, et quand ce discours perd de sa force, la capacité à promouvoir cette offre en fait autant, indépendamment des paramètres quantitatifs sur le climat. Le nucléaire est tout de même très cousin d'un monde qui cherche la croissance à tout prix, en tout cas, historiquement, il a été vécu comme cela, même si dans l'évolution du mix, il peut se comprendre différemment. Le nucléaire est aussi connoté de périodes historiques, qui sont des périodes de forte croissance.

AdM : Y a-t-il eu des changements notables dans la relation du monde politique et associatif français avec le nucléaire ?

HM : Il y a un fait majeur, me semble-t-il, c'est que l'on a connu une époque où l'appréciation du nucléaire était assez largement trans-partisane, avec en particulier le soutien du PCF et de la CGT. Une des conséquences de la création du Front de Gauche, il y a quelques années, est que le PC, dans cette aventure, a cédé sur le thème du nucléaire. La CGT a aussi fait quelque peu évoluer son discours. Il y a tout un pan aux limites de LFI, du PCF, de ce qu'a été à un moment le Front de Gauche, qui contenait

un apport pro-nucléaire, venant en partie de la culture historique du parti communiste, qui a complètement disparu, à la fois du fait de l'affaiblissement proprement dit du PCF, mais aussi parce que le système d'alliances du PC a dissous ce discours. Je pense que c'est très important.

PFC : La période n'est pas très propice. Le choix qu'a fait la France, historiquement, d'aller vigoureusement vers le nucléaire n'a pas été partagé par tout le monde. Il ne faut pas s'attendre à ce que le nucléaire soit acclamé au niveau européen. Quand on commençait à vouloir écrire quelque chose sur le fait que, accessoirement, le nucléaire était bas carbone – même s'il n'a pas originellement été choisi pour ça –, à chaque fois cela a été la croix et la bannière, et cela *avant* Fukushima. Il y a une difficulté : ce n'est pas tant la conception de l'EPR qui est en cause, c'est clairement une question de savoir-faire. Il y a un point dont on n'a pas parlé mais qui est juste énorme : l'intrusion du mot « falsification » (je ne qualifie pas les faits, c'est important) dans des fabrications essentielles pour le nucléaire, est un sujet absolument majeur ⁽¹⁾. Je ne suis pas sûr que ce soit par une martingale politique que l'on y arrivera : il

(1) Des irrégularités pouvant s'apparenter à des falsifications ont été détectées début 2016 dans la fabrication de composants nucléaires à l'usine Creusot Forge, à la suite d'une revue qualité demandée par l'ASN (extrait d'un communiqué ASN) (NdR).



Photo © Michel POINSIGNON/BIOSPOTO

La centrale nucléaire de Cattenom (département de la Moselle).

« Si l'on tient politiquement un discours hostile au nucléaire, on capte un certain nombre d'électeurs, on voit lesquels. En tenant un discours pro-nucléaire, on ne voit absolument pas quel électorat on capte ! Sauf, en effet, dimension très locale. »

faut prendre les choses une par une, concrètement, en disant les choses rationnellement. Tant que l'on reste dans l'idéologie « *pour* ou *contre* », on enlève les bases d'un quelconque débat raisonnable.

HM : Pour rester dans cette dialectique, sur ce terrain-là, les défenseurs du nucléaire ont tout de même beaucoup bâti sur une affirmation d'*infaillibilité*. Et là, pour le coup, les remarques de l'ASN, même sur des petites choses, ont toujours gratté cette affirmation d'*infaillibilité*, et quand on arrive à des événements type EPR... Il y a quelques sujets massifs, compris par tout le monde, qui ont démontré les failles.

PFC : On ne peut pas *construire* en recréant un autre acte de foi ou une nouvelle idéologie. Ce genre de situation se traite *step by step*, techniquement, technologiquement, en remédiant aux problèmes. Je pense que la prétention d'*infaillibilité* est à elle seule suspecte. Je considère qu'un des meilleurs moyens d'améliorer la sûreté, c'est justement de détecter les problèmes et de les traiter un par un. On est loin de l'acte de foi ! C'est juste un travail de fourmi qui à la fin produit un résultat.

Si quiconque me dit « je suis infaillible », je pense que j'arrête d'écouter, je n'ai plus confiance. C'est comme cela aussi que je conçois la question du nucléaire. Sur des problèmes qui ne sont pas mineurs, qui sont de vrais problèmes, il n'y a pas d'autre solution que de les trai-

ter un par un. C'est comme cela que l'on construit de la confiance et d'éventuelles décisions pour l'avenir.

HM : Une réponse simple est de dire que si l'on tient politiquement un discours hostile au nucléaire, on capte un certain nombre d'électeurs, on voit lesquels. En tenant un discours pro-nucléaire, on ne voit absolument pas quel électorat on capte ! Sauf, en effet, dimension très locale. Le débat s'est ainsi structuré...

Le discours critique du nucléaire, comme d'autres technologies, est aussi porté par un discours parfois pseudo-scientifique, parfois scientifique. Dans les ONG anti-nucléaires, anti-glyphosate, anti-Linky, anti-5G, un grand nombre de gens excipent des diplômes scientifiques très convenables. Aujourd'hui, dire que le discours « anti » est aussi un discours anti-scientifique, c'est un peu compliqué à établir. Il ne suffit pas de regarder le personnel qui le tient pour établir la réalité de la chose. D'autre part, je ne suis pas sûr que ce soit le sujet. Le nucléaire a été largement promu auprès de nos concitoyens avec des sortes d'arguments d'autorité. Si l'on n'explique pas les choses, quand le vent devient mauvais, cela devient plus difficile. Je suis très frappé – expérience locale : la Drôme, le Tricastin –, si je prends la période avant Fukushima, par le fait que la réalité nucléaire était considérée comme établie en elle-même. Certes, il y avait de temps en temps des portes ouvertes, des bouts d'explications..., mais des

explications assez « leçons de choses », qui n'entraient pas véritablement dans la vulgarisation de la politique énergétique. On décrivait volontiers les processus de fluoration de l'uranium, mais même vis-à-vis d'adultes, quand Orano et EDF font des visites, ils n'abordent jamais les questions de politique énergétique. Au-delà des visites, qui sont peut-être anecdotiques, le partage du nucléaire avec les populations locales ne se faisait pas ou plus, les choses étaient considérées comme acquises, parce que « le nucléaire éclairait l'avenir énergétique de la France », et en raison de l'emploi local, des bienfaits fiscaux locaux... Une accumulation d'arguments d'autorité ! Tout comme, sur le plan national, à un moment l'argument d'autorité ne suffit plus, sur le plan local non plus, et en particulier quand on commence à rencontrer des vents contraires.

PFC : Dans les opposants au nucléaire, j'ai vu des gens totalement respectables en termes d'éducation scientifique, de compréhension technique. Franchement, il y en a qui sont vraiment de très bon niveau. Je ne vois pas non plus cela sous l'angle « les forces obscures de notre pays, qui ne voient pas la raison ». Ce ne sont pas des gens qui ne comprennent rien qui, donc, deviennent opposants ! Quelle que soit la formation d'origine, il y a un devoir d'expliquer les choses. On parlait de politique énergétique : c'est compliqué, mais il faut le faire, *techniquement*, pas de façon idéologique, il faut parler du nucléaire, des problèmes ou des réussites, mais toujours de manière objective sur les faits. Il ne faut pas désespérer ! J'ai totalement confiance dans le fait que si l'on s'exprime clairement, quelle que soit la formation des uns et des autres, les gens captent. Ils entendent ce qu'ils veulent entendre, mais ils captent.

AdM : *Le nucléaire est un sujet de société techniquement très complexe, mais le progrès technique depuis 100 ans fait qu'il y en a beaucoup d'autres dont le niveau polémique est variable (glyphosate, blockchain, Linky, 5G, IRM, etc.). Les sciences « dures » et la technologie ont souvent mauvaise presse dans certains milieux qui privilégient les sciences « humaines », mais le nucléaire est spécifique par ses liens avec l'arme atomique...*

PFC : Il y a quelque chose qui est intrinsèque au nucléaire : l'énergie nucléaire est basée sur les forces de l'atome, ce sont des sciences qui ont un siècle, pas plus, et parmi les concepts les plus récents de la physique. Cela, et la bombe, qui a illustré l'une des utilisations possibles, c'est quelque chose que l'on n'a pas su collectivement comprendre, alors que la chimie, le pétrole : tout le monde se sent plus à l'aise avec ça. Il y a peut-être eu aussi un renoncement : à partir du moment où l'on commence à poser la question sur le thème « acte de foi », cela nous éloigne d'emblée du débat de fond sur « comment ça marche », « comment ça ne marche pas », qui est absolument nécessaire à la construction d'une conviction. Pourquoi y a-t-il des gens qui sont « contre » ? J'ai entendu deux arguments qui ne sont pas totalement anecdotiques : 1) L'aspect sûreté. Tout cela ne marche que moyennant un *process* très compliqué (il suffit de regarder une centrale nucléaire) : il est difficile d'assurer la

plus grande fiabilité possible d'un tel système. C'est une énergie qui demande une vigilance de tous les instants – ce n'est pas le cas d'une éolienne : au pire, elle tombe dans un champ, ce n'est pas gravissime ! C'est un peu plus compliqué quand une centrale a un problème. 2) Ce qui est factuel également, c'est la question de la pérennité très longue des effets, je pense notamment aux déchets. On a beau gérer – à mon avis – du mieux possible ces déchets, comme on le fait en France (voir le débat en cours sur Cigéo, le centre de stockage en couche géologique profonde), on garde quand même sans les traiter (on les change d'endroit) des déchets qui ont des durées de vie qui se comptent en centaines de milliers d'années. C'est la meilleure solution que l'on ait, mais personne n'a jamais parlé du problème de la gestion de déchets à 100 000 ans d'une autre énergie. Ces deux sujets sont des *faits*, ensuite on se forme une vision. C'est assez logique qu'il y ait un débat, il n'y a pas d'énergie parfaite. Il y a d'immenses avantages côté nucléaire, je peux en parler aussi : la compacité, la non-intermittence... Chaque type d'énergie a sa liste d'avantages et d'inconvénients.

HM : Les atouts du nucléaire aujourd'hui ne sont pas beaucoup promus. Le caractère « énergie non carbonée » est quelque chose qui est dit *mezzo voce* dans le débat.

AdM : *La France est quasiment le seul pays au monde dont la politique énergétique relève du ministère chargé de l'Environnement. Y a-t-il, selon vous, des effets de cette spécificité sur le nucléaire civil en France ?*

PFC : C'est la logique qui a prévalu dans la création de la DGEC (direction générale de l'Énergie et du Climat) : pour sortir du débat idéologique, il a fallu assembler les enjeux environnementaux au sens large, avec les gens qui connaissent les secteurs, qu'ils soient pollueurs ou contributeurs, c'était un moyen de faire avancer les choses.

AdM : *Comment percevez-vous l'opinion des Français sur le nucléaire civil ? Ont-ils une opinion ferme ou volatile ?*

PFC : Ce qui me frappe le plus, c'est que le taux de « sans opinion » a sensiblement décliné dans le temps (passant de 24 % début 1995 à 11 % début 2012, selon un baromètre du CREDOC non actualisé), je suis plutôt content quand sur un sujet donné, les gens se sentent en capacité d'avoir une opinion. C'est un des effets de la politique de transparence.

AdM : *De façon générale, la France subit une forte désindustrialisation depuis une dizaine d'années. Le nucléaire civil est souvent vu à l'étranger comme un motif de l'excellence industrielle française, alors que les Français n'en ont généralement pas conscience. Pensez-vous que les pouvoirs publics auraient un rôle à jouer pour relancer la fierté envers l'industrie nationale via le nucléaire civil ?*

PFC : Je considère que les décisions qui ont été prises dans les années 1970 sur le nucléaire l'ont été, globalement, dans de bonnes conditions. On a fait des choix dont on parle peu, mais qui ont été essentiels : un opérateur central (EDF), un seul type de réacteur et un carnet de

commandes qui n'était pas négligeable. Il y avait de la matière ! À mon avis, il n'y a aucune raison pour que les jeunes d'aujourd'hui n'arrivent pas à faire ce que l'on a fait dans les années 1970, simplement sur ces trois conditions-là, il y en a au moins deux qui ne sont pas réunies aujourd'hui. L'opérateur unique, on l'a toujours, de façon à peu près claire, mais le reste, non. Donc le savoir-faire se perd⁽²⁾.

HM : La question du démantèlement et tout le discours sur l'industrie de l'avenir me semblent importants... Un discours qui existe aujourd'hui, c'est « on peut, on doit construire une excellence industrielle autour de la dé-nucléarisation, du démantèlement ».

PFC : Il y a évidemment eu des discours politiques disant que « la dé-nucléarisation crée autant d'emplois que le nucléaire lui-même ». Les chiffres ne sont pas là. Ça crée de l'emploi, et de toute façon, il faut le faire un jour ou l'autre, mais l'on est de l'ordre de 1 à 10 % de l'activité d'un chantier de construction ou de l'exploitation d'une installation. Par rapport au budget annuel d'un réacteur, le démantèlement génère une activité 10 fois plus faible. Tout n'est pas délocalisable. Un des points qui m'ont frappé, c'est qu'un soudeur hors-pair, en construction, a pour équivalent, en démantèlement, une personne qui scie à la meuleuse en radio-protection. Dans un cas on sait faire des bétons fous avec plein de métal dedans ; la même chose à la sortie, c'est quelqu'un qui l'attaque à la meuleuse...

Je pense qu'il est difficile de sortir de cette ambiguïté maintenant, surtout du fait que rien ne soit dit sur le *post 2035*.

HM : On est sur un chemin très critique de renouvellement du parc existant...

PFC : On a encore un peu de temps. Fessenheim qui va sortir de la production l'an prochain ne représente pas beaucoup dans le réseau européen. Les prochains arrêts devraient être aux horizons 2025-2026. Et comment, à quel rythme ? Personne n'en sait rien. Par ailleurs, avec le temps de la décision, ce n'est pas au dernier moment qu'il faut s'y prendre ; des missions ont été lancées sur de très nombreux sujets.

AdM : *Est-ce compréhensible par le grand public ?*

PFC : Quand on explique à un non-initié qu'il faut assurer à tout moment un équilibre du réseau global, à 1 % près, il tombe des nues. Ces questions énergétiques sont très compliquées à appréhender. Quand je disais que la clé d'un choix possible, c'est le stockage, cela suppose d'avoir compris qu'il faut à tout moment un équilibre. Un des points clés, c'est la question d'accéder à un stockage. C'est ce qui ouvre le champ des possibles, et cela renvoie aux efforts de R&D que l'on fait, ou que l'on ne fait pas, pour se donner des capacités de choix futurs.

AdM : *Par rapport à d'autres industries ou activités potentiellement dangereuses (chimie, biologie, Défense...), le nucléaire civil se caractérise par une volonté de transparence, organisée par l'ASN, qui aboutit au fait que chaque incident est médiatisé et éventuellement monté en épingle. Avec le recul, n'est-on pas allé trop loin ?*

PFC : J'ai deux niveaux de réponse. Premier niveau : on ne parle pas de détails ! Quand il y a des soudures qui sont mauvaises, quand on parle de possibles falsifications au Creusot, avec la cuve de l'EPR : c'est massif ! Deuxième niveau : j'ai eu la chance de vivre, en début de carrière, le temps, heureux pour certains, où il n'y avait pas d'échelle de gravité, pas ou peu de communication... Et puis, 1986 : Tchernobyl. La première condition de la confiance, c'est de dire la vérité. Or, le nucléaire vient, entre autres, du monde de la bombe atomique, c'est-à-dire du monde du secret. La meilleure attaque contre le nucléaire, c'est très logiquement la non-transparence, le secret. Cela faisait mouche à tous les coups, à l'époque. C'est dans ce contexte que la France a mis en place une échelle de gravité après Tchernobyl. C'est un des éléments de crédibilité, à la fois sur le front technique (les événements sont traités de façon systématique) et en termes de crédibilité externe. Cela change totalement la donne. Ensuite, on peut discuter du classement de tel ou tel, de l'appréciation partagée ou non, de la réaction des journalistes ou des exploitants sur tel ou tel événement. On est sorti d'un monde où l'accusation principale était le secret : « Ce ne sont pas des gens de confiance, puisqu'ils cachent quelque chose. » À partir de là, on ne construit aucun discours audible. La transparence est nécessaire, même si les réglages peuvent être différents.

AdM : *Comment les acteurs économiques du nucléaire peuvent-ils communiquer ?*

HM : Si des gens pensent que le nucléaire, c'est bien, il faut qu'ils aient la force de le dire, de s'organiser... Cela pose la question d'une discrétion des acteurs de la filière, de fait dans un contexte compliqué – la situation n'est pas flamboyante pour Orano, qui communique peu auprès du grand public. EDF porte la charge de Flamanville... On ne fait pas le bonheur des gens malgré eux ! Si les principaux acteurs sont au fond assez timides dans leur communication, il y a en effet un problème.

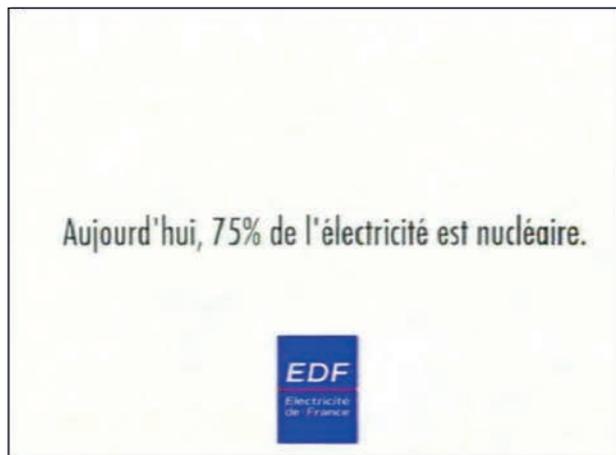
PFC : Dans toutes les instances que j'ai côtoyées dans mes différents postes, j'ai constaté des anti-nucléaires assez vocaux et des exploitants en retrait, se cachant derrière la puissance publique au sens large. On peut revenir à la question « Que dit l'État ? », mais, fondamentalement, les exploitants sont très en retrait dans les débats et cela peut devenir suspect de ne pas s'exprimer. Ce n'est pas un exercice facile, mais tenir ses convictions, les développer, c'est important.

HM : Est-ce de la prudence politique, ou le sentiment que le « sens de l'Histoire » va contre eux ? L'énergie est-elle une valeur ? Est-ce que l'énergie est une matière à communication aujourd'hui ? Est-ce que l'énergie *nucléaire* est communicable ?

(2) Franck AGGERI, « Flamanville : sait-on encore construire une centrale nucléaire ? », 14 novembre 2019, <https://www.alternatives-ecologiques.fr/franck-aggeri/flamanville-sait-on-construire-une-centrale-nucleaire/00090924> (NdR).



Publicité télévisée d'EDF (1992).



PFC : Ce que je redoutais le plus, c'est quand on m'invitait sur un plateau télé avec seulement une ONG en face de moi. Quelle position prendre ? Il manquait la personne aux manettes, pour dire ce qu'elle avait fait. Ils ont des gens qui passeraient très bien, qui sont tout à fait capables de parler de ce qu'ils font... Il y a une forme d'*omerta*. J'ai le souvenir d'un temps où les publicités d'EDF, dans les débuts des années 1990 : « Tu vois ma perceuse ? Elle est *nucléaire*... »⁽³⁾. À la fin des années 1990, c'était déjà fini, EDF revendiquait : « Nous sommes un producteur d'électricité comme les autres. »

HM : Les parties prenantes « entreprises » peuvent dire des choses, et puis tous les gens qui s'intéressent au débat...

PFC : Il commence à y avoir du répondant sur beaucoup de sujets. Les institutions sont de plus en plus présentes sur les réseaux sociaux. Tout le monde est en « posture », mais derrière, il y a des faits, de la technique. La seule réponse, c'est qu'il ne faut pas abdiquer face à cet effort. Il faut juste faire le travail de manière technique, concrète, et non dogmatique. Tout le monde a le droit de penser ce qu'il veut des sujets.

(3) <http://www.culturepub.fr/videos/edf-la-perceuse/> (NdR).

Témoignage du maire d'une commune accueillant une centrale nucléaire

Par Bertrand RINGOT
Maire de Gravelines

Construit entre 1975 et 1985, le centre nucléaire de production d'électricité de Gravelines a eu des effets importants sur le développement du territoire considéré, notamment en termes d'impacts économiques et démographiques. Des synergies industrielles territoriales ont été rendues possibles notamment avec des industries électro-intensives installées à proximité ; la création d'un comité d'ancrage comme outil de gouvernance a confirmé l'implantation territoriale très forte de la centrale nucléaire au sein du territoire pour préparer et suivre les grands travaux à réaliser.

C'est dans un souci constant d'anticipation des besoins en énergie du territoire qui s'inscrit dans une vision à long terme que nous portons une attention toute particulière au maintien d'une sécurité d'approvisionnement en énergie et à l'anticipation du démantèlement des outils de production et à leur renouvellement. Les questions relatives à l'information des populations et au rôle des différents acteurs restent un enjeu majeur.

Un vecteur de développement du territoire

L'implantation de ce site industriel a agi comme un véritable amplificateur du développement économique de l'ensemble du littoral.

Un acteur économique incontournable

Un géant en matière d'emploi

Du lancement des chantiers de construction à son exploitation actuelle, la centrale nucléaire de Gravelines a dynamisé le bassin d'emploi de toute la région. Elle est aujourd'hui le premier employeur de la ville avec 2 500 emplois directs et 14 500 emplois soutenus (directs, indirects et induits) en région.

Dans un contexte de tension sur le marché de l'emploi, les besoins en qualification professionnelle sont ciblés *a maxima* de façon à permettre aux habitants de postuler à ces emplois.

Ce sont près de cent contrats d'apprentissage qui sont signés chaque année et plus de cent cinquante étudiants qui effectuent un stage dans l'entreprise.

Des besoins importants en logements

Plus de 1 000 logements sont loués par EDF sur le littoral, dont 400 sur la seule ville de Gravelines (près de 8 % des logements de la ville).

EDF a dû récemment renouveler le parc immobilier qui avait été construit concomitamment au lancement du projet : ce sont trois cents logements supplémentaires qui ont été proposés à proximité du site. Il a ainsi été nécessaire d'échanger avec l'établissement sur la typologie de ces logements. En effet, les objectifs définis en la matière par l'opérateur au niveau national ne sont pas toujours compatibles avec les orientations d'aménagement du territoire en termes de densification.

En outre, les sites de bord de mer sont soumis à des contraintes réglementaires, la loi Littoral notamment, qui restreignent fortement leur développement.

La présence d'un site industriel de cette taille doit conduire le territoire et les collectivités à anticiper ses impacts en termes de développement urbain. En effet, il faut évaluer et planifier les besoins en infrastructures, en services, en réseau viaire, mais également en logements.

Des ressources fiscales importantes

Les retombées fiscales induites par l'implantation d'un tel site sont conséquentes et ont permis le développement de la commune, notamment durant les années 1980 et 1990. Ainsi, chaque année, l'entreprise verse 120 M€ de taxes au territoire, lesquels sont répartis entre la région, le département, la communauté urbaine, le syndicat intercommunal et la commune.

Ces ressources fiscales ont permis à la ville de se doter d'équipements (salles de sport, centres culturels...) qui bénéficient également aux habitants des communes voisines. La ville dispose ainsi d'un patrimoine équivalent à une ville de 40 000 habitants, dont un complexe sportif de rayonnement intercommunal (Sportica).

Les changements apportés à la fiscalité locale réduisent toutefois nos marges de manœuvre, nous ayant conduit à planifier de façon plus précise la réhabilitation de ce patrimoine important.

Enfin, grâce à des partenariats forts avec les acteurs locaux, la centrale s'implique dans la vie locale en soutenant des projets sociaux, sportifs ou culturels.

Des opportunités en termes de synergie industrielle

Le Dunkerquois s'est fortement industrialisé à partir du milieu des années 1960 avec le développement de son port maritime. Cette transformation s'est accompagnée d'importantes créations d'emplois, allant jusqu'à concentrer 1 emploi sur 4 sur le Dunkerquois (20 700 emplois directs).

L'installation du CNPE de Gravelines a par la suite servi de catalyseur en permettant, d'une part, l'installation de grands industriels consommateurs d'électricité et, d'autre part, le développement d'entreprises pouvant intervenir en situation de sous-traitant de premier ou de second rang.

Répondre aux besoins de sites industriels énergivores

La capacité d'un territoire à répondre aux besoins d'industriels fortement consommateurs d'électricité a constitué un atout important en termes de développement économique.

Ainsi, des sites sont venus s'implanter spécialement à Gravelines, comme BEFESA VALERA (qui valorise les poussières d'aciéries), COMILOG (production de silicomanganèse) ou encore Aluminium Dunkerque, situé à Gravelines-Loon Plage, qui consomme à lui seul l'équivalent de la production d'une demi-tranche de la centrale nucléaire de Gravelines (900 MW) pour faire fonctionner son *process*.

Autour du site, le territoire a ainsi insufflé une réelle dynamique qui fait du Dunkerquois un pôle d'excellence et d'innovation énergétique au service d'entreprises reconnues au niveau européen, voire mondial.

Un comité d'ancrage territorial

Afin de prévoir les prochaines visites décennales (VD4) et adapter le site au retour d'expérience post-Fukushima, l'exploitant va engager, entre 2014 et 2028, près de 4 milliards d'euros d'investissements pour rénover l'ensemble de ses installations.

L'objectif est clair : faire profiter au maximum ces investissements aux entreprises locales. C'est pourquoi un comité d'ancrage territorial a été mis en place en 2016. Présidé par le représentant de l'État, il permet de mettre le territoire en ordre de marche pour que les entreprises du secteur puissent se positionner sur les marchés de travaux de la centrale. Au cours des quatre dernières an-

nées, 942 millions ont déjà été dépensés sur le site, dont 300 millions qui ont bénéficié aux entreprises de la région.

Des exemples de synergies industrielles

La présence de la centrale a également permis de développer différents projets notables d'économie circulaire. Ainsi, une ferme aquacole, élevant des bars et des daurades, utilise depuis 1991 les eaux réchauffées du circuit secondaire de la centrale nucléaire. Aquanord produit actuellement 1 500 tonnes de poissons chaque année.

Par ailleurs, les eaux chaudes de la centrale nucléaire sont également utilisées depuis 2017 pour réchauffer le gaz naturel liquéfié (GNL) du terminal méthanier situé à proximité.

Différentes études avaient été menées lors de la création du site pour évaluer l'opportunité d'une valorisation de ces eaux chaudes dans le cadre d'un réseau de chaleur urbain. À l'époque, les boucles de chauffage à basse température étaient peu développées. Dans un contexte de recherche d'optimisation énergétique, un tel projet pourrait être réétudié sous un nouvel angle.

Anticiper les besoins du territoire pour les inscrire dans une vision à long terme

Lancé dans les années 1970, le programme nucléaire français est aujourd'hui à la croisée des chemins. Compte tenu de l'ampleur des investissements à déployer pour moderniser nos outils de production, les décisions nationales doivent être anticipées et les particularités de nos territoires doivent être prises en considération.

Maintenir une sécurité d'approvisionnement en énergie pour notre territoire

La transition écologique est un mouvement dans lequel notre pays est désormais résolument engagé, portée par la prise de conscience du réchauffement climatique. Celle-ci s'inscrit dans une dynamique internationale consacrée par les Accords de Paris de décembre 2015 et s'articule autour de trois points principaux : réduire nos émissions de gaz à effet de serre, réduire les consommations d'énergie et développer les énergies renouvelables.

Or, le débat sur la transition énergétique inquiète logiquement les acteurs locaux des territoires du nucléaire.

Votée le 17 août 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit une baisse de la part du nucléaire en France, la ramenant de 75 % de la production d'électricité actuellement à 50 % à l'horizon 2025. La programmation pluriannuelle de l'énergie a conclu en novembre 2018 à la fermeture d'ici à 2035 de 14 réacteurs nucléaires sur les 58 que compte l'Hexagone.

Cependant, notre territoire, et en particulier sa partie Nord, a, comme nous l'avons vu précédemment, la particularité d'être fortement industrialisé, et donc d'être consommateur d'une très grande quantité de gaz et d'électricité. Rappelons également que 67 % du mix électrique de la région Hauts-de-France est d'origine nucléaire.

Si nous nous orientons d'ores et déjà vers un développement des énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement en électricité de nos villes et de nos entreprises constitue une préoccupation croissante pour notre territoire. En effet, les énergies renouvelables peuvent-elles garantir durablement l'approvisionnement indispensable à la bonne santé économique du territoire ? Un parc européen *offshore* est en projet au large de Dunkerque. S'étendant sur une surface de 70 km², celui-ci devrait permettre de produire 600 MW, soit les deux tiers de la production d'une seule des tranches de la centrale (qui en compte six). Une complémentarité entre les énergies est indispensable, mais une question se pose : qu'en sera-t-il du stockage de l'énergie produite par ce parc ?

Anticiper le démantèlement et le renouvellement des outils de production

Les travaux entrepris au fil des années dans la centrale – construite initialement pour une durée d'exploitation de quarante ans – ont permis de moderniser cet outil de production et d'en améliorer le niveau de sûreté. En effet, l'autorisation d'exploiter une tranche nucléaire est soumise tous les dix ans à l'approbation de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire), mais aussi aux décisions de l'État.

Les tranches de Gravelines, raccordées aux réseaux entre 1980 et 1985, subiront par conséquent leur quatrième visite décennale à partir de 2020, et EDF proposera, à cette occasion, la poursuite de leur exploitation pour une durée supplémentaire de dix ans, après réalisation d'un important programme de travaux.

Toutefois, le renouvellement de ces outils de production doit être anticipé au plus vite. En effet, la durée de réalisation de travaux d'une aussi grande envergure, à laquelle il faut ajouter les temps de concertation et les délais inhérents aux procédures administratives (débat public, enquête publique...), est telle que des décisions doivent être prises rapidement.

Des risques à prendre en compte, une population à informer

Le Baromètre IRSN de perception des risques en témoigne : la question environnementale fait partie des préoccupations croissantes des Français, *a fortiori* de ceux vivant à proximité des centrales nucléaires. En outre, les accidents nucléaires de Tchernobyl et de Fukushima de même que la question de la gestion des déchets montrent la nécessité, d'une part, de mieux informer la population et, d'autre part, de préparer nos territoires à être à même d'assurer la gestion d'accidents de cette nature.

Une place à mieux définir dans la gestion de crise

Un risque à prendre en compte, des exercices de sécurité civile à renouveler

Bien que toutes les dispositions techniques soient prises pour éviter un accident dans une centrale, le risque nucléaire ne peut être écarté. S'il est évalué à un niveau national, il s'agit d'une question qui doit être également appréhendée à l'échelon local.

Il est d'ailleurs pris en compte dans des dispositions spécifiques du plan ORSEC détaillé dans les plans particuliers d'intervention. Ces plans précisent les mesures de protection à prendre et les moyens mobilisables ainsi que la coordination de leur emploi.

Pour être efficaces, ces plans doivent être testés régulièrement et la population doit être à mon sens plus largement impliquée. En effet, le cadre réglementaire impose à chacun des exploitants de l'industrie nucléaire d'organiser un exercice, au moins tous les cinq ans.

Or, les retours d'expérience pourraient être diffusés plus largement. Et ce d'autant plus que l'on constate que les consignes à appliquer en cas d'accident ne sont pas assez connues.

Vers une plus grande imbrication des plans communaux de sauvegarde

La loi de modernisation de la sécurité civile de 2004 a placé le maire au cœur de la chaîne de commandement en cas d'accident majeur. Ainsi, chaque commune couverte par un plan particulier d'intervention (PPI) ou un plan de prévention des risques (PPR) doit élaborer son plan communal de sauvegarde (PCS). Cet outil de gestion de crise vise à préparer la commune à faire face aux situations d'urgence et à s'organiser en conséquence.

La commune de Gravelines a conçu son PCS dès 2003 (avant même l'instauration de l'obligation réglementaire) et a participé à trois exercices PPI organisés sur le site de la centrale. Évidemment, l'ampleur d'un accident nucléaire dépasserait les limites de la commune et c'est le Préfet qui serait alors directeur des opérations de secours. Néanmoins, les retours d'expérience montrent que les communes auraient un rôle primordial à jouer en appui des services de secours (mise à disposition de salles, de matériels, alerte des populations...).

Certains points doivent néanmoins être précisés, notamment le cas des établissements scolaires. En effet, nos écoles ne sont pas principalement utilisées pendant le temps scolaire, elles peuvent également l'être pour la restauration scolaire, le périscolaire ou peuvent être mises à disposition pour les activités des centres aérés ou des associations. Nous gagnerions en efficacité si la gestion de ces établissements était confiée aux communes en cas d'accident majeur, tout en restant sous l'autorité du Préfet.

Enfin, comme le montre également le retour d'expérience de Lubrizol, il apparaît indispensable de moderniser nos systèmes d'alerte des populations en cas d'accident. Certes, les CNPE disposent, en plus des sirènes PPI, du système SAPPRE qui permet d'alerter la population via un automate d'appels à partir de numéros préenregistrés, mais ce système ne permet pas de toucher les téléphones portables pas plus que ceux des visiteurs des communes. Nous devons donc passer à des systèmes de diffusion cellulaire qui permettent, par le bornage des téléphones portables, d'envoyer d'office des messages à tous les téléphones relevant d'une zone.

Une question à préciser, celle du *post-accidentel*

Les catastrophes de Tchernobyl et de Fukushima en témoignent, la gestion d'un accident nucléaire devrait être pilotée sur un temps long. En effet, passée la phase d'urgence, les questions de détermination de périmètres d'éloignement (PE), de zones de protection des populations (ZPP) et de zones de surveillance renforcée des territoires (ZST) devraient être traitées, expliquées et assimilées par la population.

Dans ce cas, les habitants se tourneraient naturellement vers le maire. Les nombreuses réflexions engagées depuis 2005 par le comité directeur pour la gestion de la phase post-accidentelle (CODIRPA) ont permis de dégager un mode de gestion opératoire. Cependant, compte tenu des enjeux, il semble nécessaire de le confronter plus régulièrement aux réalités de terrain en réalisant au niveau local des exercices plus réguliers sur ce point.

Une constante croissance de la sensibilité sur la question environnementale et une méfiance de la population

La question de l'information des populations est de plus en plus prégnante dans nos sociétés. Cependant, si la convention d'Aarhus sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel a plus de vingt ans (1998), nous ne devons pas occulter le fait qu'il est encore difficile de mobiliser les habitants sur ces questions.

Un outil d'information : les Commissions locales d'information

Créées en 1981 par Pierre Mauroy, des Commissions locales d'information (CLI) sont aujourd'hui implantées autour de chacune des centrales nucléaires de France.

Celle de Gravelines a été l'une des premières à voir le jour, en 1987. Elle remplit parfaitement son rôle en tant que structure de concertation et garantit un accès à l'information aux élus locaux et aux associations. La question de la présidence de la CLI mériterait d'être réétudiée compte tenu du rôle pivot qu'y joue le maire de la commune concernée.

Toutefois, le taux de pénétration des informations reste assez faible et nous devons nous interroger sur l'utilisation de nouveaux vecteurs de communication pour toucher au plus près la population.

Les interrogations autour de la distribution des comprimés d'iode

Nos difficultés dans l'information de la population sont en partie liées à la procédure nationale de distribution des comprimés d'iode.

En effet, depuis 2005, l'État a décidé de procéder à la distribution par le biais des pharmacies.

Or, nous constatons que cette méthode ne permet ni d'aboutir à des taux de retrait satisfaisants ni d'informer la population sur la conduite à tenir en cas d'accident.

La fin de l'électronucléaire – Récit anticipatif

Par Bernard LAPONCHE

Président de l'association Global Chance

En partant du constat du caractère militaro-industriel du développement de la production d'électricité d'origine nucléaire, nous présentons dans cet article l'évolution sur la période 1950-2018 de cette industrie, allant du succès au déclin, lequel est dû à la fois à l'occurrence des grands accidents nucléaires de Three Mile Island, de Tchernobyl et de Fukushima et à la perte de sa compétitivité économique du fait de l'augmentation de ses coûts de production et de la baisse spectaculaire (très rapide à partir des années 2010) du coût des productions concurrentes d'origine renouvelable – l'éolien et le photovoltaïque –, sans que l'argument des faibles émissions de CO₂ de l'électronucléaire puisse faire pencher la balance en sa faveur. À partir de ce constat, nous présentons les évolutions conduisant à la sortie du nucléaire dans les différents pays et régions du monde et tout particulièrement en France, à partir du « grand tournant » de la décennie 2020-2030, qui verra l'instauration d'une politique énergétique basée sur la sobriété et l'efficacité énergétiques au niveau de la demande et sur les énergies renouvelables au niveau de l'offre, pour aboutir, pour ce qui concerne la production d'électricité, à la fin de l'électronucléaire dans le monde sur la période 2040-2050.

Une histoire militaro-industrielle

Les découvertes de la fission nucléaire et de la réaction en chaîne avaient trouvé une application terriblement efficace avec le projet Manhattan : l'anéantissement de Hiroshima et Nagasaki en août 1945 par deux « bombes atomiques », la première à uranium et la seconde au plutonium. Leur mise au point avait nécessité un effort industriel considérable : usines d'enrichissement d'uranium, fabrication du plutonium dans des réacteurs nucléaires, puis extraction de celui-ci par « retraitement » des combustibles irradiés. Allait suivre le développement de nouveaux réacteurs pour la propulsion des sous-marins et des porte-avions.

Tout était donc prêt pour le basculement vers la production d'électricité en recourant aux mêmes techniques, favorisé par le discours « L'atome pour la paix » du président Eisenhower aux Nations Unies en 1953 et le Price Anderson Act (1957) qui reportait sur l'État la responsabilité financière en cas d'accident grave. S'y ajoutait la création en 1957 de l'Agence internationale pour l'énergie atomique des Nations Unies, ayant en charge la promotion de l'énergie nucléaire civile, puis, en 1968, le contrôle de l'application du Traité de non-prolifération des armes nucléaires, une double responsabilité non exempte d'ambiguïté⁽¹⁾.

L'atome pour la paix profitait d'emblée de l'existence d'un système de R&D et de production industrielle et bénéficiait de l'image rédemptrice d'un nucléaire au service du progrès et de la coopération internationale, à la fois sûr et bon marché⁽²⁾. Cette alliance de Prométhée et de Janus ouvrit, dès la fin des années 1950, une période de développement de la production d'électricité d'origine nucléaire basée sur les techniques héritées du militaire : les réacteurs à eau et à uranium enrichi américains PWR et BWR⁽³⁾ et, à un degré moindre, les réacteurs à uranium naturel, graphite, gaz (UNGG), au Royaume-Uni et en France⁽⁴⁾. Le poids de l'héritage militaro-industriel était tel à l'époque que ni les considérations de sûreté des réacteurs ni la nature des déchets radioactifs ne furent des critères pris en compte pour asseoir les choix techniques concernant tant les réacteurs que le combustible⁽⁵⁾.

(1) Ambiguïté que l'on trouvait déjà dans l'accord passé en 1959 entre l'AIEA et l'OMS (Organisation mondiale de la santé).

(2) *"Too cheap to meter"* : tellement peu cher qu'il ne serait pas nécessaire de mettre des compteurs électriques.

(3) PWR : Pressurized water reactor (REP : réacteur à eau sous pression) – BWR : Boiling water reactor (REB : réacteur à eau bouillante).

(4) À partir de 1970, la filière UNGG fut abandonnée et le grand programme nucléaire français reposa dès lors sur la filière PWR (REP), sous licence Westinghouse.

(5) « Quand on regarde l'histoire de l'industrie nucléaire dans notre pays, beaucoup de décisions ont été prises sans se préoccuper vraiment des questions de sûreté. », Jacques Repussard, directeur général de l'IRSN, 5 juillet 2012 (Assemblée nationale).

Du succès au déclin

À partir du début des années 1950, l'électronucléaire en fonctionnement dans le monde a crû de façon assez régulière jusqu'à compter trente et un réacteurs couplés au réseau en 1985 et trente et un autres en 1986, puis a été constatée une décline significative suivie d'une stagnation à partir de 1991 (cinq à dix réacteurs couplés par an). La production atteint son maximum en 2006 (2 660 TWh⁽⁶⁾), pour se stabiliser ensuite (2 503 TWh en 2017). La part du nucléaire dans le mix mondial est à son maximum en 2006 (17,5 %), avant de décroître régulièrement jusqu'à 10,3 % en 2017⁽⁷⁾. À la fin des années 2010, la contribution du nucléaire à la consommation énergétique finale mondiale n'atteignait que 2 %. Ce déclin à partir de 1986, année de la catastrophe de Tchernobyl, est facile à comprendre : les trois promesses initiales – une technique sûre, propre et pas chère – s'étaient avérées mensongères.

L'accident de Three Mile Island survenu aux États-Unis en 1979 avait déjà mis à mal le dogme d'une si faible probabilité d'un accident nucléaire que celui-ci devenait impossible. Tchernobyl (1986, en URSS) et Fukushima (2011, au Japon) le confirmèrent tragiquement⁽⁸⁾. En 2016, le président de l'Autorité de sûreté nucléaire française déclarait⁽⁹⁾ : « Un accident majeur, comme ceux de Tchernobyl et de Fukushima, ne peut être exclu nulle part dans le monde, y compris en Europe. » Et pourtant, pratiquement tous les réacteurs de puissance en fonctionnement dans le monde, dans les années 2000, avaient été conçus en excluant le risque d'accident grave.

Par ailleurs, chaque étape de la vie du combustible nucléaire – extraction, conversion et enrichissement de l'uranium, fission et réaction en chaîne dans les réacteurs, retraitement éventuel des combustibles irradiés, démantèlement des installations – produisait des rejets et des déchets radioactifs dangereux pour la santé humaine et l'environnement. Aucune solution satisfaisante de gestion de ces déchets n'existait au monde : l'héritage était donc très lourd, même en l'absence d'accident. S'y ajoutaient les rejets et les déchets en cas de catastrophe nucléaire, dont les effets sont pratiquement illimités dans l'espace et dans le temps.

Le déclin de l'électronucléaire au niveau mondial, malgré les « relances » plusieurs fois annoncées au tournant du siècle, s'expliquait aussi par l'augmentation du coût du kWh produit (augmentation des coûts d'investissement, de maintenance et d'exploitation, de ceux de gestion des déchets et du démantèlement des centrales, de ceux liés aux exigences de sûreté après l'accident de Fukushima, sans oublier le coût d'un accident nucléaire⁽¹⁰⁾) et, surtout, par sa perte de compétitivité à partir des années 2010 du

fait de la révolution engendrée par la baisse très rapide des coûts de production du kWh dans les filières éolienne et photovoltaïque.

Au niveau mondial, la compétitivité de la production d'électricité éolienne ou photovoltaïque était largement prouvée dès 2017. Au titre de cette même année, les investissements dans le nucléaire s'élevaient à 16 milliards de dollars, pour 100 dans l'éolien et 160 dans le photovoltaïque⁽¹¹⁾. En novembre 2018, la banque Lazard (New York) communiquait les coûts du kWh produit pour chaque type de nouvelles installations aux États-Unis : des coûts allant de 36 à 46 \$/MWh pour les centrales photovoltaïques, de 29 à 56 \$ pour un parc éolien terrestre, de 41 à 74 \$ pour une centrale à gaz à cycle combiné, de 60 à 143 \$ pour une centrale à charbon et de 112 à 189 \$ pour une centrale nucléaire. L'Institut allemand Fraunhofer annonçait, pour sa part, un coût de 24 €/MWh à l'horizon 2030 pour les grandes centrales photovoltaïques au sol^(12 13).

Les promoteurs de l'électronucléaire avaient accueilli comme une bouffée d'air frais le sommet de Kyoto de 1997, qui organisait le début de la lutte pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et, de fait, des émissions de gaz carbonique (CO₂). Après l'échec de la relance du nucléaire dans les années 2000 et surtout après Fukushima, le « climat » devenait la bouée de sauvetage d'un nucléaire en perdition.

Par comparaison aux centrales à combustibles fossiles, l'industrie électronucléaire s'avérait faiblement émettrice de CO₂ par kWh produit (66 g/kWh pour le cycle de vie de cette production, avec néanmoins de fortes marges d'incertitude et des différences de situation importantes, – un niveau d'émissions assez voisin de celui de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque)⁽¹⁴⁾. Il faut, bien sûr, prendre en compte les économies d'électricité, dont les potentiels sont considérables et favorables sur le plan climatique. Mais les émissions de CO₂ ne pouvaient pas être le seul critère de choix du mode de production d'électricité : les rejets et les déchets radioactifs, tout comme le risque d'accident majeur, sont eux aussi des critères importants à prendre en compte, surtout si le nucléaire devait se développer à une échelle suffisante pour pouvoir peser dans le bilan mondial. Or, en 2020, il ne représentera qu'à peine une amélioration de 3 % de la réduction totale des émissions mondiales de gaz à effet de serre par rapport à celle permise par le mix électrique sans nucléaire des années 2000 pour la même production. Il aurait fallu pour accroître de façon substantielle la contri-

(6) TWh : Terawatt.heure ou milliard de kWh.

(7) Source : *World nuclear industry status report* (WNISR), 2018, Mycle Schneider Consultant.

(8) Voir l'interview publiée dans le journal *Le Monde* du 6 avril 2011, de Jacques Repussard, directeur général de l'IRSN.

(9) Pierre-Franck Chevet, *Le Monde*, 22 avril 2016.

(10) Dans un rapport de 2013, l'Institut français de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) évaluait le coût global d'un accident sur un réacteur électronucléaire français et ses conséquences à 130 milliards d'euros pour un accident grave (type Three Mile Island) et 450 milliards d'euros pour un accident majeur.

(11) Source : *World nuclear industry status report* (WNISR), 2018, Mycle Schneider Consultant.

(12) <https://www.pv-magazine.com/2018/03/20/pv-has-the-lowest-lcoe-in-germany-finds-fraunhofer-ise/>

(13) Coût en €, en 2019, du MWh produit par une installation éolienne au Mexique : 33 ; au Pérou : 34 ; au Maroc : 27 – et par une centrale photovoltaïque aux États-Unis : 28-41 ; au Mexique : 29 ; au Chili : 26 ; à Abu-Dhabi : 22 ; en Inde : 42 ; en Allemagne : 53 ; et en France : 61.

(14) Tout en observant que le remplacement d'une centrale à charbon (900 g/kWh) par une centrale à gaz à cycle combiné (350-400 g/kWh) représente, par kWh produit, un gain en termes de réduction des émissions de CO₂ supérieur à celui du remplacement de cette même centrale par une centrale nucléaire.

bution du nucléaire, une croissance totalement irréaliste du parc mondial, assortie d'une augmentation considérable de la quantité des déchets produits et du nombre des accidents, sans oublier les coûts, qui sont de plus en plus éloignés de ceux affichés par les filières renouvelables concurrentes. Ainsi, même dans l'optique d'une priorité absolue accordée à la réduction des émissions de CO₂, on pouvait constater dès la fin des années 2010 que le nucléaire était devenu le moyen le plus dangereux, le plus polluant et le plus cher de ne pas émettre du CO₂.

Le grand tournant : les années 2020-2030

Les précurseurs

Dès les années 1980, un certain nombre de pays, dont des pionniers de l'électronucléaire, avaient décidé de réduire leurs programmes ou même de « sortir du nucléaire ». Aux États-Unis, l'accident de Three Mile Island, en 1979, avait pratiquement arrêté le programme nucléaire civil⁽¹⁵⁾. À la suite de Tchernobyl, l'Autriche et l'Italie avaient décidé une sortie immédiate du nucléaire. Mais ce fut la décision, en 1998, de l'Allemagne, la première puissance économique européenne et une grande puissance nucléaire civile, d'arrêter progressivement ses centrales nucléaires à l'horizon 2022, qui eut l'impact le plus décisif. Cette décision était parfaitement claire⁽¹⁶⁾ : « L'ampleur des effets de possibles accidents nucléaires est telle que cette technique ne peut être justifiée, même si la probabilité de tels accidents est faible. Aucune solution pratique au problème de l'élimination finale des déchets hautement radioactifs n'a encore été trouvée. Les déchets radioactifs sont un fardeau pour les générations futures ; or, l'arrêt définitif de la production d'électricité d'origine nucléaire permet de supprimer la production de nouveaux déchets. La fin de l'utilisation commerciale de l'énergie nucléaire en Allemagne et l'arrêt du retraitement du combustible allemand réduisent le stock de matériaux proliférants ; à cet égard, ce choix contribue à réduire les risques de prolifération ». Et cela était dit bien avant l'accident de Fukushima.

Un mouvement de fond (scénario d'anticipation)

L'événement majeur du début de la décennie fut le constat fait, fin 2022, de la concrétisation de la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire : toutes les centrales nucléaires avaient été arrêtées au rythme prévu et la baisse de la production d'électricité nucléaire avait été plus que compensée par l'augmentation de la production d'origine renouvelable, qui s'était accompagnée d'un effort en matière d'économie d'électricité, l'ensemble aboutissant à une baisse de la contribution du charbon qui allait s'accroître au cours de la décennie. En 2040, la production d'électricité était entièrement d'origine renouvelable. Au niveau européen, l'influence de l'Allemagne était

alors considérable, notamment dans les pays d'Europe centrale. Déjà, en début de période, plus de la moitié de l'Europe des 27 ne possédait pas de centrales nucléaires et plus de la moitié de la production européenne était assurée par la France. Aucun autre pays européen n'allait se lancer après 2020 dans le nucléaire, tandis que ceux qui en étaient dotés allaient en sortir au fur et à mesure que leurs réacteurs franchissaient la durée de fonctionnement initialement prévue, autour de quarante ans. Le Royaume-Uni, après la douloureuse aventure de la construction des deux réacteurs EPR à Hinkley Point lancée par EDF Energy en 2019 et l'arrêt des dernières centrales « graphite-gaz », accentuait ses efforts dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, notamment l'éolien en mer, et renonçait à toute construction de nouveaux réacteurs.

Aux États-Unis, l'affaire était jouée depuis longtemps avec l'accident de Three Mile Island en 1979. Dès la fin des années 2010, un certain nombre de réacteurs de première génération (malgré l'autorisation obtenue de poursuivre leur activité au-delà de quarante ans d'existence) avaient été arrêtés pour des raisons économiques et les constructions de nouveaux réacteurs avaient été pour certaines interrompues. Ici comme ailleurs, les tentatives de relance du nucléaire au travers des petits réacteurs modulaires (SMR) avaient fait long feu, pour des raisons à la fois de sûreté, de sécurité et de coût.

Le Japon, après avoir redémarré quelques réacteurs après l'interruption totale de fonctionnement du parc consécutivement à la catastrophe de Fukushima, avait pris enfin conscience du risque permanent que représentent les séismes dans ce pays et constaté les échecs du retraitement et des surgénérateurs (Monju). Adopter le même choix que celui fait par les Allemands était devenu peu à peu évident pour ce grand pays industriel. En 2030, toutes les centrales nucléaires japonaises étaient définitivement arrêtées. À la fin des années 2010, les gouvernements de la Corée du Sud et de Taïwan avaient, quant à eux, affiché un objectif de sortie du nucléaire⁽¹⁷⁾.

Dans les années 2000, la Chine était devenue le nouvel eldorado de l'électronucléaire dans le monde. En 2018, 41 réacteurs de puissance y fonctionnaient (contre 58 en France et une centaine aux États-Unis). Mais cette performance ne pouvait cacher le fait qu'en 2018, la production nucléaire n'atteignait que 4,2 % de la production totale d'électricité chinoise. Déjà l'éolien et le solaire représentaient près du double de la contribution du nucléaire. Après l'accident de Fukushima, le rythme de lancement de nouvelles centrales s'était ralenti. Les centrales nucléaires étaient concentrées sur la côte Pacifique, la zone la plus peuplée du pays, et les populations autochtones avaient été très frappées par les conséquences de l'accident si proche ayant affecté le Japon, un pays pourtant si avancé ; et ce d'autant plus que la Chine était sous la menace des mêmes agressions naturelles (tremblements de terre, tsunamis). De surcroît, la Chine

(15) En 2019, on notait qu'aux États-Unis un seul réacteur avait été mis en service au cours des vingt dernières années (Watts Bar 2, mai 2014).

(16) Discours prononcé à Madrid, le 24 mai 2001, par Wolfgang Renneberg, directeur général chargé de la Sûreté nucléaire au ministère allemand de l'Environnement, de novembre 1998 à novembre 2009.

(17) <https://www.power-technology.com › features › south-korea> ; <https://www.world-nuclear-news.org › Articles › Taiwan>.

ne souhaitait pas construire de centrales à l'intérieur de son territoire, sur les grands fleuves, en raison du risque d'inondation. Après un développement basé sur des techniques étrangères (notamment américaines et françaises), la Chine avait lancé ses propres filières, mais elle avait commencé dès la fin des années 2010 à ressentir le coût de cette production par rapport à celle d'origine renouvelable, tandis que des difficultés techniques et le manque de personnel qualifié ralentissaient le rythme envisagé, sans oublier la question lancinante de la gestion des déchets nucléaires.

Au début des années 2020, avec un parc nucléaire encore jeune dont la production pourrait être maintenue pendant une ou deux décennies, se posait la question d'une stratégie de long terme pour répondre aux besoins internes et à ceux de l'exportation de réacteurs. En 2017, l'Agence internationale de l'énergie prévoyait un doublement de la puissance électrique de la Chine en 2040, avec un mix encore dominé par le charbon (32 %), suivi du photovoltaïque (22 %) et de l'éolien (18 %), et loin devant le nucléaire (3 à 4 %). Fallait-il dans ces conditions maintenir le soutien public considérable qu'exigeait la survie de l'électronucléaire, pour atteindre seulement 4 % de la puissance installée en 2040 et des perspectives d'exportation très réduites, ou, au contraire, abandonner cette technique et devenir le champion mondial de la production d'électricité renouvelable, y compris à l'exportation, en particulier en Afrique ? Le débat se poursuit pendant toute la décennie 2020-2030. Là encore, la réalité économique et la défiance croissante des populations prirent le dessus. La Chine, tout en conservant en fonctionnement une bonne partie de son parc nucléaire jusqu'à la décennie 2040, ne poursuit pas sa politique électronucléaire.

La transformation allait être beaucoup plus complexe en Russie. Dans ce pays, le nucléaire civil et le nucléaire militaire étaient restés étroitement liés, tous deux étant placés sous la responsabilité d'un même organisme d'État, Rosatom. Si le militaire était redoutable, le civil ne représentait que 18 % de la production d'électricité dans les années 2010⁽¹⁸⁾, mais il restait un symbole du progrès scientifique et du pouvoir de l'État. Dans les années 2010, Rosatom développait aussi l'exportation de réacteurs et affichait un carnet de commandes bien rempli. Un accident nucléaire sur un RBMK survenu en Russie en 2025 entraîna une réaction populaire hostile au nucléaire et la politique d'exportation se révéla de plus en plus coûteuse, la plupart des pays « intéressés » n'ayant ni le besoin ni les moyens de s'offrir une centrale nucléaire. La crise économique s'aggravant dans les années 2020, les dirigeants pensèrent enfin à réduire les dépenses par la mise en place d'une politique basée sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, s'alignant sur le modèle de l'Allemagne, le seul pays européen qui comptait pour elle. La production d'origine nucléaire commença alors à se tarir d'elle-même, faute de nouveaux investissements, et l'électronucléaire s'éteignit dans les années 2040.

(18) Filières RBMK (celle de Tchernobyl) et VVER (uranium enrichi, eau sous pression) et surgénérateurs.

En France, une révision drastique de la stratégie nucléaire

Depuis les années 1980, l'exception française était frappante : premier pays pour la part du nucléaire dans la production d'électricité⁽¹⁹⁾ ; second pays en nombre de réacteurs (en 2018 : 58 contre 99 aux États-Unis qui sont pourtant cinq fois plus peuplés) ; seul pays au monde⁽²⁰⁾ (avec la Russie, mais à un niveau beaucoup plus faible) à poursuivre le retraitement des combustibles irradiés pour la production de plutonium – malgré l'arrêt des surgénérateurs –, lequel était utilisé pour la fabrication de combustibles MOX à uranium appauvri et, de fait, au plutonium, dont l'intérêt était très discutable, du point de vue des risques, de la gestion des déchets et des coûts.

Le maintien pendant plus d'un demi-siècle de la stratégie du tout-nucléaire avait conduit la France à une situation extrêmement périlleuse. La poursuite à l'identique de cette stratégie – poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans, construction de nouveaux réacteurs EPR, poursuite de la production du plutonium et de l'utilisation du combustible MOX, maintien d'un objectif lointain pour le développement de surgénérateurs – présentait à la fin des années 2010 des risques croissants en termes de sûreté et de sécurité, mais surtout, et ce à quoi les responsables économiques et politiques étaient enfin devenus sensibles, des risques financiers considérables, notamment pour le budget de l'État. Les signaux d'alarme se multipliaient depuis plusieurs années. Le désastre de la construction de l'EPR, particulièrement ressenti par l'opinion publique, ajoutait, à une méfiance souvent masquée vis-à-vis du nucléaire depuis Fukushima, une perte de confiance dans la compagnie d'électricité EDF.

Après moult évaluations de la faillite annoncée du système, la réponse politique fut radicale. Alertés par les rapports accablants de la Cour des comptes et les avertissements répétés de l'Autorité de sûreté nucléaire, le gouvernement et le Parlement issus des élections de 2022 décidèrent un changement stratégique radical : pas de poursuite du fonctionnement des réacteurs existants au-delà de quarante ans ; arrêt du retraitement, de la production du plutonium et de l'utilisation du combustible MOX ; pas de démarrage de l'EPR de Flamanville (à la suite de la découverte de nouveaux défauts lors des essais) et pas de construction de nouveaux réacteurs (le projet EPR2 proposé par EDF sera abandonné pour des raisons économiques et de sûreté) ; lancement d'un programme national d'urgence visant à des économies en matière de consommation d'électricité, notamment en pointe ; accélération de la production d'électricité d'origine renouvelable (essentiellement éolien et photovoltaïque). Des décisions drastiques, mais pas forcément surprises, puisqu'il s'agissait en fait de mettre en œuvre le scénario « Watt » présenté en 2017 par le

(19) À fin 2017, la part du nucléaire était en France de 72 %, contre 19 % aux États-Unis et au Royaume-Uni, 15 % en Russie, 4 % au Japon (30 % avant Fukushima), 27 % en Corée du Sud, 12 % en Allemagne (30 % avant la décision de sortie), 40 % en Suède, 4 % en Chine et 3 % en Inde.
(20) Le Royaume-Uni avait arrêté cette activité en 2019.



Photo © Lynn Hilton/Shutterstock/SIPA

Monument de la catastrophe de Tchernobyl, ville déserte de Pripyat, Ukraine.

« Un accident majeur, comme ceux de Tchernobyl et de Fukushima, ne peut être exclu nulle part dans le monde, y compris en Europe. »

gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, RTE, ainsi que les scénarios de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie et surtout celui de l'association Négawatt (mettant l'accent sur la sobriété, l'efficacité, les énergies renouvelables), laquelle enrichissait son apport à la politique énergétique au travers d'un scénario européen convaincant établi au niveau international et ayant le mérite de traiter de l'ensemble du système énergétique.

La mise en œuvre de cette stratégie allait s'étaler sur une vingtaine d'années. Ce fut une réussite, car contrairement au demi-siècle précédent, tout fut organisé par la combinaison d'une large consultation publique permanente menée par la Commission nationale du débat public, sujet par sujet, et région par région, avec des négociations permanentes avec les partenaires sociaux et les associations à la fois sur l'organisation de la « sortie du nucléaire » et sur celle de la transition énergétique. Cette

politique s'avéra beaucoup plus intéressante que la politique passée en termes de développement économique et d'emplois dans les territoires. Ainsi, la sortie du nucléaire ne fut pas la perte d'un soi-disant fleuron de l'industrie française, mais plutôt la levée d'un verrou au profit d'un développement véritablement durable. La France reconnaissait enfin la justesse de la stratégie allemande et, malgré le handicap très élevé que représentait l'abandon du nucléaire au regard de son importance dans sa production d'électricité, elle bénéficiait de la baisse des coûts de production de l'électricité d'origine renouvelable, des progrès de l'efficacité énergétique, de ceux de la gestion des réseaux électriques et des techniques de stockage, autant d'avantages dont n'avait pas bénéficié l'Allemagne au début de sa transition énergétique.

The Nuclear Mission in an Integrated, Carbon-Free Energy Future

By Sherry BERNHOFT

Senior program manager for Strategic Programs and Long-Term Operations at the Electric Power Research Institute (EPRI)

Andrew SOWDER

Technical executive in the Advanced Nuclear Technology program at the Electric Power Research Institute (EPRI)

and Robert AUSTIN

Senior program manager for the Electric Power Research Institute's (EPRI), new Nuclear Plant Modernization initiative

As the global community strives to curb carbon emissions from the energy sector, focus has sharpened on the role nuclear energy can play in the effort throughout the 21st century. While the light water reactor fleet provides the nuclear generation backbone for meeting future capacity needs and emission goals, more than half of the world's nuclear power plants have surpassed 30 years in service.

The Electric Power Research Institute (EPRI), in collaboration with research entities around the world, helps turn the world's carbon neutrality challenges into opportunities. EPRI's work delivers research to answer key questions about modernization efforts that can provide safe and cost-effective life extensions for long-term operation, increase operational flexibility to support stable power grid dynamics, reduce nuclear power plant operating costs, and the examine the latest reactor technologies for more viable new nuclear power plant construction.

Introduction

As the global community strives to curb carbon emissions from the energy sector, focus has sharpened on the role nuclear energy can play in the effort. In May of 2019, the International Energy Agency (IEA) published its first report in nearly two decades addressing nuclear power. Titled "Nuclear Power in a Clean Energy System", the report identified nuclear plants as a "the largest source of low-carbon electricity in advanced economies as a whole" (IEA, 2019) and concluded that "a range of technologies, including nuclear power, will be needed for clean energy transitions around the world" (IEA, 2019).

With more than 2,500 TWh produced at nuclear power plants worldwide in 2018 (WNA, 2019), the nuclear industry is playing a large role in the energy landscape. Last year, nuclear generated 10% of the world's total electricity and was second only to hydro in global low-carbon power production (IEA, 2019). In fact, nuclear now accounts for 63% of the carbon-free power in the United States (WNA, 2019).

The Nuclear Mission in an Integrated, Carbon-Free Energy Future

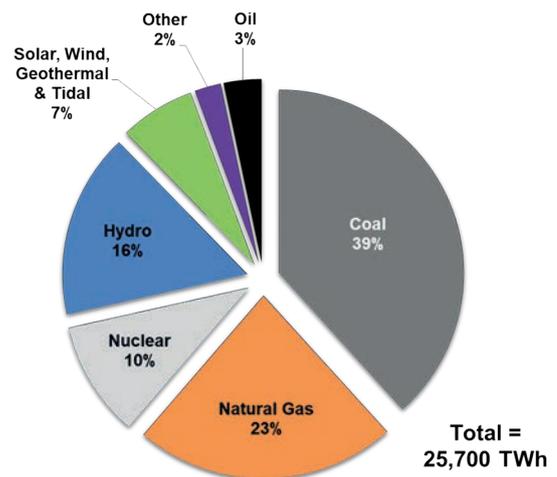


Figure 1. World electricity generation by source in 2018 [Source: IEA, 2019b].

Reference: IEA (2019b). "Electricity Information 2019."

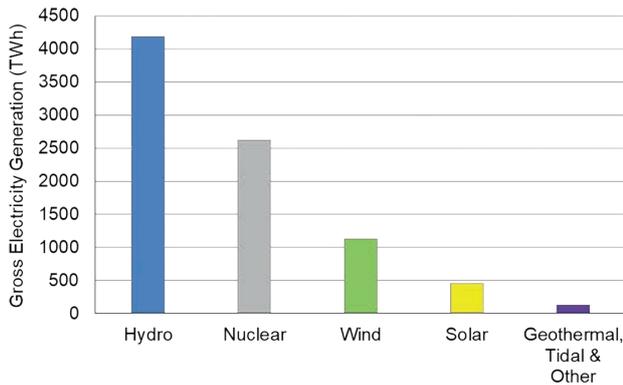


Figure 2. Global electricity generation from low-carbon sources [Source: IEA, 2019].

Reference: IEA, 2019. “Electricity Information: Overview (2019 edition).”

Nuclear power offers significant potential to address climate change throughout the 21st century. However, because nearly 60% of the world’s more than 450 nuclear power plants in operation today have been in service more than 30 years, efforts to modernize plant equipment and extend operation beyond licensed lifetimes are paramount.

The industry faces other challenges as well. While nuclear plants still produce a large portion of global low-carbon energy, growth has slowed in much of the western world. The latest nuclear additions have been in China, South Korea and Russia.

According to the IEA article, “Without additional nuclear, the clean energy transition becomes more difficult and more expensive – requiring \$1.6 trillion of additional investment in advanced economies over the next two decades” (IEA, 2019).

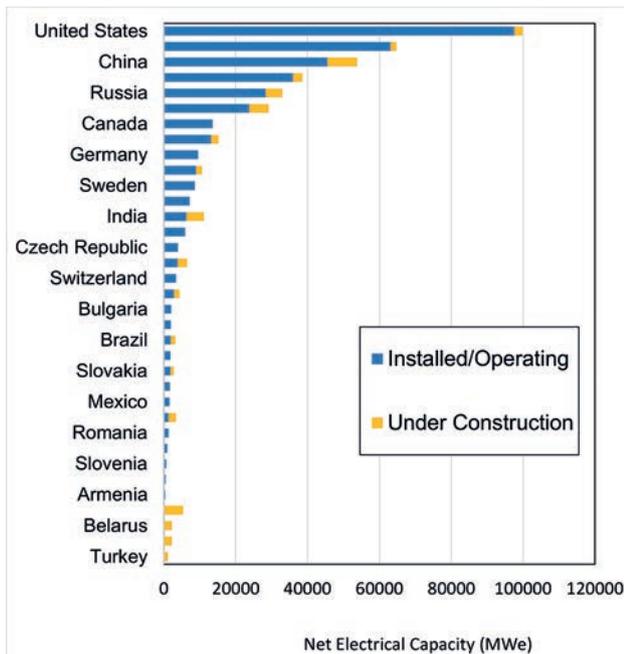


Figure 3. Nuclear electricity generation capacity in 2019 by country for existing reactors (in blue) and units under construction (orange) [Source: IAEA PRIS Database, 2019].

Making the most of industry opportunities

The IEA’s nuclear report makes policy suggestions for sustaining the nuclear power industry as an important part of the carbon neutrality equation. This means overcoming a variety of industry challenges by improving power plant economics, extending operating life, and supporting the ever-changing power grid with flexible operation.

The Electric Power Research Institute (EPRI), in collaboration with research entities around the world, turns these industry challenges into opportunities by delivering the research needed to help nuclear power plant operators answer these key questions:

- How can plant operating life be safely and cost-effectively extended?
- How can modernization efforts reduce overall plant operating costs?
- How can operational flexibility help stabilize power grid dynamics?
- How can the latest reactor technologies make new nuclear plant construction more viable?

Modernizing for reduced operating costs

When the cost of generating nuclear power is greater than the cost of purchasing power on the open market, nuclear power plant viability is on the line. So in 2018, nuclear industry stakeholders and EPRI launched the Nuclear Plant Modernization initiative to explore the potential to preserve nuclear power as a carbon-free, safe, reliable energy resource. In the initial phase of this initiative, EPRI and other organizations collaborated to determine the feasibility of reducing non-fuel operating costs through the application of existing modern technologies.

Preliminary analysis suggests that plant operators who equip their facilities with updated technologies and improved processes – such as automation, digital controls, artificial intelligence, and virtual reality tools – can reduce operating costs by 25% or more. “Automated power plants offer enormous cost-reduction potential – much greater than many in the industry realize”, said Robert Austin, EPRI’s lead for the Nuclear Plant Modernization initiative. He adds that further research may well reveal that plant modernization efforts could reduce operating costs by as much as 50%, without the need for heavy construction. A cost reduction of this magnitude could be sufficient to return many plants to economic viability.

While safety-related digital systems are the norm in such countries as France, South Korea and China, many nuclear plants are not so modern. A number of plants still use manual work processes along with either analog controls or older digital controls, making them more costly to operate. “By following suit with other energy industries, nuclear plant operators can use digital controllers and computers to significantly cut labor requirements for inspections and other tasks required for regulatory and industry compliance”, said Austin.

Other exciting digital technologies being studied as part of the Nuclear Plant Modernization initiative include artificial intelligence (AI) and virtual reality (VR). More sensors allow for greater data collection and provide the opportunity for advanced AI techniques to deliver insight regarding equipment strengths and potential vulnerabilities. Advanced technology can tap into a rich source of new and previously stored data to predict potential failures even earlier. And, because the nuclear industry shares a lot of data, EPRI is using analytics to examine large data sets and report on best practices based on observed patterns and trends.

Research on VR also has produced promising results. One project used VR to make hands-on turbine training easier, less costly, and more effective than standard training. In another project, inspection data was overlaid onto actual pipe welds in augmented reality, allowing for much more effective flaw visualization.

Another aspect of modernization involves task automation – replacing manual time-based tasks with automatic condition-based tasks. EPRI's research explores condition-based maintenance and has effectively demonstrated automation of water chemistry sampling for increased efficiency and cost savings. The initiative also is researching how drones or robots could perform radiation monitoring tasks.

EPRI's efforts to assess the feasibility and economic viability of modernization based on existing technologies are expected to be completed this year. In 2020 and 2021, the initiative will focus on providing technology demonstrations, common information models, standardized implementation methods, tools to inform decisions on plant capital investments, and detailed business cases to be published in a plant modernization handbook to help guide interested utilities.

"It could be that the cheapest way to guarantee and expand carbon-free electricity generation is modernizing existing nuclear power plants", said Austin. "Other industries have reduced their costs in this fashion. Why not nuclear?"

Extending plant life for long-term operation

The recent IEA report underlines the importance of extending the lifetime of nuclear power plants in getting the clean energy transition "back on track" (IEA, 2019). According to Sherry Bernhoft, EPRI's senior program manager for its Nuclear Power Plant (NPP) Long-Term Operations (LTO) program, although they may require significant investment in plant refurbishments, plant life extensions are much more cost effective than building new plants. "That's why EPRI started researching LTO back in 2010, drawing on a broad range of technical expertise as well as decades of data, observation and experiences collected in materials, engineering, and plant operations", said Bernhoft.

Many of the world's aging nuclear reactors are facing the critical decision of extending their operating licenses. In

the United States, the Nuclear Regulatory Commission (NRC) grants an initial 40-year operating life followed by 20-year renewal periods. Today, more than 90% of US plants have had their licenses extended from 40 to 60 years. In many other countries, reviews and extensions are tied to the International Atomic Energy Agency (IAEA) Periodic Safety Review (PSR) process.

In the US, plants are pursuing second license renewals that extend power plant life from 60 to 80 years. "Research findings to date indicate that life extension of nuclear plants beyond 60 years, and out to 80 years, is technically feasible", said Bernhoft. To achieve the goal of safe and reliable long-term operations, plant owners and operators need to implement aging management programs (AMPs). Robust AMPs include the identification of material degradation, inspection techniques, evaluation methodology, and repair or replacement criteria.

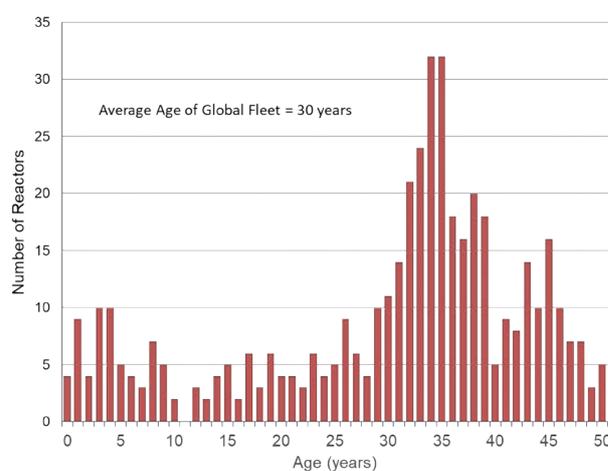


Figure 4. Age profile of global nuclear reactor fleet [Source: IAEA PRIS Database, 2019].

Reference: IAEA PRIS Database, 2019.

Because nuclear plants in the US are on average five to 10 years older than nuclear plants in Europe and Asia, their operating experience and management philosophy informed the development of the first set of AMPs required for license renewal by the NRC. Those AMPs helped create the US Generic Aging Lessons Learned (GALL) report, which became a starting point and forerunner for the IAEA's International Generic Aging Lessons Learned (IGALL) report. The IGALL serves as the framework in many countries for nuclear power plant extended operations around the world.

The AMPs in the IGALL, now in its third revision, are reviewed and updated regularly based on evolving operating experience, new research results and inspection findings, and the sharing of global operating experience. Broad international collaboration remains essential to ensure a sound technical foundation for the life extension of nuclear power plants.

EPRI, in collaboration with research entities around the world, has played a vital part in studying and reporting on the technical details that nuclear power plant operators need to make informed decisions related to plant life

extension and refurbishments. Its research has provided a scientific and technical foundation for AMPs that address safety, performance, and cost. Bernhoft notes that more than 125 different EPRI research reports were referenced in the IGALL report.

“EPRI’s LTO research has focused on two key areas: components critical to nuclear power plant safety and systems or equipment that are hard to replace”, explained Bernhoft. These include the reactor pressure vessel, reactor internals, large concrete civil structures, and the electrical cable system. The goal is to help power plant operators avoid cost-prohibitive component replacements that could lead to plant closure.

Stabilizing the grid with flexible operation and storage solutions

As the world’s dependency on renewable sources builds, the IEA report also focuses on nuclear plant flexibility. The predictable energy system of the past – predominantly based on coal, nuclear, and gas plants – is morphing into a more dynamic end-to-end power system. For instance, with the addition of wind and solar farms, nuclear power can support grid stability, adjusting power output to deal with the seasonal and day-to-day variations that renewable energy brings. In addition, the energy system of today also must respond to the effects of a growing number of electric vehicles and changes to the transmission system.

Bernhoft who also is EPRI’s senior program manager for its NPP Flexible Operations initiative, states that, “In France, nuclear power plants have been setting an example for flexible operation since the 1980s, but much of the rest of the world is still working hard to catch up.” In 2012, proactive research under the Flexible Operations initiative was started to understand the impacts to plant operation associated with varying power output. This research has helped shift the nuclear power plant paradigm from baseload operation to much more flexible operation that can better accommodate the integration of growing renewables capacity into the electrical system.

Based on its research, EPRI has published best practices for plants that want to operate more flexibly with manageable impacts. Findings point to the need for changes to maintenance schedules and practices, including more frequent chemistry monitoring and core internals inspections.

Future research is targeted to integrated energy systems, with one possible application using electrical power from a nuclear asset to produce and store hydrogen during periods of over-production from renewables. This type of application will allow the nuclear plant to provide valuable grid services, limit the curtailment of renewables and produce another potential source of revenue for the plant operator.

Exploring small modular reactor and advanced reactor technologies

More than a decade ago, there were great expectations for a “nuclear renaissance” yielding new fleets of advanced

light water reactors (ALWRs) in the US and globally. While the anticipated number of new plants coming online in the US and Europe has dwindled to a handful, a renaissance has indeed occurred, and continues in China and other Asian countries. “While these newer plants look a lot like the rest of the fleet, many are ‘Generation III’ plants that offer enhanced safety through the incorporation of passive systems using natural circulation and large inventories of water”, said Andrew Sowder, EPRI’s technical executive for its Advanced Reactors initiative. “This new generation of plants was also intended to offer improved economics through standardization and simplicity.” However, construction delays and escalating costs have undermined the economics and competitiveness of these massive plants in the West.

The IEA’s nuclear report makes clear the importance of supporting innovation in lower cost reactor designs that can be put into operation more quickly. These newer reactors also need to offer better operating flexibility to support growing renewable capacity in the grid.

EPRI’s Advanced Nuclear Technology (ANT) program has been tracking progress made on light water small modular reactors (SMRs). SMRs potentially offer favorable alternatives to the traditional large nuclear plant, including reduced financial risk per unit and improved licensing due to factory-based manufacturing and modular transportation and construction. “These units have much smaller footprints, with output measured in hundreds – rather than thousands – of megawatts, and also offer utilities right-sized options for providing new generation for regions and countries with smaller grids and for repowering decommissioned coal plant sites”, explained Sowder. “Avoiding the need for a huge piece of property and new transmission infrastructure makes for a much more attractive, lower-risk option for many utilities.”

A major focus of the ANT program over the past two decades has been to support the design, licensing, and deployment of ALWRs. A key outcome of this collaborative effort is EPRI’s Utility Requirements Document (URD), which provides a comprehensive set of design requirements to help utilities deploy a third generation of robust nuclear plants that are simpler and offer increased safety margins. Updated in 2014, the URD now includes research on light water SMR technologies. “EPRI’s URD provides the reactor development community with a blueprint to follow to make sure that their SMR products align with the needs of the utilities and the industry”, said Sowder.

Recently, EPRI has focused its research on innovative materials and advanced manufacturing techniques needed to fully realize the benefits of factory fabrication of SMR reactor pressure vessels. As part of this Advanced Manufacturing project, EPRI researchers funded by the US Department of Energy (DOE) and in collaboration with UK manufacturers, suppliers, and NuScale Power, are examining new tools and methods such as powder metallurgy, electron beam welding, and additive manufacturing (also known as 3D printing) that improve the

quality and speed of the manufacturing process – allowing reactor vessels to be built in months instead of years, while cutting costs by as much as 40%. In another study, a team looked at ways to reduce operating costs through chemistry automation programs. By simplifying processes and reducing manual operations, corrosion risks can be reduced. “This effort has led to specific projects that are now being demonstrated at operating plants”, said Sowder. “Another thing we see in our research is a lot of cross-fertilization. For instance, research and technologies for new plants can also benefit existing plant initiatives such as the Nuclear Plant Modernization initiative.”

Finally, EPRI’s ANT team is looking beyond current Generation III and SMR technology to more advanced non-LWR reactor technologies that go back to the drawing board to examine higher temperature and lower pressure operation using new technologies, coolants, and fuels. “EPRI always has its eye on the next technology coming down the line,” said Sowder. While Generation IV or advanced reactors have yet to be commercialized, these new designs have the potential to offer substantial improvements in terms of natural resource utilization, inherent safety, proliferation resistance, and security. Of course, they also will need to be economically competitive if their potential for delivering scalable, dispatchable, energy-dense, and non-emitting generation is to be realized. “For instance, we likely will see advancements in the use of nuclear heat for industrial purposes as well as the production and storage of hydrogen for added grid flexibility”, Sowder said.

Conclusions

When we consider tomorrow’s energy landscape, we likely will face a less forecastable, and more dynamic power system. It seems clear, however, that whatever the future brings there will be a role for nuclear well into the 21st century. The light water reactor fleet provides the nuclear generation backbone for meeting capacity needs and emission goals.

Meanwhile, many power plant owners will focus on safely and cost-effectively extending equipment life for continued long-term operation, modernizing plants for improved economics, and enhancing operational flexibility to help stabilize power grid dynamics. In the medium- and long-term, advances in reactor technologies should make new nuclear plant investment more viable, potentially bringing on the next nuclear renaissance.

Bibliography

IEA (2019), “Nuclear Power in a Clean Energy System”, p. 80, <https://www.iea.org/publications/nuclear/>

IEA (2019), “Nuclear Power in a Clean Energy System”, p. 3.

World Nuclear Association (2019), “Nuclear Power in the World Today”, <https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>

About EPRI’s Research Programs

EPRI, established in 1973, is an independent, nonprofit, collaborative organization that conducts research and development (R&D) relating to generation, delivery and use of electricity for the benefit of the public. Today, more than 350 reactors worldwide, representing 79% of the world’s commercial nuclear units, participate in EPRI’s nuclear sector programs. Research efforts are enhanced through collaboration with various global entities, including the IAEA, OECD-Nuclear Energy Agency (NEA), Électricité de France (EDF) and its Material Aging Institute, World Association of Nuclear Operators (WANO), Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) in Japan, and the US DOE.

EPRI Product References

Nuclear Plant Modernization

The Economics of Nuclear Plant Modernization in U.S. Markets, Product ID: 3002014737, January 2019.

Common Design Package for Wireless Ultrasonic Sensors and Associated Equipment, Product ID: 3002015806, July 2019.

Digital Engineering Guide: Decision Making Using Systems Engineering, Product ID: 3002011816, October 2018.

Long-Term Operations

2018 Update to EPRI Product Mapping to IAEA International Generic Aging Lessons Learned (IGALL) Management Program Categories, Product ID: 3002013053, November 2018.

Flexible Plant Operation

Executive Summary of Lessons Learned from Transitioning to Flexible Operations, 2014-2018, Product ID: 3002012086, September 2018.

Advanced Nuclear Technology

Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document, Revision 13, Product ID: 3002003129, 2014.

Using Technology for Staff Optimization, Improved Effectiveness, and Cost Reduction, Product ID: 3002007071, March 2016.

Assessment of Automation Technologies to Reduce Chemistry and Radiochemistry O&M Costs, Product ID: 3002010493, December 2017.

IEA (2019), “Nuclear Power in a Clean Energy System”, p. 3.

World Nuclear Association (2019), “Nuclear Power in the World Today”, <https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>

IEA (2019), “Nuclear Power in a Clean Energy System”.

IEA (2019), “Nuclear Power in a Clean Energy System”, p. 3.

Réacteurs de 4^{ème} génération

Éléments d'analyse des technologies et perspectives

Par **Didier PILLET**

Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Économie

Alors que le déploiement de réacteurs nucléaires, dits de « troisième génération », amorce son démarrage au niveau mondial, notamment avec les réacteurs EPR de Taishan 1 et 2 récemment raccordés au réseau chinois, les études sur les réacteurs dits de « quatrième génération » se poursuivent au sein du forum « Génération IV ». Ce forum, regroupant 14 pays, a amorcé ses travaux en 2000, avec l'objectif d'identifier les meilleures solutions susceptibles de répondre aux nombreux défis posés, en ce début de XXI^e siècle, en matière d'énergie et de climat, avec, en toile de fond, la possible raréfaction des ressources en uranium fissile (²³⁵U) d'ici à la fin de ce siècle. Dans cet article, après une présentation des différentes technologies en lice dans le cadre de ce forum « Génération IV », un focus particulier sera fait sur les travaux d'ores et déjà réalisés au sein du projet ASTRID, ainsi que sur les conditions de déploiement des RNR-Na envisagé en France, dans le cadre de ce projet, compte tenu notamment de la décision récente de reporter le développement d'un démonstrateur au-delà de 2050.

Introduction

Après un bref rappel historique des étapes du déploiement du nucléaire civil au niveau mondial, cet article évoquera les raisons qui ont conduit aux études menées autour des réacteurs dits de « quatrième génération », et, en particulier, celles conduites dans le cadre du forum « Génération IV » (en anglais GIF pour : Generation IV international forum). Seront ainsi passées en revue les six technologies retenues dans le cadre de ce forum, en examinant tout particulièrement la question des réacteurs rapides au sodium (RNR-Na), technologie dans laquelle la France s'est investie, notamment à travers sa participation active dans le projet ASTRID. Nous analyserons également comment le déploiement de ces technologies peut s'envisager en France, avec la récente décision de reporter, au-delà de 2050, le développement du démonstrateur prévu dans le cadre de ce projet.

Des débuts du nucléaire civil, aux récents travaux du GIF

Depuis le démarrage du nucléaire civil dans les années 1950, deux générations de réacteurs se sont succédé (voir la Figure 1 de la page suivante).

Si la première période a été caractérisée par le déploiement des tout premiers prototypes de réacteurs nucléaires, ceux constituant la « génération I », ce n'est que lors de

la seconde période, amorcée au début des années 1970, que les réacteurs électronucléaires commerciaux, ceux de la « génération II », ont vu le jour et se sont rapidement déployés dans les deux à trois décennies qui ont suivi.

Vers la fin des années 1990, ces réacteurs constituaient la quasi-totalité des réacteurs alors en fonctionnement, lorsque la nécessité de relancer l'activité nucléaire s'est imposée au niveau mondial. Cette relance du nucléaire est intervenue après une période de stagnation et d'interrogation, qui, elle-même, avait fait suite aux accidents intervenus à Three-Mile Island (1979), d'une part, et à Tchernobyl (1986), d'autre part. Les raisons de cette relance étaient multiples. Il s'agissait notamment, avec cette « troisième génération » de réacteurs (GIII) : 1) d'anticiper le remplacement des réacteurs de génération II, 2) de profiter de cette étape pour concevoir des réacteurs à la fois plus sûrs et plus efficaces, ou encore 3) de prendre en compte la préoccupation grandissante à l'égard du réchauffement climatique, en capitalisant sur le faible impact climatique des technologies nucléaires.

Parmi les solutions mises au point dans le cadre de cette relance, et dont nous assistons actuellement au déploiement, on peut citer les réacteurs avancés à eau bouillante (Advanced boiling water reactor : ABWR), les AP1000 ou bien encore les réacteurs pressurisés européens (European pressurised reactor : EPR). Plus récemment, toujours dans cette catégorie, un intérêt s'est fait jour autour

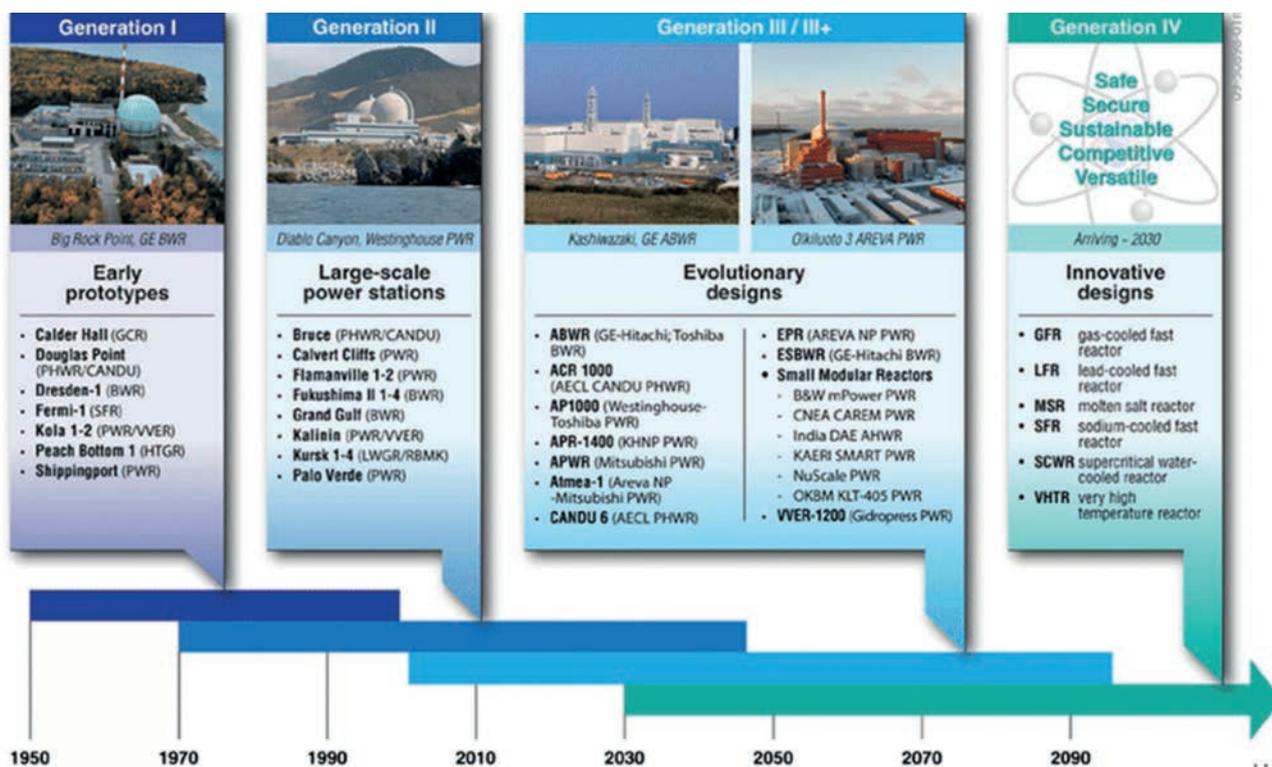


Figure 1 : Les générations de réacteurs nucléaires passées présentes et futures (source : https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_9260/Public).

du concept de réacteur modulaire de petite taille, le SMR (Small modular reactor). Ce type de réacteur se caractérise par de faibles puissances (de 10 à 300 MWe), et une construction modulaire standardisée en usine, pouvant le rendre compétitif sur le plan économique, malgré la perte de gains d'échelle. Des études sont actuellement en cours sur les perspectives de marché et la compétitivité du concept développé par le consortium français rassemblant EDF, TechnicAtome, Naval Group et le CEA⁽¹⁾.

Ces développements récents interviennent alors que l'étape suivante, la préparation de la « génération IV », est engagée depuis maintenant près de vingt ans. À cet effet, deux programmes internationaux, l'INPRO et le GIF, ont été initiés en 2000. L'INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) a été lancé pour faire en sorte que l'énergie nucléaire continue de contribuer à répondre aux besoins mondiaux en énergie jusqu'à la fin du XXI^e siècle. Pour cela, il offre aux experts et aux décideurs politiques des pays industrialisés, ainsi qu'à ceux des pays en développement, un espace de discussion et de coopération sur des questions, telles que la planification, le développement ou encore l'exploitation durable de l'énergie nucléaire. Le GIF a, pour sa part, une orientation essentiellement technologique, dont les détails font l'objet des paragraphes qui suivent.

Le forum GIF et ses objectifs

Le forum GIF est une initiative du département de l'Énergie des États-Unis destinée à instaurer une coopération internationale dans le cadre du développement des systèmes nucléaires dits de quatrième génération. Aux neuf membres fondateurs⁽²⁾, signataires de la charte du GIF en juillet 2001, se sont ajoutés par la suite cinq autres membres, également signataires de la charte. Il s'agit de la Suisse (2002), d'Euratom (2003), de la Chine et la Russie (2006), et, plus récemment, de l'Australie (2016).

Très concrètement, il s'agit de mener au sein de ce forum des recherches pour tester la faisabilité et le rendement des futures filières nucléaires de génération IV, et d'en assurer la disponibilité, à des fins industrielles, à l'horizon 2030. Pour cela, plusieurs objectifs ont été assignés aux membres du GIF, à savoir :

- améliorer la durabilité du nucléaire par une utilisation plus efficace du combustible : en l'occurrence, il s'agit d'économiser l'uranium 235 (²³⁵U), soit en améliorant l'efficacité des réacteurs actuels, soit, surtout, en ayant recours à la surgénération en s'appuyant sur les ressources en uranium 238 (²³⁸U) ou en thorium 232 (²³²Th), qui sont les isotopes fertiles⁽³⁾ envisagés pour alimenter les réacteurs de génération IV ;

(1) Le 17 septembre 2019, lors de la Conférence générale de l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont dévoilé NUWARDTM, un projet de petit réacteur modulaire. Cette solution, basée sur la technologie REP, est destinée à répondre aux besoins croissants du marché de l'électricité décarbonée, sûre et compétitive, sur le segment de puissance 300-400 MWe.

(2) Les neuf membres fondateurs du GIF sont : l'Argentine, le Brésil, le Canada, les États-Unis, la France, le Japon, la Corée du Sud, le Royaume-Uni et l'Afrique du Sud.

(3) Un isotope fertile est un isotope qui peut produire un isotope fissile à la suite de la capture d'un neutron, directement, ou après désintégration radioactive.

- améliorer la sûreté et la fiabilité des réacteurs : une des voies envisagées consisterait à aller vers plus de passivité dans le système de sauvegarde, en particulier en cas d'accident du réacteur ;
- réduire la production de déchets : cette minimisation de la production de déchets serait réalisée en recyclant le plus possible les noyaux lourds actuellement rejetés, et en limitant l'activation des matériaux de structure environnant le cœur ;
- assurer une compétitivité économique aux filières de génération IV : cela au regard des autres énergies, mais également vis-à-vis des technologies nucléaires de générations III/III+ ;
- réduire le risque de prolifération : il s'agit ici, sur l'ensemble du cycle du combustible, d'éviter que de la matière fissile puisse être isolée afin de produire une matière fissile de qualité militaire.

Les filières technologiques retenues dans le cadre du GIF

En 2002, après avoir examiné les quelque 200 concepts proposés par les membres du GIF, ces derniers ont retenu six filières technologiques. Ces filières sont détaillées dans un document élaboré au sein du forum GIF et intitulé « Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems »⁽⁴⁾. Il est à noter que parmi ces six filières, quatre fonctionnent en régime dit « neutrons rapides », les deux autres constituant des variantes de réacteurs fonctionnant en régime dit « neutrons thermiques ». Ces deux régimes se distinguent par le spectre énergétique des neutrons intervenant dans les processus de fission, ainsi que par les combustibles mobilisés dans ces processus (voir l'Encadré 1 ci-après).

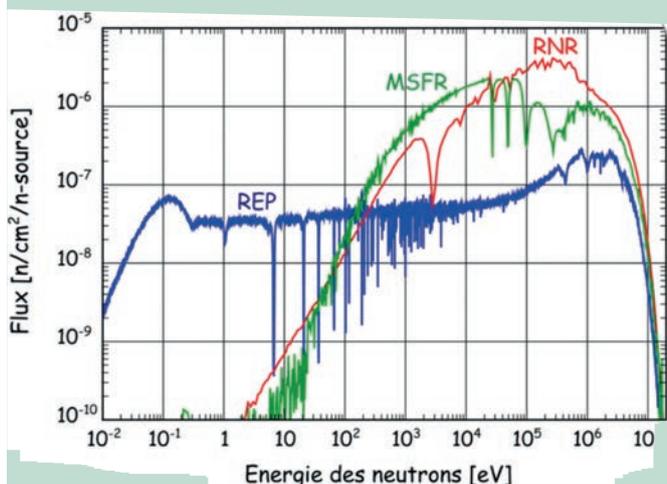
(4) Voir : https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_40481/technology-roadmap

Dans leurs grandes lignes, les six technologies retenues par le GIF présentent les caractéristiques suivantes :

- *le réacteur à neutrons rapides à caloporteur sodium (RNR-Na)* : le réacteur dont il est question ici est un réacteur régénératif à combustible solide et refroidi au sodium. De nombreux pays ont étudié ce type de réacteur, par exemple la Russie, le Japon, les États-Unis et, plus récemment, l'Inde et la Chine. Sans oublier la France qui possède une longue expérience de ce type de réacteurs avec les réacteurs Rapsodie, Phénix et Superphénix, une expérience mise à profit dans le cadre du projet ASTRID, sous maîtrise d'ouvrage CEA, et sur lequel nous reviendrons dans la suite de cet article. L'une des difficultés avec les RNR au sodium réside dans l'inflammabilité du sodium, ce qui impose des contraintes en termes de conception. Par ailleurs, une particularité du réacteur Superphénix était de présenter un « coefficient de vidange »⁽⁵⁾ positif, ce qui, dans le cadre du GIF, représente un des points à traiter en vue d'une amélioration de la sûreté ;
- *le réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb (RNR-Pb)* : ce réacteur fonctionne selon le même principe que le RNR au sodium, mais cette fois-ci avec du plomb liquide comme caloporteur. Si cette solution permet de résoudre le problème d'inflammabilité rencontrée avec le sodium, son « coefficient de vidange », également positif, est en revanche plus marqué que celui du RNR au sodium ;

(5) S'agissant des RNR-Na, ce coefficient traduit la variation de réactivité du cœur du réacteur intervenant lors d'une élévation de température conduisant à une amorce d'ébullition du sodium. Dans le cas de Superphénix, ce coefficient était positif, ce qui conduisait à une possibilité d'emballement des réactions en chaîne en pareille situation. Ce coefficient est à ne pas confondre avec le « coefficient de température », celui-ci traduisant la réaction du réacteur à des fluctuations de température, et devant être systématiquement globalement négatif afin de garantir la stabilité de ce dernier. Celle-ci est principalement due à ^{238}U , dont les captures stériles s'accroissent avec la température (effet « Doppler »), entraînant donc une contre-réaction négative.

Régime de neutrons « rapides » versus régime de neutrons « thermiques » Comparaison des spectres neutroniques entre réacteurs REP et RNR-Na/MSFR



La figure ci-contre donne la répartition des flux de neutrons, en fonction de leur énergie, exprimée en électronvolt (eV). Les différences entre REP, d'une part, et RNR/MSFR, d'autre part, proviennent notamment des effets liés au spectre énergétique des neutrons. Ceux-ci sont majoritairement lents (quelques eV) dans le cas des REP, car ralentis par un modérateur afin de favoriser la fission de ^{235}U . On parle alors de régime thermique. À l'inverse, ils sont majoritairement rapides dans le cas des RNR et des MSFR, où l'absence de modérateur les maintient dans une plage énergétique de l'ordre de quelques centaines de keV, favorisant cette fois-ci la fission de l'ensemble des isotopes de l'uranium, ainsi que ceux des transuraniens (Pu, Np, Am, Cu...). On parle dans ce cas de régime rapide.

Encadré 1 : Différence de fonctionnement des réacteurs, entre régimes de neutrons « rapide » et « thermique »
(source : https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/ue_2016/05-Heuer_Creusot-2016_MSFR.pdf).

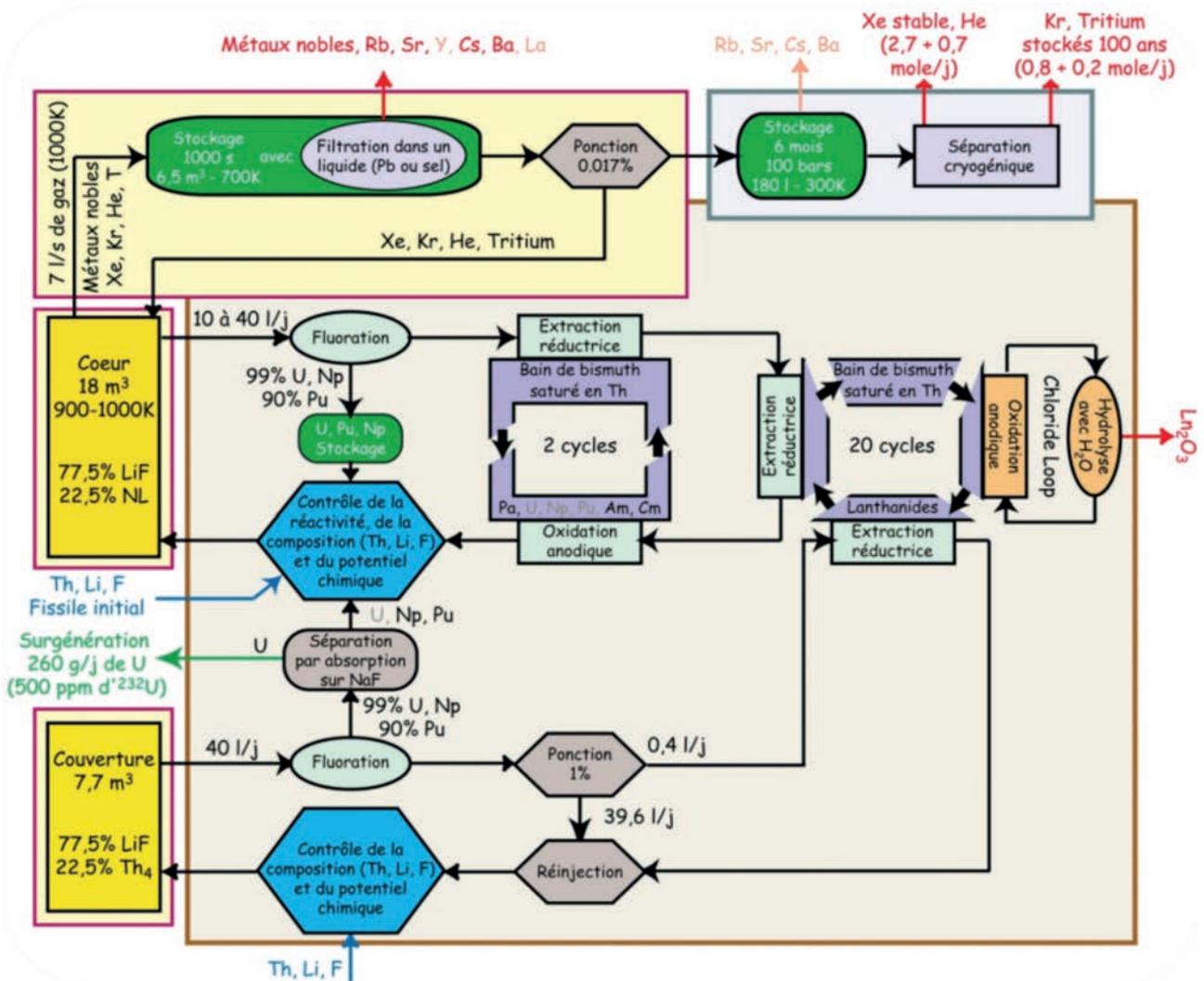


Figure 2 : Synoptique d'un réacteur MSFR « de référence » au thorium fonctionnant en mode surgénérateur⁽⁶⁾.

- **le réacteur à neutrons rapides à caloporteur gaz (RNR-G)** : il s'agit ici d'un réacteur régénérateur en combustible solide, le refroidissement étant assuré par de l'hélium. La haute température obtenue avec ce réacteur (plus de 1 000°C), outre l'obtention de très bons rendements de production d'électricité, offre la possibilité d'utiliser directement la chaleur dans des procédés industriels, comme la production d'hydrogène par craquage de l'eau. En France, le CEA travaille lui aussi sur cette technologie, avec une option à long terme étudiée dans le cadre du projet de réacteur expérimental ALLEGRO, pour lequel plusieurs verrous technologiques importants subsistent (assurer la bonne tenue jusqu'à 1 600 °C des gaines en carbure de silicium, sûreté en cas de dépressurisation...). Cette solution suscite également un intérêt dans quelques pays de l'Est (Hongrie, Pologne, Slovaquie et République Tchèque) ;
- **le réacteur à sels fondus (RSF)** : le concept ici mis en œuvre est totalement différent des précédents, avec un combustible liquide, mélange de fluorures où sont dis-

soutes les matières fertiles et fissiles, un mélange qui fait également office de caloporteur. En France, le concept a été repris par le CNRS qui a abouti au projet MSFR (Molten salt fast reactor). Cette solution présente plusieurs avantages, tels que :

- la possibilité, en cas d'accident, de vidanger le cœur du réacteur en quelques minutes seulement ;
- la possibilité de contrôler la composition du combustible au jour le jour (voir la Figure 2 ci-dessus), minimisant ainsi les risques de prolifération ;
- des « coefficients de température » et des « coefficients de vidange » négatifs ;
- un fonctionnement à des températures de l'ordre de 800°C.

En outre, s'agissant des combustibles utilisés, il a été établi que le fonctionnement d'un tel réacteur présentait les meilleurs résultats avec le couple $^{233}\text{U}/^{232}\text{Th}$ associé à du fluorure de lithium (LiF), ce qui ouvre des perspectives intéressantes, dans la mesure où les ressources terrestres en thorium seraient 2 à 3 fois plus importantes que les ressources en uranium.

Néanmoins, le manque de retour d'expérience sur cette technologie nécessitera de reprendre à la base des études dans nombre de domaines, avant de valider une version

(6) Source : https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/ue_2016/05-Heuer_Creusot-2016_MSFR.pdf

industrialisable. C'est en particulier le cas du système de traitement, au jour le jour, du combustible liquide.

Par ailleurs, l' ^{233}U , l'élément fissile du couple $^{233}\text{U}/^{232}\text{Th}$, est un isotope de l'uranium qui n'entre pas dans la composition de l'uranium disponible dans la nature. L'amorçage d'un réacteur MSFR à partir d'un mélange $^{233}\text{U}/^{232}\text{Th}$ ⁽⁷⁾ nécessitera donc de constituer au préalable un stock de cet isotope, ce qui peut se faire en soumettant du thorium naturel à un flux de neutrons. En pratique, cela sera obtenu en disposant ce thorium autour d'un cœur de réacteur⁽⁸⁾ afin que les neutrons échappés du cœur puissent contribuer à la fertilisation du thorium, puis, par décroissance radioactive, à la production d' ^{233}U . Dans le cas d'un MSFR « de référence » au thorium, une telle couverture pourra également être mise en place afin, par exemple, de produire plus d' ^{233}U que la quantité consommée par le réacteur. Le réacteur fonctionne alors en mode « surgénérateur », comme illustré dans la Figure 2 de la page précédente, où l'on notera que la surgénération se traduit par un surplus de 260 g/j d' ^{233}U ⁽⁹⁾.

- *le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC)* : contrairement aux quatre technologies présentées ci-dessus, ce type de réacteur fonctionne en régime thermique. Il se situe dans le prolongement des réacteurs actuels, avec un fonctionnement à 550°C au lieu de 320°C pour les REP actuels, le but étant ici de tirer avantage d'une température de fonctionnement supérieure, tout en gardant les acquis des réacteurs actuels ;
- *le réacteur à très haute température (RTHT)* : fonctionnant également en régime thermique, ce type de réacteur est un système associant le graphite pour la fonction de modération, et l'hélium pour le refroidissement, ce dernier circulant sous pression (50 à 90 bars). Bien que non régénérateur, le fonctionnement de ce réacteur très haute température autorise une réduction de la consommation de combustible, rendue possible par l'augmentation des rendements thermodynamiques de conversion de la chaleur en électricité, conséquence des températures de l'ordre de 800-900°C permises par l'hélium. Un exemple de réacteur THT est donné par le réacteur, dit « à lit de boulets », où le combustible, qui se présente sous forme de boulets⁽¹⁰⁾, assure une réten-

tion quasi parfaite des produits de fission, mais aussi une quasi-impossibilité de réaliser un retraitement, un avantage du point de vue du risque de prolifération, mais plutôt un inconvénient s'agissant des possibilités de recyclage en réacteur RNR.

Les contributions des différents membres au sein du GIF

Le Tableau 1 de la page suivante reprend les six technologies retenues par le GIF et résumées brièvement ci-dessus. Il indique, par ailleurs, les contributions apportées dans chacune des filières par les membres du forum, telles qu'elles étaient définies en septembre 2016. La nature des contributions y est spécifiée selon trois niveaux qui vont de la participation en tant que simple observateur, à la contribution active, en passant par une contribution plus limitée. Parmi les six filières, la filière RNR-Na se détachait alors particulièrement du lot en comptabilisant pas moins de cinq contributeurs actifs, dont la France avec le projet ASTRID. Telle était la situation à la fin 2016, mais nous verrons plus loin que, depuis cette date, quelques changements sont intervenus concernant ce dernier projet.

Focus sur le développement des RNR en France et dans le monde

L'idée des réacteurs à neutrons rapides est apparue dès le début des développements du nucléaire civil, avec notamment la perspective intéressante d'un fonctionnement en mode surgénérateur dans le cas d'une utilisation du plutonium comme combustible, cela compte tenu de l'excellent bilan neutronique de ce dernier. Dit autrement, le RNR est un réacteur qui permet de produire plus de matière fissile (le plutonium) qu'il n'en consomme⁽¹¹⁾, en exploitant l' ^{238}U , présent à 99,3 % dans l'uranium naturel, et qui, après capture neutronique, conduit à la production de ^{239}Pu . Initiées aux États-Unis, dans les années 1944-45, les premières études sur les RNR surgénérateurs (en anglais *breeder*), alors motivées par la crainte d'un manque d'uranium, ont conduit à la réalisation d'un réacteur expérimental de puissance (1,4 MWth), l'EBR-1 (Experimental breeder reactor n°1), conçu pour produire de l'électricité.

De nos jours, sur le plan international, la filière des réacteurs rapides est au centre des stratégies à long terme sur l'énergie nucléaire. Comme souligné ci-dessus, c'est la filière RNR-Na qui, dans le cadre du GIF, regroupe le plus de contributeurs actifs. Parmi ceux-ci, on mentionnera tout spécialement la Russie qui exploite actuellement deux démonstrateurs RNR-Na industriels : 1) le réacteur

(7) Il est à noter que, s'agissant des réacteurs MSFR, l'amorçage peut également se faire plus directement à partir d'éléments fissiles transuraniens (TRU), tels que le plutonium, le neptunium, l'américium ou le curium, voire à partir d' ^{235}U enrichi (enrichissement de l'ordre de 13%).

(8) Ce réacteur n'est pas nécessairement de type MSFR, il peut également être de type REP. Ce qui compte ici, c'est la production d'un flux de neutrons capables de fertiliser le thorium installé autour du cœur.

(9) Ce surplus d' ^{233}U est obtenu en considérant une composition du cœur en éléments lourds quasi stabilisée, laquelle est atteinte après une durée de fonctionnement de l'ordre de 50-60 ans. Pour ce qui concerne l' ^{233}U , cela correspond à une masse stabilisée de 7,5 tonnes, sachant que pour initialiser ce réacteur d'une puissance de 1,4 GWe, une masse d' ^{233}U avoisinant les 5 tonnes aura été nécessaire. Le rapprochement de ces quelques chiffres conduit à un temps minimal de doublement de l'ordre de 50 ans, c'est-à-dire le temps nécessaire pour accumuler les 5 tonnes d' ^{233}U considérées.

(10) Il s'agit ici de billes d'un diamètre d'environ 60 mm, où le combustible se présente sous forme d'une sphère d'oxyde UOx d'environ 1 mm de diamètre, et gainée par plusieurs couches de carbone de propriétés différentes de sorte à remplir les fonctions : 1) de « vase d'expansion » des produits de fission gazeux, 2) de rétention des produits de fission et 3) de transfert thermique.

(11) Dans le cas des RNR-Na, ce fonctionnement en mode surgénérateur n'est possible qu'en entourant le cœur du réacteur d'une « couverture » d' ^{238}U , ce qui permet de capturer une grande partie des neutrons s'échappant du cœur du réacteur, conduisant ainsi à une production de ^{239}Pu . Ce n'est qu'en cumulant la production de plutonium du cœur, avec celle de la couverture fertile, que l'on peut générer plus de plutonium que n'en consomme le réacteur. À l'inverse, sans couverture fertile, il se consommerait plus de plutonium qu'il ne s'en créerait, le réacteur fonctionnant alors en mode incinérateur. Lorsqu'il se crée autant de plutonium qu'il s'en consomme, on parle d'iso-générateur, ce qui est l'option retenue dans le cadre du projet ASTRID.

Système du GIF	Canada	Chine	France	Japon	Corée	Russie	Suisse	US	EU
RNR-sodium <i>Spectre rapide</i>		CEFR, CFR-600, CFR-1200	ASTRID (CEA)	JSFR	PGSFR	BN-800, 1200, MBIR		(PRISM), AFR100 TWR (TerraPower)	ESNII Projets R&D ESFR-SMART
R-Très Haute Température <i>Spectre thermique</i>		HTR-10, HTR-PM	Matériaux, techno Hydrogène	HTTR	NHDD (H ₂ prod.)			NGNP, Xe-100	NC2I
RNR-gaz <i>Spectre rapide</i>			ALLEGRO (CEA)					EM ² (GA)	ESNII/ALLEGRO
R. eau-supercritique <i>Spectre thermique ou rapide</i>	Pressure-tube SCWR	CSR-1000		SCR2000					(HPLWR), NUGENIA/SCWR-FQT
RNR-Plomb <i>Spectre rapide</i>		CLEAR				BREST-OD-300 SVBR-100		SSTAR	ESNII/ALFRED, MYRRHA
Sels fondus <i>Spectre thermique ou rapide</i>		TMSR (SINAP)	MSFR (CNRS)			MOSART		MCFR (TerraPower) FHR	SAMOFAR

Situation - Septembre 2016

Active contribution
 Limited contribution
 Observer

Tableau 1 : Les filières technologiques fixées dans le cadre du GIF et les contributions (septembre 2016) des membres du forum (source : « Quel avenir pour le nucléaire et pour ses différentes applications civiles ? » – 5^{ème} colloque organisé par le groupe régional PACA-Corse de la SFEN, 20 avril 2018, Nicolas Devictor).

BN-600, mis en service en 1980, d'une puissance de 600 MWe, et initialisé à partir d'²³⁵U, enrichi à 26 %, et 2) le réacteur BN-800, mis en service en 2015, d'une puissance de 800 MWe, et fonctionnant à partir d'un mélange de dioxyde d'uranium et de plutonium (MOX)⁽¹²⁾.

De leur côté, les Chinois exploitent, depuis 2011, un réacteur RNR-Na expérimental, le CEFR (China experimental fast reactor), d'une puissance de 20 MWe, et démarré avec un combustible à base d'oxyde d'²³⁵U. Ces derniers ont par ailleurs entamé la construction d'un RNR de 600 MWe en 2017.

De l'autre côté du spectre neutronique, et à l'inverse des RNR surgénérateurs, les réacteurs « thermiques », exploitant l'²³⁵U, présent à 0,7 % dans l'uranium naturel, sont de fait tributaires des ressources en ²³⁵U, qui, sur la base des consommations mondiales actuelles (~ 65 000 tonnes d'uranium naturel/an), ainsi que des ressources en uranium naturel, estimées à 8 Mt⁽¹³⁾, laissent de l'ordre d'une centaine d'années avant qu'une pénurie d'uranium naturel ne se manifeste. Par comparaison, dans le cas des RNR, et du fait de l'utilisation de l'²³⁸U, la perspective d'une pénurie d'uranium serait repoussée à une échéance de l'ordre de quelques milliers d'années.

(12) Le terme MOX est l'abréviation de « Mélange d'oxydes » (en anglais : Mixed oxide fuel), à savoir : le dioxyde de plutonium (PuO₂) et le dioxyde d'uranium (UO₂). Ce combustible nucléaire est constitué d'environ 8,5 % de plutonium et 91,5 % d'uranium appauvri.

(13) Il s'agit des ressources récupérables identifiées à des coûts inférieurs à 260 USD/kg. Voir à ce sujet : "Uranium 2018, resources, production and demand" (source : International atomic energy agency & Nuclear energy agency).

En France, au début du nucléaire civil, le but était de construire quelques réacteurs à neutrons thermiques afin de constituer un stock initial de plutonium, de manière à amorcer la filière RNR. Cela a conduit à opter pour le retraitement des combustibles usés (oxydes d'uranium, UOx) des réacteurs REP, afin de constituer cette masse initiale de plutonium, avec, en parallèle, le démarrage d'un petit réacteur RNR-Na, Rapsodie, d'une puissance de 38 MWth, refroidi au sodium, et démarré en 1967 (puis arrêté en 1983), afin de mettre au point la technologie. Ce premier réacteur a été suivi par Phénix, un démonstrateur industriel d'une puissance électrique de 250 MWe, raccordé au réseau en décembre 1973 (et arrêté en 2010), puis par Superphénix, un RNR d'une puissance de 1 200 MWe, démarré en 1986, et dont l'arrêt est intervenu en 1997, pour des motivations à caractère essentiellement politique.

Au final, les enseignements tirés de ce programme RNR-Na français tiennent beaucoup au retour d'expérience réalisé autour du fonctionnement du réacteur Phénix, dont les bilans matières ont permis d'établir un taux de surgénération de 1,16⁽¹⁴⁾ (contre 1,13 attendu théoriquement),

(14) S'agissant des RNR-Na, la masse de plutonium requise pour un cœur de réacteur de 1 GWe est de l'ordre de 7,5 tonnes. Par ailleurs, avec un temps d'irradiation de 5 ans, puis d'un temps de refroidissement de 5 ans, et enfin d'un temps de fabrication de 2 ans, l'inventaire total de plutonium sur l'ensemble cycle serait de 18 tonnes [soit : 7,5*(5+5+2)/5 = 18 tonnes Pu]. En rapprochant cette donnée avec le taux de régénération de 1,16 constaté sur Phénix, cela conduit à un temps de doublement de l'ordre de 75 ans [soit : 5*18/(0,16*7,5) = 75 ans]. Avec le taux de régénération visé pour les futurs RNR-Na, ce temps passerait à 60 ans (Source : Sylvain David, CNRS/IN2P3, séminaire LIED, octobre 2017).

comme le rappelle Dominique Grenêche dans un ouvrage paru en 2016 ⁽¹⁵⁾. Il y précise par ailleurs que sur les 4,4 tonnes de plutonium récupérées durant son exploitation, 3,3 tonnes ont été recyclées dans le cœur de Phénix, sous forme de combustible MOX, concluant qu'avec ce programme, la mise en œuvre pratique de la surgénération dans les RNR aura donc été démontrée en France, à une échelle préindustrielle.

Sur la conception d'un nouveau démonstrateur industriel RNR-Na : le projet ASTRID

Pour rappel, fin 2019, le projet ASTRID est arrivé en fin de phase d'avant-projet détaillé. Ce projet, décidé en 2006 par le président Jacques Chirac, dans le cadre de la loi sur la gestion des matières et des déchets, puis lancé en 2010, prévoyait la mise en service d'un prototype de réacteur de « quatrième génération » en 2020. Par la suite, après un glissement du calendrier initial en 2012, puis, en 2014, suite au ralentissement du nucléaire dans le monde, consécutif à l'accident de Fukushima, la phase d'étude a été prolongée jusqu'en 2019, avant une éventuelle décision de poursuite du projet, suivie d'une phase de consolidation sur la période 2020-2023 en cas de décision favorable.

Selon le calendrier établi, cette période devait être suivie d'une décision de construction, puis d'une phase de développement, de 2024 à 2028, avant d'enchaîner sur la phase de construction d'un démonstrateur industriel d'une puissance de 600 MWe, cette construction étant programmée de 2029 à 2039. Mais la décision récente (voir *supra*) de ne pas aller au-delà de la phase d'avant-projet détaillé, a cependant mis un terme au projet tel qu'envisagé initialement.

À ce jour, sur la base de l'expérience acquise avec les réacteurs Rapsodie, Phénix, puis Superphénix, ainsi qu'avec le projet européen de réacteur EFR (European Fast reactor) ⁽¹⁶⁾, les principales innovations tirées des travaux accomplis dans le cadre du projet ASTRID ont porté sur trois points :

- Afin de traiter la question du « coefficient de vidange » positif rencontré avec le réacteur Superphénix, un nouveau concept de cœur a été développé. Il s'agit d'une solution mettant en œuvre le concept dit de « Cœur à faible effet de vidange » (CFV), qui correspond à une configuration géométrique du cœur donnant à celui-ci une forme aplatie (on parle alors d'un cœur « galette »), ce qui favorise la fuite des neutrons hors du cœur en cas de surchauffe, réduisant ainsi la réactivité de l'ensemble, et conduisant au final à un « coefficient de vidange » négatif.
- Afin de prendre en compte les situations accidentelles pouvant entraîner la fusion du combustible et des gaines

métalliques qui l'entourent, ce qui conduirait à la formation d'un magma très chaud (plus de 2 000°C), appelé corium, un dispositif innovant a été conçu. Placé en fond de cuve, ce dispositif permet une récupération et un étalement du corium afin de faciliter son refroidissement, et évite ainsi tout problème d'emballement de la réaction en chaîne.

- Le sodium étant réactif chimiquement avec l'eau, le générateur en eau-vapeur actionnant le turbogénérateur est remplacé par un système de conversion en gaz. Ainsi, la chaleur du sodium du circuit secondaire est communiquée à de l'azote sous pression, qui se détend ensuite dans les turbines du générateur électrique.

Stratégies de déploiement des RNR-Na en France

La stratégie de déploiement des RNR en France a fait l'objet de plusieurs rapports, le dernier en date ayant été rendu public le 25 octobre 2018. Élaboré par la direction de l'Énergie nucléaire (DEN) du CEA, ce rapport ⁽¹⁷⁾ répond à l'article 51 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application des prescriptions de l'édition 2016-2018 du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Contrairement à l'hypothèse avancée lors d'études précédentes (2012), où un remplacement à grande échelle des REP par des RNR avait été envisagé, le rapport de 2018 a retenu une approche plus graduelle, avec un déploiement progressif des RNR, tirant parti des matières et des infrastructures existantes. Le scénario industriel pris en compte dans le cadre de cette étude est constitué de 4 paliers, notés (A), (B), (C) et (D) dans le rapport. Par ailleurs, à des fins de comparaisons, un cinquième palier a également été considéré. Ce palier, noté (0), correspond à un parc français hypothétique qui n'aurait fonctionné qu'en cycle ouvert, sans retraitement des combustibles UOx usés. Concernant les paliers (A), (B), (C) et (D), les objectifs de chacun d'eux sont les suivants :

- Palier (A) : l'objectif de ce palier est la stabilisation de l'inventaire des combustibles UOx usés par mono-recyclage sous forme de MOX. L'uranium et le plutonium contenus dans ces combustibles sont ainsi valorisés, permettant par ailleurs de réaliser une économie de ressources naturelles (de l'ordre de 20 %). Le parc est à ce stade constitué exclusivement de réacteurs à eau, principalement les REP actuels ;
- Palier (B) : l'objectif de ce palier B, qui sera amorcé en 2040, est la stabilisation de l'inventaire des combustibles MOX REP usés. Pour cela, la totalité des REP actuels seront progressivement remplacés par des réacteurs EPR, le parc EPR, constitué à horizon 2065, étant composé de : 22 EPR UOx, 4 EPR URE ⁽¹⁸⁾ et 10 EPR moxés à

(15) *Histoire et techniques des réacteurs nucléaires et de leurs combustibles*, GRENÊCHE Dominique, EDP sciences, 2016.

(16) Le projet de réacteur EFR de 1 500 MWe avait été conçu en 1988 par une association d'organismes européens, dont EDF, Novatome et le CEA. Finalement gelé fin 1998, le projet EFR avait pour objectif principal de démontrer la viabilité des RNR-Na en visant des performances économiques plus intéressantes que les réacteurs construits jusqu'alors.

(17) Voir <https://www.asn.fr/Media/Files/00-PNGMDR/PNGMDR-2016-2018/Inventaire-prospectif-entre-2016-et-2100-des-matieres-et-des-dechets-radioactifs-produits-par-le-parc-francais-selon-differents-scenarios-d-evolution-avec-evaluation-de-l-emprise-au-stockage?>

(18) L'uranium « URE » correspond à de l'uranium issu du réenrichissement de l'uranium récupéré lors du retraitement des combustibles UOx usés. Cet uranium issu du retraitement est lui désigné sous l'appellation « URT ».

30 %. Ce parc EPR sera par ailleurs complété par une première série de RNR, à savoir le réacteur ASTRID de 600 MWe, auquel s'ajouteraient 2 RNR de 1 000 MWe. Cette puissance RNR correspond à celle requise afin de stabiliser l'entreposage des MOX usés, grâce au recyclage d'un volume de plutonium égal à celui issu du retraitement des UOx et MOX usés produit par le parc d'EPR (on parle alors de bi-recyclage « REP, puis RNR »). Il est à noter que les combustibles RNR usés, ainsi que les combustibles URE usés, ne sont pas recyclés dans le cadre de ce palier ;

- Palier (C) : l'objectif de ce palier est la stabilisation de l'inventaire total en plutonium, par multi-recyclage des MOX en REP (voir l'Encadré ci-après), à partir de réacteurs EPR et RNR (parc constitué à horizon 2125 : 25 EPR moxés à 30 %, 1 EPR moxé à 100 % et 12 RNR 1 450 MWe). L'idée est ici de ne pas accumuler des quantités de plutonium au-delà des besoins nécessaires pour le déploiement de la filière RNR jusqu'à la fermeture complète du cycle (palier D). Il est toutefois à noter

que, compte tenu de la dégradation de la composition isotopique du plutonium au fil des recyclages, les RNR fonctionnent ici en mode surgénérateur afin de produire du plutonium susceptible de relever la qualité du plutonium issu des multi-recyclages ;

- Palier (D) : ce palier vise la fermeture complète du cycle, à savoir la suppression de tout besoin d'uranium naturel pour alimenter le parc, ainsi que la stabilisation de l'inventaire en plutonium comme pour le palier C. L'ensemble du parc est alors globalement iso-générateur, avec deux options envisagées pour y parvenir, à savoir : 1) un parc homogène 100 % RNR (palier D1, parc constitué à horizon 2180) ; et 2) un parc mixte composé de RNR surgénérateurs produisant le plutonium, et de REP 100 % MOX consommant le plutonium ainsi produit dans les RNR (palier D2, parc également constitué à horizon 2180). Par ailleurs, dans les deux cas, il est procédé au multi-recyclage de l'ensemble des combustibles MOX RNR et REP.

Le multi-recyclage des combustibles MOX en REP

La question du multi-recyclage du MOX en REP avait déjà fait l'objet d'études menées par le CEA à partir des années 1990, cela afin de permettre une optimisation de l'utilisation de la ressource uranium. Cette optimisation est toutefois rendue délicate du fait de la dégradation isotopique du plutonium observée après passage du MOX en réacteur⁽¹⁹⁾. Réaliser le multi-recyclage de ce MOX implique donc d'en augmenter la teneur en plutonium afin de préserver le niveau de réactivité nécessaire au bon fonctionnement du réacteur. Cependant, poursuivre ce processus au-delà d'un premier recyclage poserait un problème de sûreté du réacteur, notamment en situation de « vidange »⁽²⁰⁾ du modérateur (de l'eau légère dans le cas des REP) susceptible de survenir à l'occasion d'une forte élévation de la température du cœur de réacteur. En pareille situation, le ralentissement des neutrons serait moins efficace. On parle alors de durcissement du spectre énergétique, avec pour conséquence une augmentation de la probabilité de fission pour tous les isotopes du plutonium, ce qui conduirait à un « coefficient de vidange » positif. Il existe donc une teneur maximale en plutonium dans le combustible au-delà de laquelle la sûreté du réacteur ne serait plus garantie. Cette limite se situe entre 12 et 15 % selon la composition isotopique du plutonium, et est en pratique fixée à 12 %.

Afin de surmonter cette difficulté, la mise au point d'un nouveau type de combustible, le MOX2, a été lancée sur la base des recherches réalisées par le CEA dans les années 1990. Celles-ci avaient notamment permis de dégager deux concepts susceptibles de répondre à la question, à savoir : le concept MOXEUS (MOX sur support d'uranium enrichi), également connu sous l'appellation MIX ; et le concept CORAIL (Combustible recyclage à îlots). Avec le concept MIX, il s'agit de limiter la teneur en plutonium dans le combustible à une teneur proche de celle des MOX actuels, et de compléter le besoin en noyaux fissiles par un apport d'uranium enrichi. Le concept CORAIL consiste, quant à lui, à faire cohabiter, au sein d'un même assemblage, des crayons UOx et des crayons MOX à support d'uranium appauvri. Ces deux concepts ont récemment été repris dans le cadre de l'étude sur l'« Inventaire prospectif 2016-2100 des matières et déchets » menée en 2017-2018 par le CEA (voir la note de bas de page 15). Il est à noter que l'emploi de ce type de combustible nécessitera de mener un programme préalable de recherche et développement, ainsi que des études d'ingénierie portant sur les nouvelles infrastructures du cycle, avec, notamment, l'adaptation des installations de La Hague et de l'usine Mélox. En termes de calendrier, l'introduction d'un assemblage test de combustible MOX2 en réacteur est visée à l'horizon 2025-2028, avec un possible déploiement industriel au-delà de 2040⁽²¹⁾.

(19) Après un premier passage en réacteur, le plutonium est constitué principalement des isotopes ²³⁹Pu, ²⁴⁰Pu, ²⁴¹Pu et ²⁴²Pu (dans la terminologie nucléaire, on parle de « vecteur » plutonium). Cependant, en régime thermique, seuls les isotopes ²³⁹Pu et ²⁴¹Pu sont fissiles, les isotopes pairs étant essentiellement capturants. Ces derniers, issus de captures obtenues à partir d'isotopes impairs, ont tendance à s'accumuler plus rapidement que les isotopes impairs, une partie de ceux-ci disparaissant par fission. Au final, la teneur en éléments fissiles du plutonium diminue au fil du temps passé en réacteur.

(20) Il s'agit ici d'un effet similaire à celui déjà mentionné plus haut (voir note de bas de page 4) avec le sodium des RNR-Na, mais s'appliquant cette fois-ci à l'eau qui assure ici la double fonction de modérateur et de caloporteur.

(21) Source : <https://participons.debatpublic.fr/processes/pngmdr/f/41/questions/728>

La définition de ces différents paliers conduit ainsi à considérer deux scénarios de transition – « ABCD1 » et « ABCD2 » –, découlant des deux variantes introduites pour le palier D. En plus de ces deux scénarios, et pour tenir compte de certaines analyses basées sur des hypothèses d'une demande nucléaire soutenue au niveau mondial ⁽²²⁾, qui concluent à des tensions sur les prix de l'uranium à horizon de la fin de ce siècle, rendant ainsi les RNR plus compétitifs que les technologies REP, l'étude du CEA envisage un basculement anticipé vers le palier D2 (suivant directement le palier B), amorcé aux alentours de 2090. Il est à noter que pour ces trois scénarios – « ABCD1 », « ABCD2 » et « ABD2 » –, l'hypothèse retenue est une production nucléaire constante de 420 TWh/an.

Le report du démonstrateur industriel ASTRID au-delà de 2050 et ses conséquences

S'agissant de la construction d'un démonstrateur industriel, le CEA, maître d'ouvrage du programme, a, début 2018, et pour des considérations budgétaires, proposé au gouvernement français de revoir à la baisse les ambitions initiales, en visant une puissance de réacteur de 200 MWe, voire 100 MWe, au lieu des 600 MWe prévus initialement. Puis, en août 2019, est intervenue la décision de reporter la construction du démonstrateur industriel au-delà de 2050. Par la suite, l'administrateur général du CEA, lors de son audition par la Commission des affaires économiques du Sénat, le 23 octobre 2019 ⁽²³⁾, a clarifié la position du CEA en précisant qu'il y avait deux raisons à l'appui de cette décision de ne pas construire le démonstrateur à la date prévue. La première raison invoquée est économique, la viabilité du projet de démonstrateur requérant un prix significativement plus élevé de l'uranium, la seconde raison étant que la partie s'attachant au cycle de l'uranium n'avait pas été suffisamment étudiée. S'agissant de ce dernier point, il a précisé que le CEA étudierait le multi-recyclage des MOX en REP, avec le test en réacteur d'un assemblage de crayons de combustible à horizon 2025. Par ailleurs, en parallèle, un travail serait maintenu sur les technologies clés en matière de RNR, cela dans le cadre d'une coopération internationale.

S'agissant du déploiement des futurs réacteurs RNR-Na tel qu'envisagé dans les scénarios décrits ci-dessus, cette décision récente de report du démonstrateur ASTRID au-delà de 2050 appellera sans nul doute à une révision de ces scénarios. Cette révision s'avère par ailleurs nécessaire, considérant que l'étude CEA de 2018, qui prend comme hypothèse une production nucléaire constante de 420 TWh/an, n'intègre pas l'objectif de réduction, d'ici à 2035, de la part de production d'électricité nucléaire à 50 % de la production totale d'électricité, ce qui, selon le projet de PPE soumis à consultation, se traduirait, d'ici

cette date, par la fermeture de 14 réacteurs de 900 MWe. La question de l'éventuelle réduction de puissance du réacteur ASTRID évoquée ci-dessus, et qui passerait de 600 MWe prévu initialement à 100-200 MWe, est aussi de nature à revenir sur les hypothèses de déploiement des futurs réacteurs RNR-Na.

Enfin, la perspective d'une remontée des prix de l'uranium plus précoce que prévu ⁽²⁴⁾, impliquerait de basculer plus rapidement vers un parc RNR, ce qui mettrait en avant le scénario « ABD2 » évoqué plus haut, avec une contrainte sur le stock de plutonium qui pourrait ne pas être suffisant dans le cas d'un basculement plus rapide qu'anticipé vers les technologies RNR. Pour rappel, en ce qui concerne la France, le basculement complet du parc actuel vers un parc à 100 % RNR nécessiterait de disposer d'une masse de plutonium de près de 1 200 tonnes ⁽²⁵⁾, comme cela est illustré par la Figure 3 qui suit.

Au vu de cette figure, et si l'on exclut le scénario « 0 » évoqué plus haut, on constate que, pour tous les autres scénarios d'évolution, la constitution de cet inventaire en plutonium n'est effective qu'aux alentours de 2115, ce qui pourrait s'avérer trop tardif au regard d'une forte remontée des prix de l'uranium d'ici à la fin de ce siècle, surtout en considérant le rôle clé que l'²³⁵U continuera d'avoir, pour le siècle à venir, dans la constitution du stock de plutonium nécessaire pour une transition « sans couture » vers les technologies RNR.

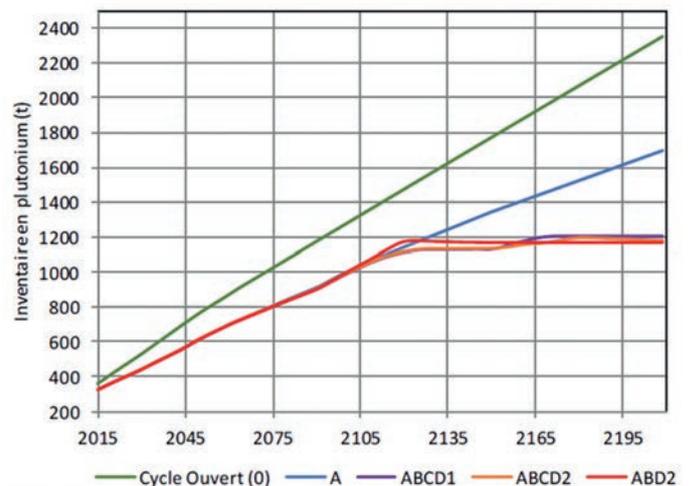


Figure 3 : Évolution de l'inventaire Pu en fonction des scénarios de déploiement des RNR (source : Étude CEA 2018 sur l'« Inventaire prospectif entre 2016 et 2100 des matières et des déchets radioactifs produits par le parc français selon différents scénarios d'évolution »).

(24) Cette remontée des prix dépendra bien entendu du développement du nucléaire à l'échelle mondiale dans les décennies à venir, notamment dans l'hypothèse d'un doublement, voire plus, du parc nucléaire mondial, cela en lien avec les politiques de décarbonation de l'économie mondiale. Sur ce point, les regards se tournent tout particulièrement vers la Chine qui fait montre d'une volonté de se positionner résolument sur l'ensemble des compartiments du secteur nucléaire, comme l'illustre par ailleurs l'annonce de la signature prochaine (d'ici fin janvier 2020) d'un contrat franco-chinois portant sur la construction en Chine d'une usine de recyclage du combustible nucléaire usagé, annonce faite lors du déplacement en Chine du président Macron, du 4 au 6 novembre 2019.

(25) S'agissant des RNR-Na, la masse de plutonium requise pour le fonctionnement d'un réacteur de 1 GWe est de l'ordre de 18 tonnes, comme signalé plus haut. Pour un parc de 63,2 GWe, cela conduit précisément à une masse de plutonium de 1 140 tonnes de plutonium.

(22) « Disponibilité à long terme des ressources mondiales d'uranium », Thèse de MONNET A., 2017 ; MONNET A., GABRIEL S. & PERCEBOIS J., « Ressources mondiales d'uranium : quelle disponibilité à long terme ? », *La Revue de l'Énergie*, n°635, décembre 2017.

(23) <http://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20191021/eco.html#toc2>

Conclusion

Comme cela avait été bien identifié au tout début du nucléaire civil, les réacteurs RNR demeurent les seuls à pouvoir garantir la fourniture d'énergie nucléaire sur une échelle de temps de l'ordre du millier d'années. À travers cet article, nous avons pu prendre la mesure des efforts consentis au niveau international afin d'assurer la pérennité des technologies nucléaires, en prenant appui pour cela sur les réacteurs dits « de génération IV », dont nous avons vu qu'ils se déclinaient selon six filières définies dans le cadre du GIF. Parmi ces filières, la solution RNR-Na étudiée dans le cadre du projet ASTRID a été particulièrement mise en avant, car bénéficiant de nombreux retours d'expérience, et ayant de ce fait les meilleures chances d'être déployée à moyen-long terme. Cependant,

si la technologie présente de nombreux atouts, cela ne doit pas occulter la question de la disponibilité future du ^{239}Pu , nécessaire au fonctionnement des réacteurs RNR-Na. Il y a, à cet égard, comme nous l'avons vu, une relative incertitude quant au nombre de réacteurs RNR-Na qu'il sera possible de déployer, en France, à partir de 2050, et au-delà. Ajoutons que, face aux discours mettant en avant le rôle positif du nucléaire dans le processus de décarbonation de l'économie mondiale, force est de constater que des incertitudes persistent quant à la place effective que l'on entend donner au nucléaire sur l'échiquier énergétique et climatique mondial, alors même que les incertitudes relatives au changement climatique en cours se réduisent au fil des rapports produits par le GIEC.

Nuclear Power in a Clean Energy System

By Keisuke SADAMORI

International Energy Agency (IEA)

Nuclear power, along with hydropower, forms the backbone of low carbon electricity generation today; together they provide three-quarters of global low-carbon generation today. Over the past 50 years, nuclear power has reduced CO₂ emissions by over 60 gigatonnes – nearly two years' worth of global energy-related emissions. Yet in the advanced economies, nuclear power has begun to fade, with plants closing and little new investment, just when the world requires more low-carbon electricity. This paper focuses on the role of nuclear power in the advanced economies today and the factors that put nuclear power there at risk of decline tomorrow. The paper shows that without action nuclear power in the advanced economies could fall by two-thirds to 2040. It examines the implications of such a decline for emissions and for electricity security.

Achieving the pace of CO₂ emission reductions in line with the Paris Agreement is already a huge challenge, requiring large increases in efficiency and renewables investments, as well as an increase in nuclear power. This paper identifies the even-greater challenges of attempting to follow this path with much less nuclear power, including an additional USD 1.6 trillion in investment needs and 5% higher cost to consumers in advanced economies. This paper recommends several actions to governments open to nuclear power that aim to ensure existing plants can operate as long as they are safe, support new nuclear construction, and encourage new nuclear technologies to be developed.

Nuclear power can play an important role in clean energy transitions

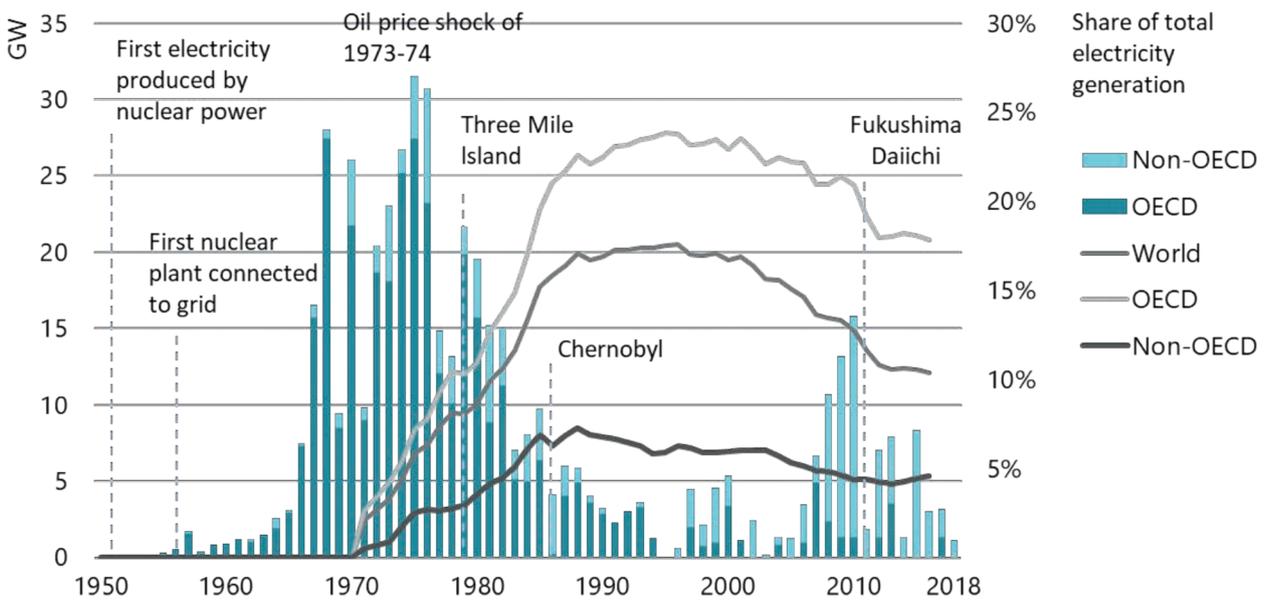
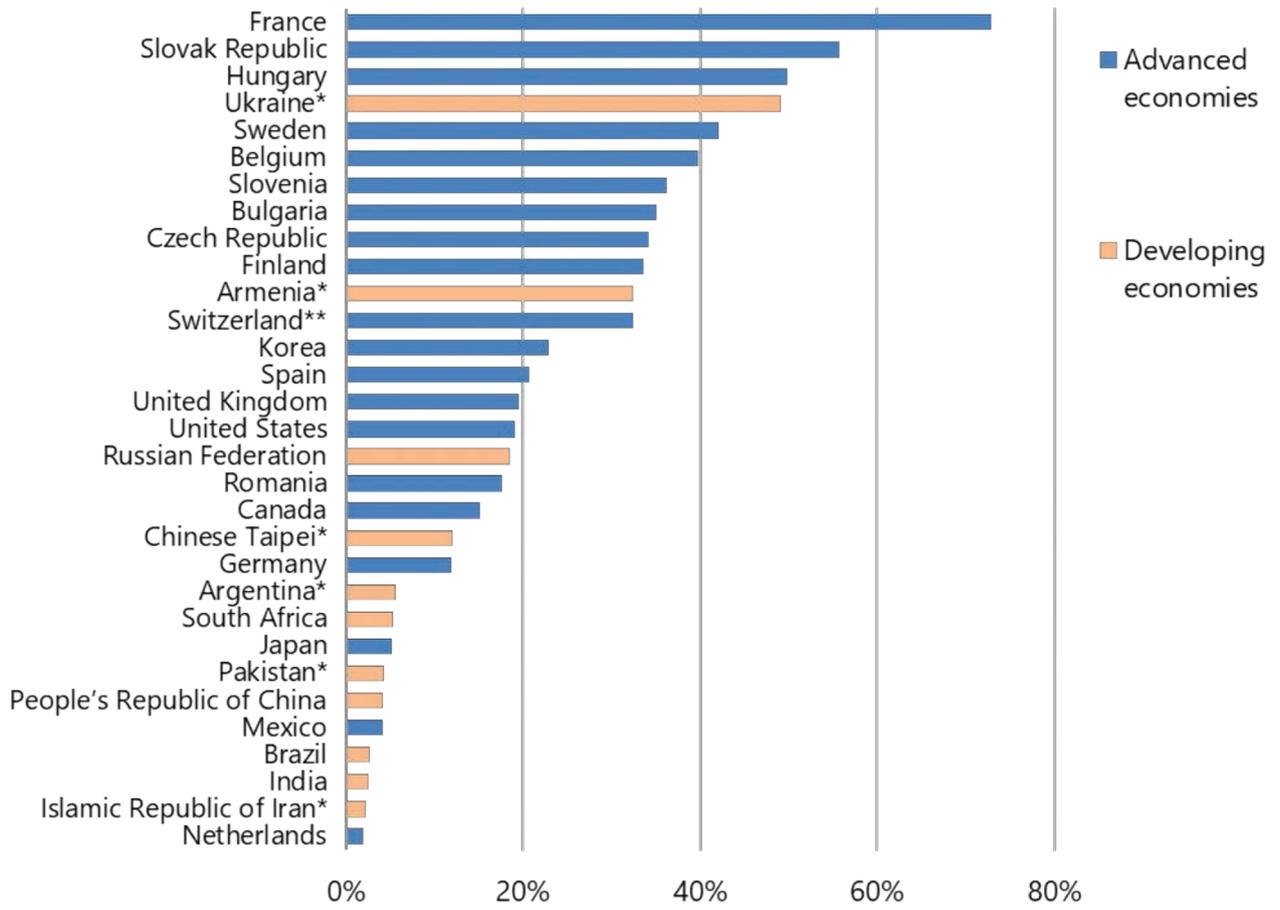
Nuclear power today makes a significant contribution to electricity generation, providing 10% of global electricity supply in 2018. In advanced economies, nuclear power accounts for 18% of total energy and is the largest low-carbon source of electricity.

However, its share of global electricity supply has been declining in recent years. That has been driven by advanced economies, where nuclear fleets are ageing, additions of new capacity have dwindled to a trickle, and some plants built in the 1970s and 1980s have been retired. This has slowed the transition towards a clean electricity system. Despite the impressive growth of solar and wind power, the overall share of clean energy sources in total electricity supply in 2018, at 36%, was the same as it was 20 years earlier because of the decline in nuclear. Halting that slide will be vital to stepping up the pace of the decarbonisation of electricity supply.

A range of technologies, including nuclear power, will be needed for clean energy transitions around the world. Global energy is increasingly based around electricity. That means the key to making energy systems clean is

to turn the electricity sector from the largest producer of CO₂ emissions into a low-carbon source that reduces fossil fuel emissions in areas like transport, heating and industry. While renewables are expected to continue to lead, nuclear power can also play an important part along with fossil fuels using carbon capture, utilisation and storage. Countries envisaging a future role for nuclear account for the bulk of global energy demand and CO₂ emissions. But to achieve a trajectory consistent with sustainability targets – including international climate goals – the expansion of clean electricity would need to be three times faster than at present. It would require 85% of global electricity to come from clean sources by 2040, compared with just 36% today. Along with massive investments in efficiency and renewables, the trajectory would need an 80% increase in global nuclear power production by 2040.

Nuclear power plants contribute to electricity security in multiple ways. Nuclear plants help to keep power grids stable. To a certain extent, they can adjust their operations to follow demand and supply shifts. As the share of variable renewables like wind and solar photovoltaics (PV) rises, the need for such services will increase. Nuclear plants can help to limit the impacts from seasonal fluctuations



in output from renewables and bolster energy security by reducing dependence on imported fuels.

Lifetime extensions of nuclear power plants are crucial to getting the energy transition back on track

Policy and regulatory decisions remain critical to the fate of ageing reactors in advanced economies. The average age of their nuclear fleets is 35 years. The European Union and the United States have the largest active nuclear fleets (over 100 gigawatts each), and they are also among the oldest: the average reactor is 35 years old in the European Union and 39 years old in the United States. The original design lifetime for operations was 40 years in most cases. Around one quarter of the current nuclear capacity in advanced economies is set to be shut down by 2025 – mainly because of policies to reduce nuclear's role. The fate of the remaining capacity depends on decisions about lifetime extensions in the coming years. In the United States, for example, some 90 reactors have 60-year operating licenses, yet several have already been retired early and many more are at risk. In Europe, Japan and other advanced economies, extensions of plants' lifetimes also face uncertain prospects.

Economic factors are also at play. Lifetime extensions are considerably cheaper than new construction and are generally cost-competitive with other electricity generation technologies, including new wind and solar projects. However, they still need significant investment to replace and refurbish key components that enable plants to continue operating safely. Low wholesale electricity and carbon prices, together with new regulations on the use of water for cooling reactors, are making some plants in the United States financially unviable. In addition, markets and regulatory systems often penalise nuclear power by not pricing in its value as a clean energy source and its contribution to electricity security. As a result, most nuclear power plants in advanced economies are at risk of closing prematurely.

The hurdles to investment in new nuclear projects in advanced economies are daunting

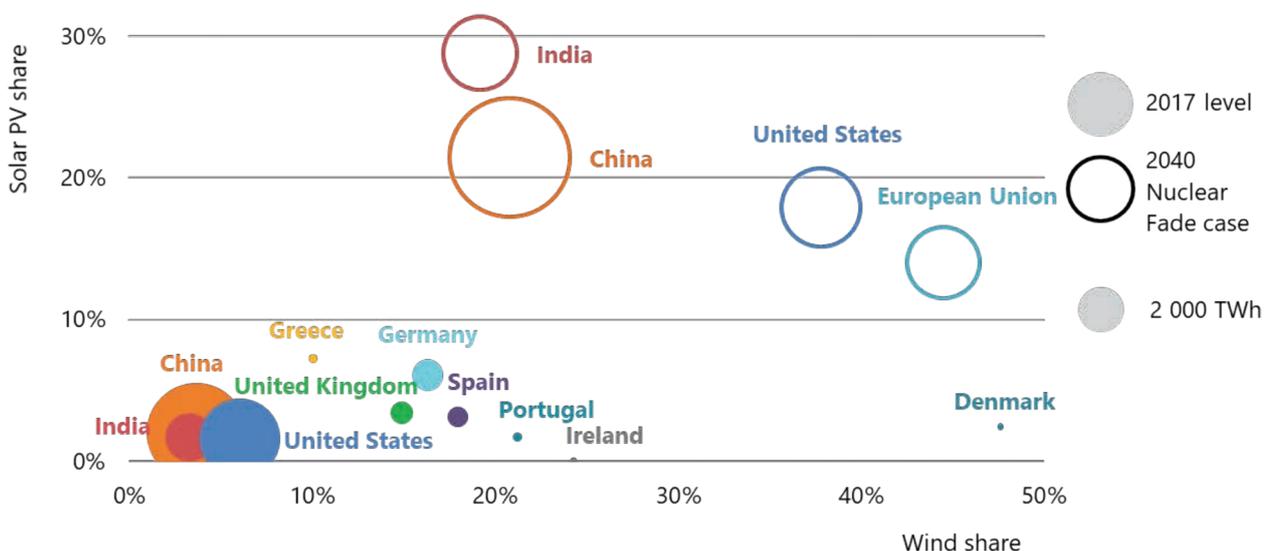
What happens with plans to build new nuclear plants will significantly affect the chances of achieving clean energy transitions. Preventing premature decommissioning and enabling longer extensions would reduce the need to ramp up renewables. But without new construction, nuclear power can only provide temporary support for the shift to cleaner energy systems.

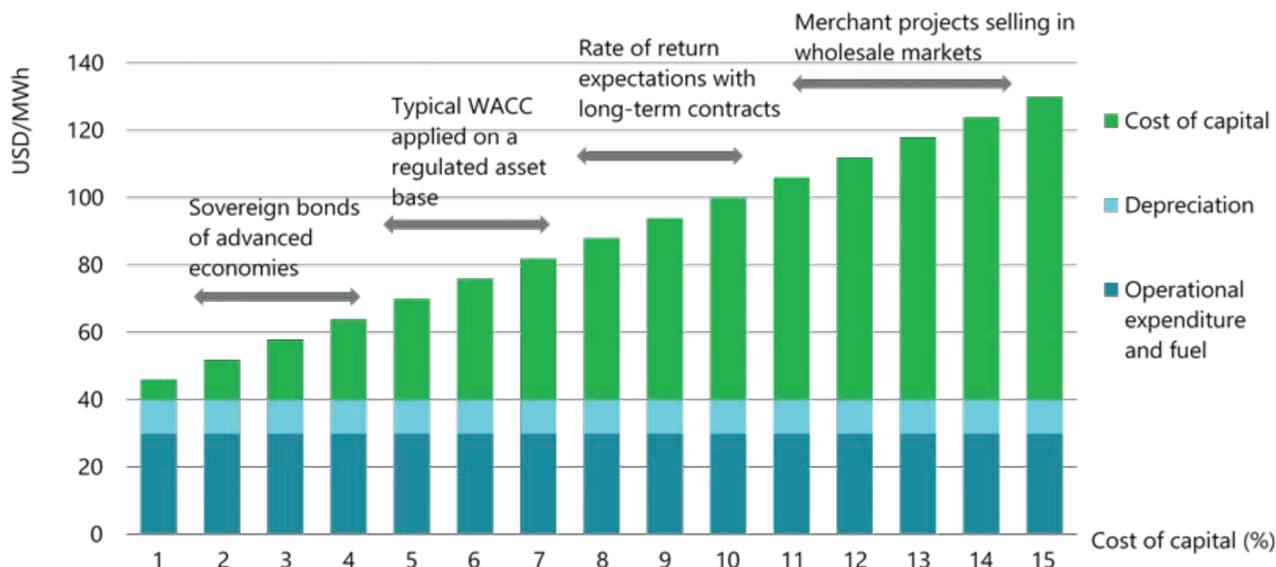
The biggest barrier to new nuclear construction is mobilising investment. Plans to build new nuclear plants face concerns about competitiveness with other power generation technologies and the very large size of nuclear projects that require billions of dollars in upfront investment. Those doubts are especially strong in countries that have introduced competitive wholesale markets.

A number of challenges specific to the nature of nuclear power technology may prevent investment from going ahead. The main obstacles relate to the sheer scale of investment and long lead times; the risk of construction problems, delays and cost overruns; and the possibility of future changes in policy or the electricity system itself. There have been long delays in completing advanced reactors that are still being built in Finland, France and the United States. They have turned out to cost far more than originally expected and dampened investor interest in new projects. For example, Korea has a much better record of completing construction of new projects on time and on budget, although the country plans to reduce its reliance on nuclear power.

Without nuclear investment, achieving a sustainable energy system will be much harder

A collapse in investment in existing and new nuclear plants in advanced economies would have implications for emissions, costs and energy security. In the case where





no further investments are made in advanced economies to extend the operating lifetime of existing nuclear power plants or to develop new projects, nuclear power capacity in those countries would decline by around two-thirds by 2040. Under the current policy ambitions of governments, while renewable investment would continue to grow, gas and, to a lesser extent, coal would play significant roles in replacing nuclear. This would further increase the importance of gas for countries' electricity security. Cumulative CO₂ emissions would rise by 4 billion tonnes by 2040, adding to the already considerable difficulties of reaching emissions targets. Investment needs would increase by almost USD 340 billion as new power generation capacity and supporting grid infrastructure is built to offset retiring nuclear plants.

Achieving the clean energy transition with less nuclear power is possible but would require an extraordinary effort. Policy makers and regulators would have to find ways to create the conditions to spur the necessary investment in other clean energy technologies. Advanced economies would face a sizeable shortfall of low-carbon electricity. Wind and solar PV would be the main sources called upon to replace nuclear, and their pace of growth would need to accelerate at an unprecedented rate. Over the past 20 years, wind and solar PV capacity has increased by about 580 GW in advanced economies. But in the next 20 years, nearly five times that much would need to be built to offset nuclear's decline.

For wind and solar PV to achieve that growth, various non-market barriers would need to be overcome such as public and social acceptance of the projects themselves and the associated expansion in network infrastructure. Nuclear power, meanwhile, can contribute to easing the technical difficulties of integrating renewables and lowering the cost of transforming the electricity system.

With nuclear power fading away, electricity systems become less flexible. Options to offset this include new gas-fired power plants, increased storage (such as pumped

storage, batteries or chemical technologies like hydrogen) and demand-side actions (in which consumers are encouraged to shift or lower their consumption in real time in response to price signals). Increasing interconnection with neighbouring systems would also provide additional flexibility, but its effectiveness diminishes when all systems in a region have very high shares of wind and solar PV.

Offsetting less nuclear power with more renewables would cost more

Taking nuclear out of the equation results in higher electricity prices for consumers. A sharp decline in nuclear in advanced economies would mean a substantial increase in investment needs for other forms of power generation and the electricity network. Around USD 1.6 trillion in additional investment would be required in the electricity sector in advanced economies from 2018 to 2040. Despite recent declines in wind and solar costs, adding new renewable capacity requires considerably more capital investment than extending the lifetimes of existing nuclear reactors. The need to extend the transmission grid to connect new plants and upgrade existing lines to handle the extra power output also increases costs. The additional investment required in advanced economies would not be offset by savings in operational costs, as fuel costs for nuclear power are low, and operation and maintenance make up a minor portion of total electricity supply costs. Without widespread lifetime extensions or new projects, electricity supply costs would be close to USD 80 billion higher per year on average for advanced economies as a whole.

Strong policy support is needed to secure investment in existing and new nuclear plants

Countries that have kept the option of using nuclear power need to reform their policies to ensure competition on a level playing field. They also need to address barriers

to investment in lifetime extensions and new capacity. The focus should be on designing electricity markets in a way that values the clean energy and energy security attributes of low-carbon technologies, including nuclear power.

Securing investment in new nuclear plants would require more intrusive policy intervention given the very high cost of projects and unfavourable recent experiences in some countries. Investment policies need to overcome financing barriers through a combination of long-term contracts, price guarantees and direct state investment.

Interest is rising in advanced nuclear technologies that suit private investment such as small modular reactors (SMRs). This technology is still at the development stage. There is a case for governments to promote it through funding for research and development, public-private partnerships for venture capital and early deployment grants. Standardisation of reactor designs would be crucial to benefit from economies of scale in the manufacturing of SMRs.

Continued activity in the operation and development of nuclear technology is required to maintain skills and expertise. The relatively slow pace of nuclear deployment in advanced economies in recent years means there is a risk of losing human capital and technical know-how. Maintaining human skills and industrial expertise should be a priority for countries that aim to continue relying on nuclear power.

Policy recommendations

The following recommendations are directed at countries that intend to retain the option of nuclear power. The IEA makes no recommendations to countries that have chosen not to use nuclear power in their clean energy transition and respects their choice to do so.

- Keep the option open: Authorise lifetime extensions of existing nuclear plants for as long as safely possible.
- Value dispatchability: Design the electricity market in a way that properly values the system services needed

to maintain electricity security, including capacity availability and frequency control services. Make sure that the providers of these services, including nuclear power plants, are compensated in a competitive and non-discriminatory manner.

- Value non-market benefits: Establish a level playing field for nuclear power with other low carbon energy sources in recognition of its environmental and energy security benefits and remunerate it accordingly.
- Update safety regulations: Where necessary, update safety regulations in order to ensure the continued safe operation of nuclear plants. Where technically possible, this should include allowing flexible operation of nuclear power plants to supply ancillary services.
- Create an attractive financing framework: Set up risk management and financing frameworks that can help mobilise capital for new and existing plants at an acceptable cost, taking the risk profile and long time horizons of nuclear projects into consideration.
- Support new construction: Ensure that licensing processes do not lead to project delays and cost increases that are not justified by safety requirements. Support standardisation and enable learning-by-doing across the industry.
- Support innovative new reactor designs: Accelerate innovation in new reactor designs, such as small modular reactors (SMRs), with lower capital costs and shorter lead times and technologies that improve the operating flexibility of nuclear power plants to facilitate the integration of growing wind and solar capacity into the electricity system. Maintain human capital: Protect and develop the human capital and project management capabilities in nuclear engineering.

Bibliography

International Energy Agency (2019), "Nuclear Power in a Clean Energy System", Paris.

Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire

Par Valérie FAUDON
SFEN

Entre 2030 et 2050, la France devra renouveler une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production, dont des moyens nucléaires de nouvelle génération. Ce renouvellement recouvre plusieurs enjeux :

- des enjeux énergétiques : compte tenu du calendrier historique extrêmement rapide de la construction des tranches dans les années 1980, la France peut être confrontée à un effet falaise dans la décennie 2040 ;
- des enjeux économiques : des leviers existent pour réduire les coûts du nouveau nucléaire dans le cadre d'un programme optimisé, où la compétitivité doit être évaluée au regard des services rendus au système électrique ;
- des enjeux industriels : les compétences nécessaires pour la construction du nouveau nucléaire sont spécifiques. Reconstituées en partie dans le cadre de la construction de l'EPR Flamanville, elles sont aujourd'hui fragiles et risquent d'être perdues à nouveau si la filière, qui a du mal à recruter aujourd'hui, ne dispose pas rapidement d'une visibilité sur les chantiers à venir.

La France s'appuie aujourd'hui sur son parc nucléaire, aux côtés des énergies renouvelables, pour assurer son approvisionnement en électricité bas carbone, et ce à des prix qui sont parmi les plus compétitifs d'Europe. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) détermine une trajectoire de diversification du mix électrique pour atteindre une part de nucléaire représentant 50 % du mix électrique en 2035. Elle précise aussi que « le gouvernement conduira avec la filière, d'ici à 2021, un programme de travail permettant d'instruire, entre autres, l'option de construire de nouveaux réacteurs nucléaires ».

Les enjeux énergétiques

La nécessité de disposer d'un socle nucléaire en 2050

À l'horizon 2050, la France aura besoin d'électricité décarbonée pour tenir ses engagements climatiques. La nouvelle loi relative à l'énergie et au climat adoptée à l'automne 2019 a fixé l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Selon la future Stratégie nationale Bas-Carbone (SNBC⁽¹⁾), cela nécessitera une totale décarbonation du secteur énergétique, obtenue, entre autres, grâce à une part croissante d'électricité décarbonée. Ainsi, la SNBC prévoit une croissance de la consommation électrique qui atteindra 600-650 TWh à l'horizon

2050 (contre 474 TWh en 2018⁽²⁾), pour permettre de décarboner les transports, l'industrie et d'autres vecteurs d'énergie finale (par exemple, l'hydrogène et le gaz).

La nouvelle loi fixe la part des renouvelables à 50 % de la production en 2035. Au-delà, et même si des progrès techniques et économiques sont attendus, on ne connaît aujourd'hui ni la faisabilité, ni la robustesse, ni le coût, ni les limites exactes d'un système combinant exclusivement, et dans de très grandes quantités, des énergies renouvelables variables, des technologies de stockage, du biogaz et/ou des énergies fossiles associées à des dispositifs de capture et de séquestration du carbone. Ainsi, dans ses scénarios de décarbonation⁽³⁾, l'Agence internationale de l'énergie (AIE-OCDE) indique un doublement de la capacité mondiale du nucléaire, qui est présenté comme nécessaire et complémentaire des énergies renouvelables à l'horizon 2060.

On voit difficilement pourquoi il en serait autrement en France, qui est une référence mondiale sur le plan de l'utilisation et de la maîtrise industrielle de cette technologie. La question n'est pas de savoir si la France aura besoin d'un socle nucléaire en 2050, mais plutôt de quelle taille sera ce socle – une question à laquelle il est difficile aujourd'hui de répondre. Les scénarios de décarbonation de la Commission européenne (scénarios EUCO30 du mo-

(1) MTES-SNBC, dans sa version projet, décembre 2018.

(2) RTE, Bilan 2018.

(3) IEA, ETP 2017 report, scénarios 2DS et B2DS.

dèle PRIMES), s'ils montrent une forte montée en puissance des énergies renouvelables en France à l'horizon 2050, confirment dans le même temps un socle nucléaire de l'ordre de 35-40 GWe en France, et de 110 GWe pour l'ensemble de l'Europe.

Ce socle nucléaire doit être pensé à bien des égards comme une infrastructure stratégique, car il produira de l'électricité bas carbone et garantira notre sécurité énergétique. Pour disposer de ce socle, la France devra être prête à construire de manière cadencée de nouveaux réacteurs pour une mise en ligne entre 2030 et 2050.

Un calendrier contraint lié au risque d'effet falaise

Dans les années qui viennent, la sécurité de l'approvisionnement français sera assurée par la prolongation jusqu'à cinquante, voire soixante ans de la durée de vie des tranches existantes. Cependant, à l'horizon 2040, la France pourrait être confrontée à un important effet falaise, lié au calendrier historique extrêmement rapide de la construction des tranches dans les années 1980. La dynamique de baisse de la capacité nucléaire pourrait être particulièrement brutale dès 2039 ; en effet, l'arrêt des tranches ayant atteint l'âge de soixante ans se traduirait, en moyenne, par une baisse de 4 GWe par an jusqu'en 2050. En 2050, les réacteurs du parc actuel ayant pour la plupart atteint l'âge de soixante ans, la production nucléaire équivaldra à seulement une dizaine de GWe.

Il est nécessaire d'anticiper cette dynamique baissière du parc en préparant son renouvellement dès le début de la décennie 2030 avec de nouveaux moyens de production, nucléaire et renouvelables (associés à des moyens de stockage à grande échelle), dans un contexte où, comme le disait récemment le président⁽⁴⁾ du GIEC, « nous ne savons pas et ne pouvons pas savoir quelles technologies seront disponibles au cours des trente prochaines années, et quelles en seront les performances ».

L'absence d'anticipation pourrait avoir des conséquences importantes en matière de sécurité d'approvisionnement. Cette dernière ne pourrait alors être assurée qu'au prix d'une dépendance à nos importations en provenance de nos voisins (en supposant qu'ils aient une capacité disponible suffisante), sauf à bénéficier d'une hypothétique prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de soixante ans (avec des marges de manœuvre restreintes, car la décision reste basée sur les réexamens conduits par l'ASN) ou bien encore de la construction de cycles combinés gaz (une solution incompatible avec nos objectifs de décarbonation de l'électricité).

Concernant le futur socle nucléaire, il ne sera pas possible d'accélérer la réalisation d'un nouveau programme nucléaire à partir de 2040 à un rythme de trois à quatre paires de réacteurs par décennie, si l'on n'a pas développé au préalable, sur la décennie précédente 2030-2040, une capacité industrielle à même de construire en série, de manière performante et robuste, des réacteurs au rythme d'une paire tous les quatre-cinq ans.

(4) Discours à l'AIEA, 7 octobre 2019.

On estime aujourd'hui que pour permettre la mise en service d'un premier réacteur d'ici à 2035, la décision devrait être prise au plus tard en 2021 : en effet, il faut aussi prendre en compte, outre le temps nécessaire à la première construction, les délais générés par les différentes étapes réglementaires, dans un contexte où certaines procédures ont été récemment rallongées, par exemple l'autorisation du démarrage des travaux préparatoires.

Les enjeux économiques

Le projet PPE précise qu'il n'est pas possible « de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer notre mix électrique ; [il est aujourd'hui difficile de distinguer] entre le nucléaire et les technologies renouvelables associées à du stockage, ou d'autres solutions de flexibilité ».

Si le parc nucléaire existant est aujourd'hui reconnu comme étant le moyen de production bas carbone le plus compétitif, la question de la compétitivité du nouveau nucléaire se pose après les dépassements de budgets constatés dans le cadre des premiers chantiers de construction des réacteurs de troisième génération, dont celui de Flamanville, en France. Pourtant, il existe plusieurs grands leviers de réduction du coût du nouveau nucléaire. Une réflexion reste à mener : c'est l'objet de l'instruction engagée par les pouvoirs publics d'ici à la mi-2021, visant à l'étude d'un montage industriel et financier d'un programme, qui permette de bénéficier pleinement de toutes les marges de réduction des coûts et d'atteindre l'objectif proposé par EDF d'une production de 65-70 MWh.

Plusieurs leviers pour réduire le coût du nouveau nucléaire

Il existe plusieurs pistes pour réduire les coûts du nouveau nucléaire, une fois passé le stade de la tête de série :

- Les effets de série : le retour d'expérience du programme français, documenté par la Cour des comptes, montre que pour réduire les coûts de construction, il faut construire les réacteurs par paire sur un même site (15 % de réduction) et s'engager sur la construction d'une série d'au moins trois paires (30 % de réduction).
- L'innovation : la filière nucléaire a annoncé de nombreuses actions visant à augmenter sa performance industrielle. Tout d'abord, la conception d'un EPR simplifié (EPR2) qui doit permettre, tout en gardant les mêmes exigences de sûreté, de le rendre plus facile et économique à construire. Mais aussi l'introduction dans l'industrie nucléaire des méthodes de *system engineering* utilisées aujourd'hui avec succès dans l'aéronautique et qui permettent à tous les acteurs, y compris les fournisseurs, de partager les mêmes données, de la conception jusqu'à la construction du réacteur.
- Le financement : dans le cas du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, la Cour des comptes britannique a montré le potentiel de gain très important sur les coûts financiers, *via* une meilleure répartition des risques entre les différentes parties prenantes. Par exemple, au Royaume-Uni, il serait nécessaire de faire passer la rémunération du capital (après impôt) de 9 % (valeur proche du taux

retenu par EDF pour le projet) à 6 %, en considérant le projet comme une infrastructure nationale et en lui faisant bénéficier du cadre d'investissement associé. Cette baisse du coût du capital permettrait de réduire d'un tiers le coût du kilowattheure pour le consommateur. Une réflexion reste à mener pour déterminer le montage permettant une meilleure répartition des risques entre les différents acteurs. Ainsi, les Britanniques ont proposé, pour le projet Wylfa, une participation directe du gouvernement couvrant un tiers du financement. Ils étudient actuellement, pour le projet Sizewell C, le mécanisme du Regulated Asset Based (RAB⁽⁵⁾) qui permet à la fois de répartir le risque de construction entre les investisseurs et les consommateurs, et de verser des revenus aux investisseurs, et ce dès la phase de construction.

La question de la compétitivité

La question de la compétitivité de chaque moyen de production sera de plus en plus impactée par le prix du CO₂, et ne pourra donc plus être posée de manière isolée : on devra tenir compte des interdépendances au sein du système électrique (part des sources non pilotables, limites des moyens de stockage et des autres sources de flexibilité) et de la structure du marché de l'électricité.

Le nouveau nucléaire, un moyen bas carbone pilotable 24h/24, 7j/7⁽⁶⁾ et offrant une grande flexibilité (variation possible de 5 % de la puissance nominale/min), ne peut en effet être comparé, au regard des services qu'il rend au système, qu'à d'autres moyens pilotables, comme l'hydroélectricité, ou à des moyens fossiles (charbon, gaz) équipés de systèmes de capture et de séquestration du carbone.

L'introduction des énergies renouvelables variables (éolien, solaire photovoltaïque) nécessite en effet de disposer de capacités de *back-up* et d'ajustement supplémentaires afin de garantir la qualité de l'électricité et l'équilibre offre-demande⁽⁷⁾. Elle implique également un renforcement des réseaux électriques. Ces effets conduisent à des coûts supplémentaires pour le système électrique qu'il faut intégrer lorsque l'on compare entre eux les coûts de production des différentes technologies. Une récente étude de l'OCDE montre ainsi que ces « coûts de système » progressent de 7 €/MWh à près de 45 €/MWh, lorsque la part des renouvelables variables passent de 10 à 75 % du mix électrique⁽⁸⁾.

Les enjeux industriels

En octobre 2019, EDF annonçait un nouveau retard à Flamanville lié à l'exigence, posée en juin par l'ASN, de reprendre des soudures non conformes au cahier des charges.

On annonçait, un mois avant, le démarrage du second EPR de Taishan en Chine. Les deux EPR chinois sont aujourd'hui en exploitation commerciale, dont l'un depuis plus d'un an, avec un prix de vente de l'électricité publié à 55 €/MWh⁽⁹⁾. Le chantier de Taishan, parce qu'il a démarré après les chantiers français et finlandais, a pu bénéficier de leur retour d'expérience. Mais surtout, la Chine a mis en ligne plus de trente nouveaux réacteurs depuis 2010, alors que la France n'a pas lancé de grand chantier de constructions neuves depuis le début des années 1990.

Les nouvelles constructions requièrent des compétences spécifiques, différentes de celles qu'exige la maintenance. Grâce à Flamanville, la filière a reconstitué ces compétences, mais les avancées en la matière restent fragiles.

Des compétences spécifiques

La construction de nouveaux réacteurs nucléaires demandent des métiers qui diffèrent de beaucoup de ceux des chantiers de maintenance, et se caractérisent par des exigences très strictes en matière de gestion de grands projets, d'études de sûreté, d'assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. Il a donc fallu reconstituer l'ensemble de cette chaîne industrielle spécifique pour construire les EPR d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3, dans un contexte d'évolution des référentiels réglementaires.

Dans le cadre de ces deux projets, EDF et Framatome ont qualifié plus de six cents fournisseurs d'équipements et services et obtenu des progrès sensibles sur la qualité et le calendrier des fournitures. La totalité de la chaîne industrielle – systèmes, services et composants – a été qualifiée au niveau « qualité nucléaire », un *process* qui peut prendre jusqu'à deux ans. Pour bien des prestataires, il a fallu investir en compétences, par recrutements ou par programmes internes de formation, dans des domaines spécifiques au nucléaire.

Des compétences fragiles

Alors que le chantier de Flamanville se termine, dans une étude réalisée en octobre 2018 pour la SFEN⁽¹⁰⁾ par le BCG auprès de soixante-dix-neuf entreprises de la filière, 40 % des personnes interrogées ont indiqué qu'elles sont en dessous ou en limite du seuil d'activité souhaitable. Certaines entreprises peuvent reporter en partie et à court terme les compétences qu'elles ont développées pour l'EPR sur le chantier britannique d'Hinkley Point C (HPC), sur ITER ou sur des chantiers de Rosatom, mais ces différents chantiers ne mobilisent pas nécessairement toutes leurs compétences. Plus de la moitié des responsables interrogés déclarent qu'ils peuvent être amenés à redéployer leurs effectifs vers d'autres filières, dans l'industrie pétrolière et le naval de Défense, avec le risque important que ces redéploiements s'avèrent définitifs. 58 % déclarent que, sans intervention d'une

(5) CORDIER P.-Y. (2019), « Financement du nouveau nucléaire britannique : qui veut du RAB ? », *RGN*, mars.

(6) Insérer le taux de disponibilité du parc français (demande de la Cour des comptes à RTE – En attente de concrétisation de cette demande).

(7) La flexibilité de la demande contribue également à cet équilibre en fonction des incitations tarifaires.

(8) <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>

(9) REUTERS, *UPDATE 1-China sets floor prices for 3rd gen nuclear projects*, 2 avril 2019.

(10) SFEN, note technique « Quand décider du renouvellement du parc nucléaire ? », mai 2019.

Sans renouvellement, risque à ≤ 3 ans sur les effectifs pour 58% des répondants

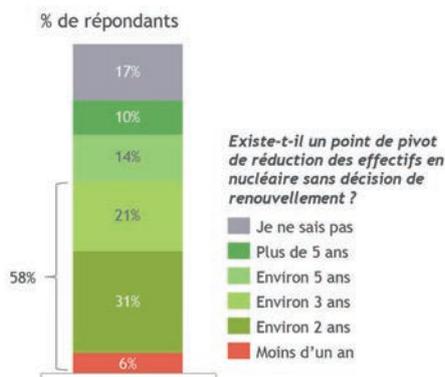


Figure 1.

décision sur le renouvellement du parc nucléaire dans les trois ans, ils commenceront à réduire leurs effectifs.

La filière sera donc bientôt face au risque de perdre l'expérience regagnée grâce à l'EPR de Flamanville. Au-delà du risque de perte des pures compétences techniques, les personnes interrogées mettent en garde contre le risque d'une perte de la culture de sûreté. « Il faut des années pour construire une culture de sûreté au sein de votre collectif, mais si vous ne la maintenez pas avec une activité pérenne et sur laquelle vos effectifs peuvent se projeter, vous pouvez la perdre très rapidement », explique un dirigeant.

L'absence de visibilité au-delà de cinq ans fait peser des menaces sérieuses sur la filière nucléaire française, à la fois au niveau de ses compétences et de ses perspectives à l'exportation. La filière souffre déjà, au même titre que tous les autres secteurs industriels en France, du manque de personnels formés dans les métiers techniques et est donc confrontée à de graves difficultés de recrutement (voir la Figure 2 ci-dessous). Si les dirigeants interrogés s'accordent à dire que ces difficultés sont pour partie

Difficulté généralisée à attirer des candidats qualifiés, et particulièrement en Soudage

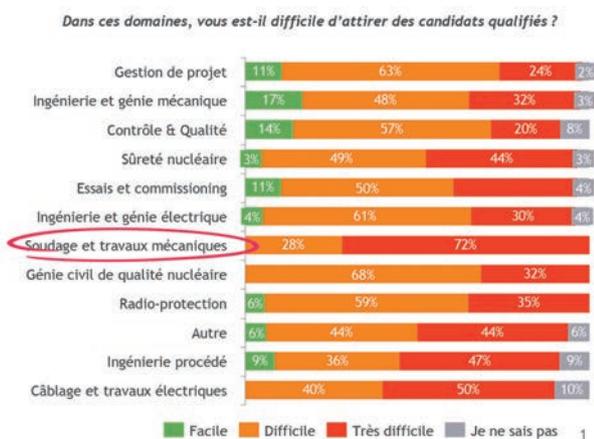


Figure 2.

liées à des facteurs structurels qui affectent également les autres industries nationales, ils se posent cependant des questions sur l'avenir de la filière en raison du manque de visibilité : « Nous avons de plus en plus de *turnover*, car les jeunes voient leur avenir bouché. »

Sans projet d'avenir, la filière ne sera pas en situation, face aux autres secteurs, d'attirer les talents dont elle aura besoin. Sans projet domestique, elle risque en outre de perdre sa crédibilité sur les marchés internationaux. Le compteur tourne déjà.

Bibliographie

SFEN (2018), « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », mars.

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

SFEN (2019), « Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ? », avril.

OCDE-AIE (2019), "Nuclear power in a Clean Energy System", may.

OCDE-NEA (2019), "The costs of decarbonization: systems costs with high shares of nuclear and renewables".

IPCC (2018), "Special report: global warming of 1,5C", october.

Les leviers industriels de la compétitivité du nucléaire

Par Xavier URSAT

Directeur exécutif d'EDF en charge de la direction Ingénierie et projets Nouveau nucléaire

Le parc nucléaire français arrivera à une période pivot vers 2030-2035. Héritage d'une politique de long terme, qui voulait assurer l'indépendance énergétique du pays, il constitue un atout économique, social et environnemental. Les temps de l'industrie sont longs et il convient, dès à présent, d'instruire les conditions de son renouvellement.

Pour la construction du premier EPR de Flamanville, la filière a dû faire face à des difficultés. Le projet a joué son rôle de relais industriel. Les enseignements à en tirer sont d'ores et déjà intégrés à la réflexion relative à un programme de nouveaux réacteurs.

Leur construction nécessiterait une large mobilisation des acteurs industriels et de la société dans son ensemble. La filière nucléaire française a un grand défi à relever pour être au rendez-vous. Elle doit poursuivre son effort pour consolider sa maîtrise industrielle et sa performance économique dans un monde en transition.

Introduction

La lutte contre le réchauffement climatique est au cœur de toutes les préoccupations.

Face à l'urgence qui s'annonce, une conviction s'impose, des experts du GIEC aux pouvoirs publics, en passant par des voix toujours plus nombreuses et variées : le recours à l'électricité d'origine nucléaire fait partie de tous les scénarios visant à apporter une réponse aux enjeux climatiques des prochaines décennies. Le parc nucléaire français, grâce auquel notre pays a conquis son indépendance énergétique et a garanti sa sécurité d'approvisionnement, ne fait pas exception. Il constitue un patrimoine qu'il convient de préserver à cet horizon. Cela passera par la mise en œuvre de nouvelles capacités de production nucléaire pour succéder à celles qui avaient été mises en service dans les années 1980. Pour l'heure, aucune décision n'a été arrêtée en ce sens. Depuis un an, les pouvoirs publics ont intégré les industriels aux travaux de constitution d'un dossier visant précisément à instruire cette décision.

Objet de débats souvent passionnels, le nucléaire reste pourtant une source d'énergie d'avenir.

Comment imaginer, dans l'état actuel des connaissances et des technologies, que la France puisse atteindre l'objectif d'une économie sans carbone en 2050 en se privant de l'énergie nucléaire ? Comment imaginer que l'on pourrait relever le défi d'une transition solidaire en faisant l'impasse sur un panel de métiers aussi divers et techniques, aussi ancrés dans les régions que ceux de la

filière nucléaire ? Bref, comment imaginer que l'on pourrait concilier enjeux climatiques et enjeux socio-industriels en négligeant un tel atout pour le pays ? Dans cette perspective, la construction de nouveaux réacteurs doit être envisagée avec sérénité.

Nous devons bien sûr tenir compte des retours d'expérience de la construction des premiers EPR et en tirer tous les enseignements. Les nouveaux projets doivent aussi répondre aux interrogations des populations. Ils doivent s'ouvrir à leur environnement pour accompagner les mutations industrielles et sociales.

EDF inscrit toute son action dans ce sens.

Énergies nucléaires et renouvelables sont parfaitement complémentaires pour garantir la décarbonation complète du système électrique. Le prolongement de la durée de vie de nos centrales, les projets de nouveaux EPR, le développement des énergies renouvelables, de la mobilité électrique, et l'émergence de nouvelles capacités de stockage de l'électricité constituent autant d'axes de notre stratégie fondée sur un mix électrique très bas carbone. La nécessaire ambition d'atteindre la neutralité carbone rend indispensable de s'employer à chacun d'entre eux sans réserve.

Un objectif de neutralité carbone

L'ambition de la lutte contre le changement climatique et l'atteinte d'une neutralité carbone en 2050, fixées par les pouvoirs publics, tant en France qu'au niveau européen, passent, entre autres, par une élimination des émissions

de gaz à effet de serre résultant de la production d'électricité.

C'est déjà largement le cas dans notre pays – le système électrique français étant à 90 % bas carbone – grâce à notre parc de centrales nucléaires (73 %) et aux énergies renouvelables (17 %), en particulier l'hydroélectricité. Cette situation place la France au premier rang des pays industrialisés les moins émetteurs.

La raison ? Les centrales nucléaires n'émettent aucun gaz à effet de serre. Une réalité qui n'est malheureusement pas toujours bien connue, comme en attestent encore certains sondages récents.

Surtout, le nucléaire est performant sur l'ensemble du cycle de vie (ACV) d'une centrale.

Selon des données du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), il génère en moyenne 12 grammes d'équivalent CO₂ par kilowattheure produit : à comparer au charbon (820 grammes), au gaz (490 grammes), au solaire photovoltaïque (45 grammes), mais aussi à l'hydroélectricité (24 grammes) et à l'éolien terrestre (11 grammes).

Fort de ce constat, le GIEC estime que l'urgence climatique nécessitera de faire appel à toutes les technologies bas carbone disponibles, y compris le nucléaire. Les scénarios de décarbonation établis dans son rapport sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5°C supposent que le nucléaire ait une part croissante dans le mix énergétique.

De par sa manœuvrabilité et ses capacités de réserve de puissance, l'énergie nucléaire est adaptée pour accompagner le développement des énergies renouvelables alternatives. Elle garantit l'équilibrage entre production et consommation et la fréquence de 50 Hz qui caractérise la qualité de l'électricité en tout point du réseau. La flexibilité du parc nucléaire constitue un précieux atout pour gérer l'intermittence de la production renouvelable. Nos réacteurs sont capables, par exemple, d'ajuster jusqu'à 80 %, à la hausse comme à la baisse, leur puissance en 30 minutes, et ce deux fois par jour. Cela représente environ 1 300 MW pour un EPR.

Un héritage industriel

La production d'énergie nucléaire, pilotable et décarbonée, constitue un atout pour notre pays. C'est l'héritage d'une politique de long terme, qui voulait assurer l'indépendance énergétique du pays.

Petit rappel. C'est à la suite du premier grand choc pétrolier de 1973 qu'un vaste programme est lancé. Il porte, dans un premier temps, sur la construction de 13 réacteurs en deux ans. Il se poursuivra sur le même rythme pendant des années, puis de manière plus lissée jusqu'en 1999 avec la mise en service du dernier réacteur en France, le second de la centrale de Civaux. Après une interruption, il ne reprendra ensuite qu'avec la construction de l'EPR de Flamanville.

Entre 1974 et 1999, soit en l'espace de 25 ans, EDF a construit et mis en service 58 réacteurs, dont l'âge moyen est aujourd'hui de 33 ans.

Cette réussite technique, de par son ampleur, reste unique au monde à ce jour. Elle tient à plusieurs particularités, dont l'effort de standardisation d'un parc basé uniquement sur des réacteurs de même technologie, le réacteur à eau sous pression (REP), ainsi que la création d'une filière industrielle contrôlant tous les maillons de la chaîne.

Ce parc nucléaire a permis à notre pays d'atteindre un niveau d'indépendance énergétique exceptionnel dans l'Union européenne. Il a garanti la diversification de nos sources d'approvisionnement et a permis à tous les ménages et industriels installés en France de bénéficier d'un prix de l'électricité stable et parmi les plus bas d'Europe.

Il a aussi, avant l'heure, avant que l'urgence climatique ne s'impose dans les débats, permis une réduction très rapide de nos émissions de CO₂.

Rien de tout cela n'aurait eu lieu sans une ferme volonté politique de mettre en œuvre une stratégie industrielle et énergétique ambitieuse à long terme.

Un renouvellement nécessaire

Le parc nucléaire arrivera à une période pivot vers 2030-2035. Il faut d'ores et déjà s'occuper de son renouvellement, car les temps de l'industrie sont longs.

Deux phénomènes se cumulent et bousculent le calendrier.

Les premiers réacteurs mis en service à la fin des années 1970, atteignent leurs 40 ans de fonctionnement. EDF a proposé de poursuivre leur exploitation jusqu'à 50 ans, et même pour la majeure partie d'entre eux jusqu'à 60 ans.

Cette proposition est soumise à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui délivre ses autorisations réacteur par réacteur à l'issue de visites dites « décennales ». 80 % du parc existant aura ainsi atteint 60 ans d'activité avant 2050, âge à partir duquel il serait présomptueux aujourd'hui d'envisager une poursuite de leur production.

La France pourrait donc être confrontée à une réduction rapide de ses capacités pilotables et décarbonées de production électrique, de l'ordre de dizaines de GW, en quelques années seulement.

La trajectoire fixée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie avec l'arrêt définitif de quatorze réacteurs de 900 MW avant 2035 (dont les deux réacteurs de Fessenheim dès 2020) a vocation à atténuer cet « effet falaise » en lissant les mises à l'arrêt, à condition de se préoccuper sans tarder du développement des moyens à même d'assurer leur remplacement.

C'est à l'aune de ce contexte et du nécessaire maintien d'un socle nucléaire pilotable que la question du renouvellement du parc nucléaire et donc du lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs se pose dès à présent.

Le choix politique exprimé par la France de garder ouverte l'option de disposer d'un nucléaire performant dans le mix énergétique, à l'horizon 2050, tient compte de l'état actuel des technologies. Aucune solution alternative n'est disponible ou en voie d'émerger pour renoncer

à cette option ou pour la laisser perdre et donc s'en priver. Cela bien évidemment ne présage pas des innovations à attendre des programmes de recherche et développement. Mais jusque-là, notre devoir est de préserver pour les générations futures toutes les options dont nous disposons.

Or, garder la possibilité de disposer d'un socle suffisant de nucléaire ne peut pas rester au rang de principe. Cela suppose d'engager concrètement, et sans tarder, la construction d'une première série de réacteurs. La durée de leur réalisation, depuis l'engagement des démarches nécessaires à l'obtention des autorisations réglementaires jusqu'à la construction proprement dite des réacteurs, en passant par les études détaillées de conception, la fabrication des équipements dans les usines, la préparation du chantier..., est telle qu'avec une décision d'engagement prise en 2021 ou 2022, les premières mises en service n'interviendraient qu'à l'horizon 2035.

Ainsi, la construction d'une série de trois paires d'EPR – l'hypothèse que le gouvernement a demandé à EDF d'étudier – aurait un double objectif. D'une part, la capacité correspondante d'environ 10 GW, qui entrerait en service progressivement, entre le milieu des années 2030 et la première moitié des années 2040, apporterait la garantie de disposer d'une production pilotable et décarbonée dans le mix électrique à long terme. D'autre part, la visibilité donnée en termes de plan de charge, pendant une vingtaine d'années, permettrait de mobiliser l'ensemble des acteurs industriels sur un objectif visant à retrouver un niveau de performance satisfaisant. Ainsi, la France se donnerait les moyens de garder véritablement mobilisables tous les leviers pour décider dans quinze ans de la suite à donner à l'évolution de son mix énergétique, avec un nucléaire performant, des énergies renouvelables (éolien, solaire) et des moyens de stockage d'électricité (batteries, hydrogène ou autres formes de *Power-to-gas*), voire l'émergence d'éventuelles solutions nouvelles, selon leur performance économique et leur potentiel de déploiement.

A contrario, ne rien engager conduirait rapidement à la perte de notre capacité à construire des réacteurs nucléaires. Cela ferait courir à la France le risque de devoir subir l'évolution de son mix électrique au-delà de 2035. Cela reviendrait à faire le pari de tout miser sur l'émergence de solutions technologiques nouvelles dont personne ne peut aujourd'hui garantir la faisabilité, et encore moins le calendrier de mise en œuvre. Si de tels progrès n'étaient finalement pas au rendez-vous, cela conduirait à un contexte où l'évaluation, sur le plan de la sûreté, des conditions de prolongation du fonctionnement de chaque réacteur actuel au-delà de soixante ans pourrait être contrainte par l'urgente nécessité de garantir la sécurité immédiate d'approvisionnement. La seule alternative serait alors de faire construire, dans l'urgence, des capacités de production technologiquement simples, telles que des centrales à gaz, au prix d'un renoncement aux objectifs de décarbonation et d'indépendance énergétique.

Une indispensable mobilisation de la filière et de la société

Le renouvellement du parc nucléaire français, s'il est décidé, nécessite une large mobilisation des acteurs industriels et de la société dans son ensemble. Compte-tenu des difficultés rencontrées lors de la construction du premier EPR à Flamanville, les doutes sont naturellement légitimes quant à la capacité de la filière de mener à bien un tel programme. Il ne s'agit pas de les éluder, mais le temps presse. Le projet de Flamanville a été l'occasion de ranimer des compétences qui avaient largement été perdues en raison de l'absence de chantier au cours de la décennie précédente. Ces compétences qui ont pu être reconstituées ne doivent pas à nouveau se disperser faute de chantiers.

Première étape pour retrouver la confiance nécessaire, lever les doutes sur l'EPR. Ce réacteur de troisième génération n'est pas un caprice « d'ingénieurs », il fonctionne. En attestent les deux EPR que nous avons construits à Taishan en Chine avec nos partenaires locaux et qui ont été respectivement mis en service en 2018 et 2019.

L'EPR s'inscrit dans la continuité des réacteurs existants avec pour atout d'offrir, à niveau de sûreté identique, une performance économique et environnementale accrue.

Le nouveau modèle de réacteur EPR2, qu'EDF développe, s'appuie largement sur une réplique de l'EPR dont la conception est désormais validée. Il intègre le retour d'expérience issu de Flamanville, ainsi que des projets EPR de Taishan (Chine), Olkiluoto (Finlande) et Hinkley Point (Grande-Bretagne). Il adopte évidemment un niveau de sûreté aussi exigeant que celui de l'EPR. Il présente également les caractéristiques propres aux réacteurs de technologie française, avec la possibilité de recycler le combustible et celle de procéder à des variations de puissance infra-journalières au bénéfice de la gestion du réseau électrique. Son optimisation passe essentiellement par la simplification et la standardisation afin d'en faciliter la construction. Il est aussi l'occasion pour EDF de mettre en œuvre les méthodes les plus performantes issues des autres secteurs de l'industrie en matière de conduite de grands projets d'infrastructure complexe et d'ingénierie système, et basées sur des outils numériques qui permettent de systématiser la gestion des nombreuses interfaces et de garantir la cohérence et la traçabilité du *design*.

Les leçons tirées de Flamanville

Les retards accumulés et les dépassements de coûts successifs pour la construction de l'EPR de Flamanville ont fait couler beaucoup d'encre. La construction à proprement parler de l'EPR y est quasiment terminée. Les essais à chaud se sont déroulés lors du 4^{ème} trimestre 2019. Leur rôle était de valider le fonctionnement des circuits dans leurs conditions nominales de température et de pression. Ils étaient le préalable au chargement de la cuve en uranium, c'est-à-dire à la mise en service opérationnelle

du réacteur. D'ici là, il reste aussi à reprendre une trentaine de soudures sur le circuit secondaire, dont certaines sont situées dans des endroits difficiles d'accès.

D'ores et déjà, le bilan de ce projet est clair. Les enseignements à tirer des difficultés rencontrées, de la manière dont elles ont été surmontées et aussi de ce qui a bien fonctionné l'ont été ; ils sont riches d'informations permettant de déterminer les conditions dans lesquelles il conviendrait d'aborder un programme de nouveaux réacteurs. À cet égard, le projet de Flamanville aura d'ailleurs pleinement joué le rôle qui lui avait été assigné de démonstrateur EPR et de relais industriel dans la perspective d'un renouvellement du parc nucléaire, sans doute plus péniblement qu'envisagé à l'origine. Deux causes principales des difficultés rencontrées ressortent. D'une part, la perte de compétences et d'expérience opérationnelle chez l'ensemble des acteurs. D'autre part, l'insuffisance de la préparation avant de se lancer dans la construction, cumulée à un objectif initial excessivement optimiste en matière de coût et de délai. D'autant que la construction d'un réacteur unique aura privé le projet de la souplesse qui s'attache à l'habituelle réalisation par paire de réacteurs. Le défaut d'appréciation de l'enjeu attaché à la seconde de ces causes n'est d'ailleurs sans doute pas sans lien avec la première.

La perte de compétences s'explique en grande partie par la longue période sans chantier domestique qui a précédé le lancement du projet. Elle s'est traduite, par exemple, par des erreurs de réalisation qui ne relèvent pas toutes des exigences spécifiques au secteur nucléaire – par exemple, dans le génie civil, le soudage des tuyaux, la fabrication des équipements –, par un ajustement successif de la surveillance, par un besoin de mise à niveau en matière de pilotage de projet d'infrastructure complexe et par la difficile réappropriation de la néanmoins fondamentale capacité pragmatique à discerner les anomalies à traiter avec la plus grande célérité au milieu d'une avalanche de signaux qui finissent par s'avérer mineurs.

La participation des acteurs de la filière française, à tous ses niveaux, à des projets internationaux, en particulier en Chine, aura constitué un relais d'acquisition et de partage d'expérience partiel sans lequel la perte de compétences et la disparition de capacités industrielles domestiques auraient sans doute été plus proches de l'irrévocable. Une telle participation aura été rendue possible pendant cette période par la convergence entre le prestige retiré de la construction du parc français, le fait de disposer du plus grand parc standardisé au monde, l'attractivité de l'expertise ainsi acquise par les acteurs de la filière française et les demandes d'accompagnement formulées par des partenaires internationaux exprimant un fort besoin de développement.

Au-delà du développement d'un modèle de réacteur plus exigeant avec l'EPR, le projet Flamanville a surtout permis d'engager la reconstitution des capacités nécessaires à sa concrétisation et de renouveler les méthodes de cette mise en œuvre dans un contexte socio-industriel qui avait significativement évolué en quinze ans. Cette reconsti-

tution reste néanmoins partielle, notamment parce que l'absence de visibilité au-delà de la construction d'un seul réacteur a manifestement limité la capacité des entreprises de la filière à investir.

Le projet Flamanville aura enfin été l'occasion de mettre au point les modalités d'application d'un nouveau référentiel d'exigences réglementaires nées dans les années 2000 en réponse aux attentes sociétales en matière de sûreté, de transparence et de formalisation juridique.

L'enjeu aujourd'hui est de pouvoir capitaliser sur les connaissances acquises, de stabiliser ce référentiel et de poursuivre l'effort engagé de reconstitution des capacités industrielles nécessaires à la construction de réacteurs nucléaires dans le contexte français. Le réacteur EPR de Flamanville ouvre ainsi la voie de la construction de nouveaux réacteurs dans le contexte spécifique de ce XXI^e siècle aussi bien sur le plan sociétal – exigence de plus de sécurité et de transparence – qu'environnemental – pas d'émission de CO₂.

Le besoin d'une construction en série

Plus globalement, les problèmes rencontrés à Flamanville illustrent les difficultés de l'industrie nationale. Pénurie de personnes formées dans les métiers techniques, érosion du sens pratique, exigence accrue de formalisation réglementaire, retrait de la commandite de politiques de long terme porteuses de vision et génératrices de la mobilisation industrielle nécessaire à la performance.

C'est dans ce contexte que la filière nucléaire doit relever un grand défi : définir puis mettre en œuvre les conditions de la maîtrise industrielle et de la performance nécessaires à la construction de nouveaux réacteurs nucléaires en France. La première de ces conditions est de disposer d'une visibilité claire, notamment d'un calendrier d'exécution d'un programme de construction de nouveaux réacteurs dans la continuité de l'effort initié avec l'EPR de Flamanville.

L'activité à Flamanville relève désormais bien davantage de la prise en main par l'exploitant que du chantier de construction. Elle n'y est plus de nature à entretenir les compétences propres à un projet de construction de réacteur. Celles-ci présentent donc d'ores et déjà le risque de se disperser de nouveau.

La filière nucléaire compte aujourd'hui environ 220 000 salariés répartis dans 2 600 entreprises sur tout le territoire. Pour qu'elle ne subisse pas de nouveau des pertes de compétences, et puisse mobiliser des ressources à temps, il est important qu'elle dispose d'une forte visibilité sur son plan d'activité. D'autant qu'elle fait appel à des compétences spécifiques et à des fournisseurs d'équipements et de services certifiés, pour certains au niveau le plus exigeant, celui de « qualité nucléaire ».

C'est pour cette raison que l'instruction de nouveaux projets porte sur une série de trois paires de réacteurs, selon un cadencement entre chaque paire de quatre ans. La réalisation d'un tel programme s'étalerait sur une vingtaine d'années.

La construction par paire est le premier facteur de l'effet d'apprentissage attendu. Elle permet de dimensionner le projet en conséquence et d'allouer les ressources sur l'un ou l'autre des réacteurs en fonction des phases de chantier et des aléas. Le second réacteur sert ainsi de réserve de ressources, en cas de difficulté sur le premier, qu'il s'agisse d'un besoin en force de travail ou en équipements. Il bénéficie ensuite d'une accélération permise par un fort effet de transfert d'expérience sur place.

Au-delà, l'expérience montre que l'effet série est largement obtenu à partir de trois projets successifs. Cette organisation apparaît exemplaire pour optimiser l'utilisation des ressources dans une période où il s'agit de commencer la construction de nouvelles capacités de production nucléaire à un rythme modéré et d'achever la reconstitution des capacités nécessaires pour mener à bien le projet, au meilleur niveau de performance. Il sera toujours temps par la suite, si la trajectoire énergétique de la France devait en confirmer la nécessité, d'accélérer ce rythme en le portant à un réacteur par an.

Les chantiers sont en effet organisés selon un cadencement spécifique. Les ouvriers, techniciens et ingénieurs pourront passer dans ce schéma de l'un à l'autre des chantiers, acquérant à chaque fois de l'expertise et gagnant de fait en efficacité.

Les atouts de la standardisation sont nombreux : économies sur les coûts de construction, baisse des délais de mise en œuvre, amélioration de la sécurité quotidienne, fiabilisation des gestes, réduction des aléas et meilleure appréciation de leur importance...

De nombreux industriels constatent, d'autre part, qu'il est plus facile de recruter de jeunes talents sur la promesse d'un programme de constructions neuves que sur des projets de maintenance et de démantèlement. Un programme bien pensé de renouvellement du parc nucléaire doit permettre de créer les conditions d'attractivité attendues et d'engager les formations qualifiantes nécessaires.

A contrario, si Flamanville a permis de requalifier l'ensemble de la chaîne nucléaire, une absence de projets pourrait mettre un terme à cette poursuite sur la voie de la reconstitution des compétences. Un risque qu'il ne faut pas négliger.

La filière s'est réorganisée pour tendre à une plus grande efficacité. L'ensemble des industriels, des grands

donneurs d'ordre aux microentreprises en passant par les ETI, les PME, ainsi que les associations historiques de la filière se sont réunis sous une même bannière, le GIFEN (Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire). Ce syndicat professionnel a pour objectif de promouvoir le développement économique de ses adhérents. Il permet de fédérer les efforts qu'il reste à poursuivre à partir de l'expérience acquise lors de la réalisation des premiers EPR, en termes de développement des compétences, de coordination de la mise en œuvre des méthodes et des outils, de mise au point des modalités d'interaction avec les autorités de régulation, d'éclairage de la décision politique, d'optimisation des retombées socio-économiques dans les territoires, afin d'être en mesure, le plus rapidement possible, d'apporter à la collectivité la capacité de construire ses réacteurs nucléaires au meilleur niveau de performance.

Conclusion

Les difficultés rencontrées dans le chantier de l'EPR de Flamanville traduisent finalement un mouvement de fond bien plus global qui a vu nos économies se projeter dans une vision post-industrielle et nombre de leurs fleurons s'affaiblir.

Elles illustrent la nécessité de renouer avec les fondamentaux industriels et de reconstituer des compétences à tous les niveaux. Fort de ces enseignements, le mouvement engagé dans la filière nucléaire est une étape dans sa remise en ordre de marche. Il permettra bientôt de mener à nouveau à bien, en offrant le meilleur niveau de performance, les projets d'infrastructures nécessaires pour continuer à fournir une énergie décarbonée au bénéfice à la fois des ménages et de la compétitivité des entreprises.

Au-delà de ce retour aux fondamentaux, l'émergence de l'industrie 4.0 offre l'opportunité d'une transition vers une industrie plus innovante, plus efficace, capable de gérer des objets plus complexes, et créatrice, dans les territoires, d'emplois non délocalisables. Plus attractive, elle a vocation à mobiliser l'ensemble des professionnels, du soudeur à l'ingénieur, pour insuffler un rebond industriel, et répondre ainsi, en même temps, aux enjeux climatiques et aux enjeux socio-économiques.

Approvisionnement en uranium et métaux stratégiques pour le nucléaire : dépendance ou faux problème ?

Par Philippe KNOCHE
Directeur général d'Orano

L'indépendance énergétique d'un pays est un facteur-clé de sa souveraineté. Dans le nucléaire, la France a développé une filière industrielle nationale complète qui lui permet de maîtriser la conception et la construction de ses propres installations de production d'électricité, d'enrichissement d'uranium et de fabrication du combustible, en passant par le traitement et le recyclage, ainsi que la gestion des déchets. Concernant l'approvisionnement en uranium, qui est une ressource abondante, la France maîtrise son approvisionnement notamment grâce à Orano qui dispose de plusieurs mines sur trois continents. Grâce à sa maîtrise de l'ensemble de la filière, notamment en ce qui concerne l'enrichissement de l'uranium et le recyclage des combustibles nucléaires usés, notre pays dispose sur son territoire de matières constituant une réserve stratégique. Les matières nucléaires peuvent également être utilisées dans d'autres domaines importants pour la souveraineté de notre pays, comme l'espace ou le médical.

L'indépendance énergétique de notre pays est un facteur-clé de souveraineté. Les Français y restent très attachés. Le développement de la filière nucléaire française pour la production d'électricité y contribue largement depuis les années 1960.

Le nucléaire, un élément-clé de souveraineté

Près de cinquante ans après le grand choc pétrolier des années 1970, les Français confirment l'importance du nucléaire en termes de souveraineté. Dans un sondage réalisé cette année par Orano avec l'Institut BVA, l'argument prioritaire en faveur du nucléaire reste pour les Français l'indépendance énergétique du pays (46 %) devant la création d'emplois (39 %) et même l'absence de rejet de CO₂ (34 %). L'électricité est, à juste titre, considérée par nos concitoyens comme un produit stratégique indispensable au développement de leur pays et à leur vie quotidienne et qui ne doit pas être soumis à des aléas géopolitiques pouvant impacter notre sécurité d'approvisionnement. Le nucléaire y répond, grâce notamment à un approvisionnement sécurisé en uranium, tout comme il répond à un autre enjeu également crucial : la lutte contre le dérèglement climatique. Dans ce domaine également, la France fait figure de très bon élève avec une électricité décarbonée à plus de 95 %.

L'uranium, une ressource abondante et répartie sur les cinq continents

Le monde dispose d'importantes réserves d'uranium, on ne va donc pas en manquer. Les ressources connues en uranium représentent l'équivalent de cent ans de consommation mondiale, et même deux cent cinquante ans si l'on inclut les ressources estimées (source : AEN/OCDE). Et surtout, les gisements en uranium ne sont pas concentrés dans une seule région du monde. Les gisements les plus importants se trouvent en effet répartis sur les cinq continents : Afrique (Niger et Afrique du Sud), Asie (Kazakhstan, Ouzbékistan, Chine et Mongolie), Europe (Ukraine et Russie), Océanie (Australie) et Amérique (Canada, Brésil et États-Unis). Près de 44 % des ressources en uranium se situent dans les pays de l'OCDE (contre seulement 15 % pour le pétrole et 10 % pour le gaz), 22 % dans les BRICS (Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud) et 34 % dans le reste du monde. Cette dispersion géographique est un atout permettant de limiter les risques géopolitiques liés à cette ressource.

L'utilisation du nucléaire et donc de l'uranium a également un autre avantage très important en termes de souveraineté : le fait que le prix final de l'électricité provenant du nucléaire soit très peu dépendant du prix de la matière première, en l'occurrence l'uranium. Celui-ci représente

moins de 5 % du coût cash de la production de l'électricité française (contre plus de 60 % pour le gaz), ce qui rend la production électronucléaire moins soumise aux fluctuations des prix des matières premières et donc plus prédictible.

La France maîtrise son approvisionnement...

Avec Orano, qui fait partie du Top 3 mondial pour la production d'uranium, la France maîtrise son approvisionnement. Orano dispose de cinq sites miniers sur trois continents (un site au Kazakhstan, deux au Niger et deux au Canada), au sein desquels il est opérateur et/ou actionnaire. Le groupe a produit près de 8 000 tonnes d'uranium en 2018 et assure près de 40 % de la fourniture d'EDF. La production d'Orano se répartit ainsi : près de 45 % au Kazakhstan, 30 % au Canada et 25 % au Niger. Orano dispose également d'un « pipe » de projets miniers pouvant prendre la succession des mines actuelles, lorsque les gisements seront épuisés. C'est le cas du site d'Imouraren au Niger, de Zuuvch Ovoo en Mongolie, de Trekkoje en Namibie, mais également de Midwest et McClean au Canada.

Enfin, pour garantir de la visibilité à ses clients notamment en termes de sécurité d'approvisionnement, Orano poursuit sa politique d'exploration en quête de nouveaux gisements. Ces recherches se déroulent à la fois au Canada, en Mongolie, au Kazakhstan ainsi qu'au Niger. Récemment, Orano a signé un accord avec un nouveau pays afin de procéder à des travaux d'exploration, il s'agit de l'Ouzbékistan. Actuellement, le groupe dispose de 142 000 tonnes d'uranium en réserve, soit de l'ordre de vingt années de production.

... et toutes les techniques minières

Comme pour le reste des activités nucléaires, la France, via Orano, maîtrise toute la chaîne de production minière de l'uranium, que ce soit au niveau de l'extraction ou du traitement du minerai. Orano opère ou est actionnaire de mines à ciel ouvert (au Niger) pour exploiter des gisements peu profonds, mais également souterrains (au Niger à nouveau, et au Canada), si les gisements sont situés

In Situ Recovery (ISR)

Le principe de récupération *in situ* consiste à injecter par des puits une solution de lixiviation dans le gisement. La solution (acide dilué et eau) dissout l'uranium en passant à travers le gisement, puis est pompée et remontée jusqu'à la surface. La solution chargée en uranium est ensuite acheminée par un pipeline jusqu'à l'usine où l'uranium est extrait et fixé sur des résines échangeuses d'ions.

Les solutions sont ensuite enrichies en acide et réinjectées dans les puits.

Il s'agit d'un circuit fermé. Cette technique se pratique uniquement lorsque le minerai est situé entre des couches de sol étanches, comme au Kazakhstan ou en Mongolie.

en profondeur. Le groupe maîtrise également la technologie de récupération *in situ* (ISR) pour les gisements à faible teneur ou des technologies permettant de récupérer l'uranium dans des gisements à très haute teneur comme au Canada (jusqu'à 200 kg d'uranium par tonne de roche).

C'est également le cas pour le traitement du minerai. Les usines opérées par le groupe (Niger, Canada) peuvent, après concassage :

- soit traiter des minerais à basse teneur (lixiviation statique : le minerai une fois préparé est stocké en tas sur une aire étanche et est arrosé avec une solution chimique adaptée comme à SOMAÏR au Niger),
- soit des minerais à haute teneur (lixiviation dynamique). Elle s'effectue en milieu liquide dans des cuves de l'usine, comme à Cominak et McClean Lake.

L'uranium est ensuite extrait des solutions par un procédé de précipitation. Il est purifié, séché et calciné pour obtenir le produit fini, un concentré d'uranium naturel

Des réserves stratégiques disponibles

En ayant développé sur le territoire national les capacités nécessaires à l'enrichissement de l'uranium et au recyclage des combustibles usés, la filière nucléaire française a ainsi mis à disposition de la nation des réserves stratégiques en uranium.

Les opérations d'enrichissement de l'uranium réalisées dans l'usine Georges Besse II d'Orano (Drôme) conduisent à la production d'uranium appauvri en uranium-235. C'est une matière recyclable qui a un potentiel énergétique important : 300 g d'uranium appauvri ont la même capacité énergétique qu'une tonne de pétrole. Selon l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'ANDRA en 2018, cette réserve stratégique correspondait à 310 000 tonnes d'uranium appauvri à la fin 2016. Ils sont la propriété d'Orano et sont entreposés sous une forme solide et stable sur les sites de Tricastin (Drôme) et de Bessines (Haute-Vienne). Outre son recyclage actuel dans le combustible Mox (mélangé avec du plutonium), l'uranium appauvri peut être ré-enrichi pour obtenir du combustible UNE (uranium naturel enrichi). Ce ré-enrichissement a déjà été effectué par le passé. Les 310 000 tonnes d'uranium appauvri peuvent permettre de produire de l'ordre de 60 000 tonnes d'uranium naturel, soit l'équivalent de sept à huit ans de consommation d'uranium du parc français actuel. L'uranium appauvri pourrait également être valorisé dans les réacteurs de quatrième génération.

En aval du cycle, le recyclage des combustibles usés permet également de disposer de réserves stratégiques. Le recyclage du plutonium issu des combustibles usés d'EDF permet d'ores et déjà de produire 10 % de l'électricité nucléaire française. L'uranium issu de ces mêmes combustibles est également une matière recyclable et donc une réserve stratégique. De 1994 à 2013, EDF, qui a la propriété de l'uranium issu de ses combustibles usés, a recyclé 4 000 tonnes dans quatre réacteurs de la centrale de Cruas. Cela a permis une économie équivalente d'uranium naturel. EDF, qui dispose de plus de 20 000 tonnes



Photo © Ian HANNING/REA

Salle de remplissage des conteneurs d'hexafluorure d'uranium de l'usine de conversion d'uranium Comurhex II Orano sur le site du Tricastin, septembre 2018.

« L'uranium appauvri est entreposé sous une forme solide et stable sur les sites de Tricastin (Drôme) et de Bessines (Haute-Vienne). »

de cet uranium, a annoncé une stratégie visant à charger à nouveau les quatre réacteurs de Cruas en URE à partir de 2023, puis ultérieurement des réacteurs 1 300 MW (à partir de 2027). Cela permettra de passer de 10 % d'électricité nucléaire produite à partir de matières recyclées à plus de 25 %, ce qui renforcera considérablement les économies de matières premières, mais également l'indépendance de notre pays pour sa production d'électricité. Orano travaille également sur le recyclage des combustibles Mox usés, ce qu'elle a déjà été réalisé par le passé pour des électriciens européens. L'objectif est désormais de passer à un stade industriel avec le multi-recyclage du plutonium pour EDF. Des études sont lancées afin de sélectionner le type de combustible répondant aux critères de sûreté et de performance. Des essais d'irradiation de ces combustibles pourraient alors avoir lieu au milieu de la prochaine décennie, avant un déploiement industriel. Grâce à ce multi-recyclage du plutonium, le taux de l'électricité nucléaire française produite à partir de matières nucléaires recyclées sera supérieur à 30 %.

L'utilisation des matières nucléaires en dehors de la production d'électricité

Si les matières nucléaires sont largement utilisées pour la production d'électricité et contribuent à ce titre à la souveraineté énergétique du pays, elles peuvent également être utilisées dans d'autres domaines qui n'en sont pas

moins stratégiques. C'est une nouvelle fois le cas pour l'uranium appauvri, dont la France dispose d'une importante réserve. Orano a engagé différents programmes de R&D visant à valoriser les propriétés physico-chimiques particulières de l'uranium dans de nouvelles applications. À court terme, des développements dans les domaines de la radioprotection, du stockage de la chaleur et des batteries semblent accessibles.

Autre application possible, l'espace. Le nucléaire a un avantage important : avec très peu de matière, il peut fournir une énergie conséquente sur des durées très longues. Dans ce domaine, Orano a également lancé des études sur une utilisation plus large des matières nucléaires en tant que source d'énergie.

Enfin, et c'est plus connu, le nucléaire est un contributeur important dans le domaine médical, à travers l'utilisation de substances radioactives à des fins diagnostiques ou thérapeutiques. À titre d'exemple, l'uranium-235 est utilisé pour la production de technétium-99m et du radium-223, deux radio-isotopes importants en médecine nucléaire. Le technétium-99m, produit industriellement par irradiation, puis décroissance de cibles d'uranium-235 faiblement enrichi, est utilisé comme marqueur radioactif en scintigraphie ou tomographie par émission. Ces techniques d'imagerie permettent d'examiner plus rapidement le patient, et donc sans lui faire subir de fortes doses cumulées de radiations. Elles représentent une part importante

Les matériaux stratégiques

En 2017, l'Union européenne a inventorié vingt-sept matières premières d'une grande importance économique, mais présentant un risque élevé de pénurie d'approvisionnement : assurer un accès fiable et sans entrave à ces matières premières constitue dès lors un enjeu majeur pour l'industrie européenne. Orano a analysé cette liste avec pour objectif d'identifier les matériaux essentiels à la transition énergétique pour lesquels le groupe pourrait développer une activité de recyclage.

Cette étude préliminaire a permis d'identifier les huit matières premières les plus porteuses pour Orano : Cobalt (Co), Manganèse (Mg), Niobium (Nb), Gallium (Ga), Indium (In), Palladium (Pd), Tantale (Ta) et Tungstène (W). Orano a mobilisé ses experts afin d'approfondir l'analyse des *business models* correspondants en lien avec l'économie circulaire et le recyclage, soutenus si besoin par un effort législatif approprié, et de prendre contact avec des partenaires internes et/ou externes potentiels.

des actes d'imagerie médicale réalisés en France : ainsi, environ 870 000 actes de scintigraphie ont été réalisés en 2015 et 350 000 actes de tomographie en 2016, des chiffres à mettre en regard avec le nombre d'IRM faites en 2016 correspondant à 5 millions d'actes. Le besoin en uranium-235 faiblement enrichi pour la fabrication de ces cibles, bien qu'en croissance, reste modéré et ne devrait atteindre qu'environ 200 kg en 2030. Plus succinctement, le radium-223, historiquement appelé actinium X, est obtenu directement par décroissance successive de l'uranium-235. Il est utilisé en tant que médicament pour combattre les métastases osseuses du cancer de la prostate (vente annuelle d'environ 250 000 injections). Orano dispose d'une filiale – Orano Med – spécialisée dans le domaine de la médecine nucléaire et qui allie biotechnologies et nucléaire pour développer de nouvelles thérapies

dans la lutte contre le cancer. Orano Med a développé un procédé unique permettant la production de plomb-212 de haute pureté, un isotope rare issu de la chaîne de décroissance du thorium-232. Le plomb-212 est utilisé en alphathérapie ciblée, une approche novatrice et prometteuse en médecine nucléaire permettant de cibler et détruire les cellules cancéreuses, en limitant l'impact sur les cellules saines environnantes. Les recherches menées par Orano Med avec ses partenaires se poursuivent afin de permettre le développement de thérapies efficaces pour traiter des cancers, pour lesquels l'arsenal thérapeutique disponible est à ce stade réduit. Outre les ressources importantes en nitrate de thorium dont dispose Orano (5 500 tonnes), la décroissance radiologique régénérant, après extraction du plomb-212, l'isotope d'intérêt, permettra de satisfaire la consommation annuelle envisagée.



Dominique LOUIS, PDG ASSYSTEM
"Le nucléaire, un domaine du futur"



Olivier DEMARTHE, Directeur de la division aéronautique REEL
"La data au service de la performance"



Patrick FRAGMAN, PDG WESTINGHOUSE
"L'expert du nucléaire"

LE NUCLÉAIRE, UN DOMAINE DU FUTUR



Dominique Louis, PDG d'Assystem

Assystem est spécialisé dans l'ingénierie et la gestion de projets complexes notamment dans le domaine du nucléaire. Rencontre avec Dominique Louis, PDG d'Assystem.

Aujourd'hui, que représente la part du nucléaire dans votre activité ?

Historiquement, depuis sa création, Assystem a toujours été un acteur du nucléaire, notamment en France. À la fin des années quatre-vingt-dix, nous avons commencé à avoir une géographie d'activité beaucoup plus internationale. Aujourd'hui, nous réalisons un chiffre d'affaires annuel de l'ordre de 500 millions d'euros dont 60 % proviennent du nucléaire. Nous réalisons le reste de notre chiffre d'affaires dans les secteurs des infrastructures, des transports et des sciences de la vie.

Dites-nous en plus sur vos projets emblématiques en France.

En France, nous avons tout d'abord le grand carénage, la prolongation de durée de vie du parc actuel. Ce projet génère de nombreuses activités d'ingénierie et nous sommes fortement sollicités pour notre expertise. D'autant plus que nous avons toujours parmi nos équipes, des ingénieurs qui ont participé à la construction et à la mise en œuvre de ce même parc durant les années quatre-vingt. Nous travaillons également sur la construction de nouveaux réacteurs en France avec le projet d'EPR à Flamanville.

Par ailleurs, nous travaillons aussi sur des projets de recherche : nous sommes maître d'œuvre de la construction d'ITER, l'un de nos plus grands contrats. Ce dernier va s'étaler sur toute la phase de construction mais aussi sur des activités de maintenance et d'assistance à l'exploitation ultérieurement.

Quels sont les autres pays et projets qui vous intéressent ?

Étant indépendants technologiquement, nous sommes capables d'accompagner l'ensemble des pays nouveaux entrants dans la réalisation de leur programme nucléaire, quel que soit le vendeur technologique retenu. Ainsi, nous nous sommes tournés vers le Moyen-Orient notamment les Émirats Arabes Unis et l'Arabie Saoudite, qui ont de nombreux projets très ambitieux. Nous accompagnons ces deux pays dans le développement de leurs programmes nucléaires à différents stades : très en amont au stade d'étude préliminaire pour la qualification des sites en Arabie Saoudite et dans la phase de construction pour les Émirats Arabes Unis. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'une partie de notre direction générale est basée à Dubaï.

Par ailleurs, nous avons aussi des activités au UK, qui a annoncé que le nucléaire

fera désormais partie de ses énergies avec l'éolien et le gaz, tant sur le parc installé que les nouvelles constructions et les projets de recherche comme le projet SMR (Small Modular Reactors) au côté de Rolls Royce.

Nous avons également développé une relation privilégiée avec l'opérateur Rosatom, qui nous a permis de nous développer dans de nombreux pays tels que la Turquie, l'Égypte, l'Ouzbékistan, l'Ukraine ou encore la Finlande.

Quelles sont vos perspectives ?

Le domaine du nucléaire est en pleine croissance. Nous connaissons une augmentation de nos activités d'environ 10 % chaque année dans ce secteur. Sans vouloir être opportuniste, nous savons que les problématiques du réchauffement de la planète vont faire du nucléaire une énergie incontournable pour la réduction de l'empreinte carbone de l'humanité.

Toutefois, maîtriser la complexité de ce domaine, les spécificités domestiques, avoir une culture industrielle forte, et des connaissances pointues, est nécessaire. Pour un jeune ingénieur, c'est donc une opportunité formidable d'évolutions et de belles perspectives de carrière à l'échelle de la planète.

LA DATA AU SERVICE DE LA PERFORMANCE



Olivier Demarthe,
directeur de la division aéronautique

REEL, groupe spécialisé dans les systèmes de levage et de manutention complexes, a engagé une démarche d'industrie 4.0 sur ses différents marchés : nucléaire, aéronautique, aluminium, offshore....

De nombreuses opportunités technologiques apparaissent dans le domaine des équipements, de la maintenance, ou encore des méthodes de conception. Le point avec Olivier Demarthe, directeur de la division aéronautique au sein de REEL.

REEL s'est lancé dans une démarche d'industrie 4.0 depuis plusieurs années. Comment cela se traduit-il concrètement ?

Nous sommes un groupe de conception, de réalisation et de maintenance d'équipements et voyons l'innovation comme un moyen de rendre nos solutions plus performantes et compétitives :

- Surveillance des machines par des capteurs intelligents et de nouveaux dispositifs d'instrumentation afin de détecter les signaux faibles et éviter des défaillances ;
- Collecte et analyse de données de production sur des installations complètes que nous avons livrées pour améliorer le contrôle des opérations ;
- Utilisation de la réalité virtuelle dans la conception et la revue de nos équipements. Ces dispositifs permettent à nos concepteurs de vérifier directement avec les clients la pertinence des solutions techniques proposées, et à nos mainteneurs de préparer au mieux leurs interventions ;
- Développement de solutions de mobilité afin de mettre à disposition de nos intervenants de maintenance, sur tablettes ou smartphones, un maximum de données au plus proche des équipements à maintenir.

Nous cherchons aussi à pousser encore davantage l'automatisation des équipements que nous réalisons et à les rendre plus autonomes.

Cela va jusqu'au développement de solutions robotiques, comme en aéronautique où nous disposons d'une technologie de perçage, pouvant être montée sur robot et capable d'adapter en temps réel les paramètres de coupe en fonction de la couche de matériau traversée.

Cette démarche impacte notamment votre relation avec vos clients au niveau de la prestation de maintenance. Comment a-elle fait évoluer votre offre ?

Les méthodes de maintenance évoluent avec la mise à disposition d'une quantité toujours croissante de données. Grâce aux outils que nous avons développés pour analyser les données de production de nos installations, nous pouvons soutenir les démarches de chasse aux pertes et d'amélioration continue des clients. Nos équipes de maintenance peuvent aussi optimiser leurs plans de maintenance et développer de la maintenance prédictive.

De façon générale, nous cherchons à bénéficier de toutes les nouvelles technologies pour rendre une maintenance plus réactive et plus pertinente. Par exemple, sur un site très vaste d'un de nos clients, nous avons installé sur une flotte d'équipements, des boîtiers d'acquisition en temps réel permettant de relever la localisation GPS ainsi que des grandeurs physiques d'état.

Cela permet de maximiser l'utilisation, d'anticiper des défaillances et de faciliter l'accès pour les opérations de production et de maintenance.

Quels sont vos enjeux aussi bien en interne que vis-à-vis de vos clients dans le cadre du déploiement de l'industrie 4.0 ? Comment y faites-vous face ?

L'analyse des données implique nécessairement le respect d'une politique et la mise en œuvre de moyens techniques sans faille pour la transmission et la protection des données.

Nous devons aussi nous adapter dans nos métiers, avec le renforcement de compétences dans le développement informatique, l'analyse et le traitement de données.

Dans les métiers de maintenance, nous investissons dans les méthodes et la formation pour intégrer l'analyse des données dans l'orientation des choix de maintenance.

Enfin, nous nous inscrivons dans une véritable veille pour détecter les technologies pertinentes et pouvoir les intégrer, très en amont, dans nos équipements ou nos services de maintenance.

L'EXPERT DU NUCLÉAIRE



**Patrick Fragman,
PDG de Westinghouse**

Source d'énergie sûre, propre et décarbonée, le nucléaire est un vecteur essentiel du mix énergétique. Le point avec Patrick Fragman, PDG de Westinghouse.

Fondée en 1886 aux Etats-Unis, Westinghouse est, depuis plus de 60 ans, un partenaire historique et incontournable de l'industrie nucléaire française. Dites-nous en plus.

Westinghouse est le pionnier de la conception et la commercialisation de centrales nucléaires de production d'électricité décarbonée de façon propre et sûre. D'ailleurs, nous avons construit le premier réacteur à eau pressurisée en 1957 à Shippingport en Pennsylvanie et depuis été le leader de cette industrie. La moitié des réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde, dont la majorité des réacteurs français, sont basés sur la conception de Westinghouse. Nous sommes de fait un partenaire historique majeur de l'industrie nucléaire en France. Nous employons plus de 600 personnes sur le territoire et avons construit des partenariats avec de nombreux acteurs français de l'industrie.

Dans le cadre de la transition énergétique, le nucléaire se présente comme un vecteur essentiel pour atteindre les objectifs climatiques. Quelle vision portez-vous sur cette dimension ?

L'énergie nucléaire joue un rôle essentiel dans le mix énergétique pour la production de l'électricité décarbonée. C'est une source d'énergie fiable et pilotable qui équilibre la production renouvelable. Le nucléaire est indispensable à la réussite du défi de la transition énergétique. L'Allemagne, ayant décidé de se passer

du nucléaire, a mis en place une stratégie pénalisante à la fois pour le contribuable et pour l'environnement. Les pays en pleine croissance tels que l'Inde ou la Chine l'ont bien compris. Ils ont un programme ambitieux de construction de centrales nucléaires. Nous avons d'ailleurs démarré 4 centrales AP1000 en 2018 en Chine. Aux États Unis, 2 nouveaux AP 000 seront mis en service prochainement. Nous nous inscrivons ainsi comme un partenaire privilégié des nouvelles vagues de construction de centrales nucléaires dans le monde.

Quels sont néanmoins les enjeux et les défis qui persistent ?

Nous proposons à nos clients des centrales qui répondent à leurs enjeux de productivité. Avec le retour d'expérience des 4 unités déjà mises en service, et une conception stabilisée et très innovante, notre AP1000 avec ses 100 mégawatts apporte une solution extrêmement compétitive.

Nous accompagnons également nos clients partout dans le monde dans le cadre des opérations de maintenance notamment lors des examens périodiques afin de pouvoir prolonger la durée de vie de leurs réacteurs d'une façon économique et sûre. Nous leur fournissons du combustible nucléaire et réalisons des opérations de maintenance pour garantir plus de sûreté et une performance accrue.

La sûreté est l'impératif numéro 1 de Westinghouse ! Nous intégrons cet aspect très en amont dès la conception.

Pour relever tous ces défis, nous nous appuyons sur nos talents de haute technicité et nous cherchons à renforcer nos équipes en attirant des professionnels motivés et résolument engagés.

Et pour conclure, quels sont les axes que vous avez choisi de privilégier pour les années à venir ?

Au-delà de l'AP1000, nous développons des réacteurs de plus petites tailles autour de 200 mégawatts mais aussi des micros-réacteurs tels que le eVinci de 3 à 5 mégawatts pouvant être installés dans des endroits isolés pour remplacer l'utilisation des générateurs diesel.

Nous introduisons des nouvelles technologies digitales qui permettent :

- d'optimiser l'exploitation et la maintenance des centrales ;
- d'améliorer nos processus internes de conception et de fabrication ;
- de former de jeunes collaborateurs à nos métiers et à nos savoir-faire historiques.

Un investissement soutenu dans l'innovation nous permet de faire évoluer l'intégralité de notre portefeuille, du combustible aux nouvelles centrales en passant par l'assistance aux opérateurs pour la gestion des arrêts de tranche, de maintenance et de démantèlement.

Chiffres clés :

- 9 000 collaborateurs au monde dont 600 en France ;
- Une présence dans 19 pays.

Civilian nuclear power: Issues and debates

Introduction

Richard Lavergne, engineer from the Corps des Mines, Conseil Général de l'Économie

A situation analysis

The evolving framework of activities in the nuclear electricity industry worldwide since 1950

Marc Deffrennes, principal analyst in nuclear energy, Nuclear Energy Agency (under the OECD), & Daniel Iracane, deputy director general and chief nuclear officer of the Nuclear Energy Agency (NEA)

For more than fifty years, energy from nuclear fission has been used for civilian purposes, mainly to generate electricity. After a first phase of building prototypes and demonstrator units based on a wide range of fuels, coolants and moderators, the choice was usually made for light-water-moderated reactors, which now make up the large majority of the 450 reactors that generate 10% of the world's electricity. In the OECD countries that use nuclear technology, the construction of new reactors is slowing down, a result of the combined consequences of: the impact of the three major nuclear accidents on public opinion; the opening of the electricity market; and the priority given to developing intermittent, renewable sources of energy. China is catching up fast and now becoming a supplier of nuclear technology. Some new countries are showing interest in the nuclear industry or have even built their first nuclear power stations. The world has considerably changed from what it used to be twenty years ago. Climate change, in particular, has created an urgent situation, like the sword of Damocles. Apart from Russia, the countries that were pioneers in civilian nuclear technology do not now have as strong a capacity for innovation and leadership in nuclear engineering. Given this context, it is worthwhile to briefly review the past fifty years of the history of nuclear energy in order to learn lessons that might inform policy-makers, who have the responsibility of choosing a sustainable energy mix that is clean, economic and reliable.

What place for nuclear energy in open electricity markets?

Patrice Geoffron, Paris-Dauphine University, PSL University, LEDA-CGEMP, UMR CNRS-IRD

The initial investment cycle in civilian nuclear energy occurred during the 1970s, before the trend in the OECD toward opening electricity markets. Now, nuclear power is competing with renewable sources of energy, which are pulling prices down (in Europe) and/or with thermal energy production (in the United States). This pattern, which might shorten the life span of the nuclear power

stations placed in operation during the 20th century, gives rise to uncertainty about how to finance plans for future power stations (supposing that, as in the British Hinkley Point project, a guarantee from “outside the market” is provided). These observations proceed from market interactions between electricity production systems depending on their “merits” (i.e., marginal costs) and, too, from imperfect assessments of how each system contributes to the electricity grid's capacity, services and, above all, carbon footprint.

Nuclear energy in scenarios for decarbonizing the European energy mix by 2050

Fabien Roques & Yves Le Thieis, Compass Lexecon

Following ratification of the Paris Climate Agreement, the European Union reasserted its determination to “decarbonize” its energy mix by 2050. As various studies have shown, this entails increasing the share of electricity in final uses and removing carbon from the processes for generating electricity. To quantify the nuclear industry's potential contribution to the goal of a low-carbon economy, a study requested by FORATOM (presented in this article) has drafted three contrasting scenarios about the capacity for producing nuclear electricity in Europe. These scenarios for achieving “decarbonization” are analyzed and assessed using several criteria. The nuclear industry thus turns out to be a big contributor to the energy transition; in particular. This study sheds light on the difficulties and extra costs that would result from a scenario with a low share of nuclear energy, in which the life span of existing nuclear power stations would not be prolonged.

What happened at Three Mile Island, Chernobyl and Fukushima Daiichi? And where are we now?

Jean-Christophe Niel & Jean Couturier, IRSN

Certain objectives, principles and approaches related to the safety and protection from radiation of the environment and people (the public and employees) are taken into account to design and run nuclear power stations. Safety is being continually improved by taking under consideration: changing perceptions of risks; the new knowledge acquired about the complex phenomena that might occur inside reactors; and the experience gained from operating nuclear power stations, in particular the lessons learned from the big accidents involving the fusion of a reactor's core at Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) and Fukushima (2011). From these three accidents, quite different lessons can be drawn about operating nuclear reactors to generate electricity. The ultimate purpose of all the concrete measures adopted following these experiences is to reinforce prevention and limit the effects of such accidents. Since the 1990s, an

internationally adopted principle is, when designing a new generation of reactors, to garner feedback from accidents involving the fusion of a reactor's core.

The Competitiveness of Nuclear Energy: From LCOE to System Costs

Jan Horst Keppler, Senior Economist, Division of Nuclear Technology Development and Economics, OECD Nuclear Energy Agency, & Marco Cometto, Nuclear Energy Analyst, Division of Nuclear Technology Development and Economics, OECD Nuclear Energy Agency

Economists used to compare the costs of electricity based on the discounted average lifetime costs of power plants, a metric known as the levelised costs of electricity (LCOE). This transparent and comparatively simple metric worked well in a context of regulated markets. Nuclear, coal, gas and hydro thus competed based on their respective capital, labour and fuel costs at the level of the individual plant. Three forces compel a move away from LCOE. First, the social costs of CO₂ and local pollutants are becoming an important decision criterion. Second, the liberalisation of electricity markets introduces price and market risk as a dimension of investor cost. Third, the rise of variable renewable energies (VRE) such as wind and solar PV requires new costs metrics, as the system needs to back up variable resources with added capacity of dispatchable plants. A study by the OECD Nuclear Energy Agency (NEA) shows that integrating system effects increases the costs of a MWh produced by VREs up to USD 50 when they have a 75% share. While precise amounts vary with penetration and flexibility resources, policymakers need to understand that the presence of VRE requires a new notion of competitiveness that includes system effects.

Calculating the costs of relaunching the nuclear industry and understanding the economic cycle

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne & Michel Berthélemy, Société Française d'Énergie Nucléaire

Several worksites where the first reactors of the third generation are being built have encountered major difficulties with several causes. This can, in large part, be set down to the absence, for twenty years now, of big programs of this sort in the United States and Europe. The costs of the first reactors of a new generation have ballooned. Thanks to accumulated feedback, this article shows how and why tomorrow's nuclear industry will be competitive, not only as it already is in Asia but also in other geographic zones. The range of economic results presented herein is coherent with public authorities' strategic analyses. The findings are: that a program for updating France's fleet of nuclear reactors is needed and should be started fast; that the closed cycle should be pursued; and that the first phase of the Cigéo Plan (for a nuclear waste repository) should be launched.

Managing radioactive wastes in France and the world

Pierre-Marie Abadie, ANDRA

Since the properties of radioactivity are being put to use in several branches of the economy, radioactive wastes

have been produced. These wastes, a risk for people and the environment, must be managed as a function of their radioactivity and half-lives. Wastes with short half-lives amount to 90% of the volume of French wastes but to a low proportion of total radioactivity. They can be stored at ground level. Meanwhile, plans are being made for handling wastes with long half-lives. For the storage of such wastes with an average to high level of radioactivity, Andra is in charge of the Cigéo Plan for an underground nuclear waste repository that, deep in a bedrock with remarkable properties, will isolate these wastes for a very long time. France is not the only country to have made this choice. Internationally, the geological storage of wastes with long half-lives is considered to be the key solution.

Jointly managing nuclear power and intermittent renewables for a low-carbon economy

Alain Burtin, R&D, EDF

Climate change is for real; and the scientific community mostly claims that it is anthropogenic. Fighting climate change means reducing CO₂ emissions. The electricity industry must remove carbon from deep within its production processes, since it accounts for 40% of CO₂ emissions worldwide. Nonetheless, this challenge is also an opportunity that bears stronger prospects for electrification in transportation, the building industry and manufacturing. As their costs decrease, renewables (wind and solar power) are, along with traditional nuclear and hydraulic power plants, expanding the production of carbon-neutral electricity. Jointly managing nuclear energy and renewables could help us deeply decarbonize the electricity mix.

Debates and policies

Managing nuclear wastes

Laurent Michel & Aurélien Louis, department of Energy and the Climate, DGEC/MTES

Like all other industries, the nuclear industry, civilian and military, produces wastes – substances without use value that are to be eliminated. In comparison with other industries, the quantities and nature of these wastes are relatively well known (cf. Andra's national inventory: <https://inventaire.andra.fr/>). Although these wastes are now being stored in good conditions, nuclear waste management is regularly presented as a major obstruction that will keep this industry from attaining the status of being "sustainable". Why? Partly owing to the very nature of these wastes: they are radioactive, hence potentially dangerous if poorly managed. But above all because they have a much longer life cycle than ordinary wastes. Time is a key factor in the management of radioactive wastes.

Nuclear safety and protection from radiation in France

Bernard Doroszczuk & Lydie Évrard, Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN)

The French Nuclear Safety Agency's (ASN) main assignment is to protect people and the environment from the harmful effects of radiation. It now has to cope

with unprecedented issues related to nuclear safety: firing up the EPR, controlling plants that have outlasted their initially planned life span and keeping them in operation longer, managing wastes, dismantling old installations and, too, handling problems of radiation in medicine (due to the increasing use of imagery and radiopharmaceutical products). For the ASN, the key issues are related to foresight, the maintenance of safety margins and the reinforcement of skills and qualifications. The ASN will have to take up three principal challenges: adopt methods for public consultation, adapt to the digital transition, and control its financial resources in order to safeguard its autonomy.

Toward an international convergence of regulations on nuclear safety?

Anne-Cécile Rigail & Julien Collet, assistant general managers, Authority de Sûreté Nuclear

Although the nuclear industry is distinctively national, most of the frameworks set up for international trade have proposed a convergence of national regulations. There are two “weak” driving forces behind this convergence: industrialists want uniform rules for their exportation plans, and public opinion expects ambitious safety requirements in all countries around the world. Thanks to France’s efforts, in particular at the European and then international levels, safety requirements have been pulled up. However these efforts have reached their limits in a multipolar world, where the big powers do not want to tighten the requirements that apply to their national champions and where each country in the nuclear club wants to keep full control over its nuclear industry.

How to develop transparency and participation in civilian nuclear energy?

Jean-Claude Delalonde, president of ANCCLI

Transparency, pluralistic appraisals, participation in decision-making... How are international, European and French regulations now being applied? Have NGOs been capable of using their rights of access to information and of participation in decision-making to understand nuclear energy and play a role in this field? The French National Association of Local Information Committees and Commissions (ANCCLI) has drawn up an inventory of the regulatory tools designed for this purpose. How have “civil society” and the nuclear industry put these tools to use as genuine means of action? What positive points come to light? And what are the points to watch and to improve? Between the (oft emphasized) urgency of finding a solution and the necessity of taking time (to obtain information, improve skills and confer with stakeholders), “civil society” expects more sincerity, even humility, from players in the nuclear industry. Above all, NGOs want to see to it that their participation carries weight when decisions are made.

Can we overcome the fear of nuclear energy?

Myrto Tripathi, founder and president of Voix du Nucléaire

In its report in October 2018, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) emphasized that the share of

nuclear power in the world’s energy mix must increase. It pointed out the major obstacle to doing this: “The current deployment pace of nuclear energy is constrained by social acceptability [...]. Though comparative risk assessment shows health risks are low [...], the political processes triggered by societal concerns depend on the country-specific means of managing the political debates around technological choices and their environmental impacts”. Unprecedented efforts are being made to move civilization from one model to another within a single generation. Societal obstruction stems, as the report recalls, from erroneous perceptions. Overcoming it, which would open the way for rapid, significant advances, should be a priority, which is not now the case. The parties in charge of lifting these obstacles seem to have made them heavier. A few persons (in particular members of the association Voix du Nucléaire) have decided to tackle the herculean feat of, above all, “informing”, a task that most stakeholders have sidestepped. Will our children realize that we knew this choice was difficult and that this was the reason for doing something?

The French nuclear industry in transition

Augustin Bourguignat, CFDT

The French nuclear industry stands at a juncture. It has not settled its liabilities, and has not imagined what future would be desirable. Its prospects depend on its ability to address economic, technological, industrial and societal questions as well as the issue of sovereignty. The French nuclear electricity industry must stake out its place in the energy transition by redefining the energy mix, designing a process for managing end wastes, and sponsoring units for dismantling plants. To accomplish this, “social accompaniment” is indispensable, as are activities that create jobs (notably in renewables).

Civilian nuclear energy’s strategic dimension

Marc-Antoine Eyl-Mazzega, Institut Français des Relations Internationales (IFRI)

French stakeholders in civilian nuclear energy are making a full diagnosis of the industry in order to cope with disappointments and lay down the conditions for relaunching programs for building reactors. This is the time to envision this industry’s strategic dimension. Given global technological warfare and bipolarization (United States vs. China), France and the European Union must work out a strategy for controlling value chains in all forms of low-carbon technology. A key component is civilian nuclear energy. The risk is that China, Russia and, to a lesser extent, the United States come to dominate exportation markets and lock out other countries. France and the EU might lose influence over the world governance of this sector and the nonproliferation of nuclear weapons. Meanwhile, several countries want to acquire nuclear technology, which is now oriented toward small modular reactors.

How to talk about nuclear energy in France?

Pierre-Franck Chevet, former president of the ASN, & **Hervé Mariton**, mayor of Crest and former MP, *interviewed by Richard Lavergne & Delphine Mantiene*

A firsthand account from the mayor of a commune where a nuclear power plant is installed

Bertrand Ringot, mayor of Gravelines

Built from 1975 to 1985, the nuclear power plant in Gravelines (near Dunkirk) has had an impact, in particular economic and demographic, on local development. An industrial synergy was locally possible owing to the nearby installation of electricity-intensive industries. The very strong presence of the nuclear power station in this local area has been attested by the creation of a committee of governance for preparing and monitoring the big programs to be carried out. Given the constant concern for anticipating energy needs, a concern that fits into a long-term vision, special attention is to be paid to the security of the energy supply and to the dismantling and renovation of plants and equipment. Major questions remain about informing the population and about various players' roles.

The end of nuclear electricity, a science fiction

Bernard Laponche, president of the association Global Chance

Starting out from the military-industrial development of the production of electricity from nuclear power, the history of this industry from 1950 to 2018 is told, from its success to its decline. This decline can be set down to the big nuclear accidents at Three Mile Island, Chernobyl and Fukushima and to the loss of competitiveness due to increased production costs and to the spectacular drop (which accelerated in the 2010s) of the production costs of competitors who produce electricity from renewables (wind power, photovoltaics). The argument that nuclear power has a low level of CO₂ emissions has not tipped the balance in its favor. The trend toward the end of nuclear electricity is described in various countries and regions around the world, and particularly in France. The turning point will take place during the decade 2020-2030, when an energy policy with sobriety and efficiency on the demand side and with renewables on the supply side will halt the production of nuclear electricity in the world during the period 2040-2050.

Industrial and technological aspects

The Nuclear Mission in an Integrated, Carbon-Free Energy Future

Sherry Bernhoft, Senior program manager for Strategic Programs and Long-Term Operations at the Electric Power Research Institute (EPRI), **Andrew Sowder**, Technical executive in the Advanced Nuclear Technology program at the Electric Power Research Institute (EPRI), & **Robert Austin**, Senior program manager for the Electric Power Research Institute's (EPRI), new Nuclear Plant Modernization initiative

As the global community strives to curb carbon emissions from the energy sector, focus has sharpened on the role nuclear energy can play in the effort throughout the 21st century. While the light water reactor fleet provides the nuclear generation backbone for meeting future capacity

needs and emission goals, more than half of the world's nuclear power plants have surpassed 30 years in service. The Electric Power Research Institute (EPRI), in collaboration with research entities around the world, helps turn the world's carbon neutrality challenges into opportunities. EPRI's work delivers research to answer key questions about modernization efforts that can provide safe and cost-effective life extensions for long-term operation, increase operational flexibility to support stable power grid dynamics, reduce nuclear power plant operating costs, and the examine the latest reactor technologies for more viable new nuclear power plant construction.

Reactors of the 4th generation: Forms of technology and their prospects

Didier Pillet, engineer from the Corps des Mines, Council Général de l'Économie

Nuclear reactors of the third generation are being fired up around the world. In particular, the Taishan 1 and 2 EPRs have recently been connected to China's electricity grid. Meanwhile, Generation IV Forum, which groups fourteen countries, has been conducting studies on reactors of the fourth generation since 2000. The intent is to identify the best solutions for addressing the many issues related energy and the climate that have arisen since the start of the century. For example, fissile uranium (U-235) might become scarce by the century's end. After presenting the technology in the pipeline, focus is shifted to the work conducted under the ASTRID program and to the conditions, under this program, for rolling out sodium-cooled fast reactors in France.

Nuclear Power in a Clean Energy System

Keisuke Sadamori, International Energy Agency (IEA)

Nuclear power, along with hydropower, forms the backbone of low carbon electricity generation today; together they provide three-quarters of global low-carbon generation today. Over the past 50 years, nuclear power has reduced CO₂ emissions by over 60 gigatonnes – nearly two years' worth of global energy-related emissions. Yet in the advanced economies, nuclear power has begun to fade, with plants closing and little new investment, just when the world requires more low-carbon electricity. This paper focuses on the role of nuclear power in the advanced economies today and the factors that put nuclear power there at risk of decline tomorrow. The paper shows that without action nuclear power in the advanced economies could fall by two-thirds to 2040. It examines the implications of such a decline for emissions and for electricity security.

Achieving the pace of CO₂ emission reductions in line with the Paris Agreement is already a huge challenge, requiring large increases in efficiency and renewables investments, as well as an increase in nuclear power. This paper identifies the even-greater challenges of attempting to follow this path with much less nuclear power, including an additional USD 1.6 trillion in investment needs and 5% higher cost to consumers in advanced economies. This

paper recommends several actions to governments open to nuclear power that aim to ensure existing plants can operate as long as they are safe, support new nuclear construction, and encourage new nuclear technologies to be developed.

Replacing France's fleet of nuclear reactors

Valérie Faudon, SFEN

Between 2030 and 2050, France will have to replace many of its nuclear reactors with new means of production, including reactors of a new generation. Several issues crop up. Energy-related issues: given the extremely fast pace at which reactors were built in the 1980s, France might discover that it is standing on the edge of a cliff in the 2040s. Economic issues: to trim the costs of new reactors, leverage can be gained from an optimized program for assessing competitive advantages in terms of the services delivered to the electricity grid. Industrial issues: skills and qualifications are needed to build new reactors. Though partially kept up to date through the construction of the EPR in Flamanville, these skills risk once again becoming obsolescent if the nuclear industry, which has difficulty recruiting, does not soon gain better visibility of the worksites to be planned.

Industrial leverage for competitiveness in the nuclear industry

Xavier Ursat, CEO in charge of the Department of Engineering and New Projects at EDF

The French fleet of nuclear reactors will reach a turning point during the 2030-2035 period. This legacy of a long-term

policy for seeing to the country's energy independence is also an economic, social and environmental asset. This industry's time scale is long-term. We should start giving thought to the conditions for replacing reactors. For the construction of the first EPR in Flamanville, the industry had to deal with several problems. The lessons it learned have already been integrated in the plans being drawn up for new reactors. To build them, industrialists and the whole society have to be mustered. The French nuclear industry must be ready and continue trying to consolidate its industrial control and economic performance in a world undergoing change.

The supply of uranium and strategic metals for the nuclear industry: Is dependency the problem?

Philippe Knoche, managing director, Orano

A key factor in sovereignty is a country's energy independence. Since it has developed a vertically integrated nuclear industry, France is able to control the design and construction of its own installations for generating electricity, enriching uranium and making fuel through processes for recycling and waste management. It controls its supply of uranium, which is an abundant resource, via, in particular, Orano, which operates mines on three continents. Thanks to its control over this industry's vertical integration, in particular for enriching uranium and recycling spent fuel, France has stored what amounts to a strategic reserve. Nuclear materials can also be used in other fields important to the country's sovereignty, such as space or medicine.

Issue Editor: Richard Lavergne

Ont contribué à ce numéro



D.R

Pierre-Marie ABADIE est ingénieur général des Mines, ancien élève de l'École polytechnique. Il est directeur général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) depuis le 23 octobre 2014. Il était précédemment directeur de l'Énergie à la direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie depuis 2008. Il était, à ce titre, Commissaire du gouvernement au sein du conseil d'administration de l'Andra et de celui d'EDF et est vice-président du Conseil des gouverneurs de l'Agence internationale de l'énergie.

De 2007 à 2008, il a été directeur de la Demande et des Marchés énergétiques à la direction générale de l'Énergie et des Matières premières, au ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire.

Auparavant, de 2002 à 2007, il a été conseiller pour les Affaires industrielles au cabinet de Michèle Alliot-Marie, ministre de la Défense.

De 1998 à 2002, il a occupé plusieurs postes au sein de la direction du Trésor, dont celui de chef du bureau B3 (financement du logement et des collectivités décentralisées) de 2000 à 2002.

De 1994 à 1998, il a été adjoint au directeur de la direction régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) de Lorraine et chef du service régional de l'Environnement industriel (SREI), en charge du contrôle des installations classées pour l'environnement (ICPE).



D.R

Robert AUSTIN is a senior program manager for the Electric Power Research Institute's (EPRI) new Nuclear Plant Modernization initiative. Previously, he managed EPRI's Instrumentation & Control research program as well as the Nuclear sector's Software Development Group. He has more than 20 years of technical experience, primarily in the

nuclear industry.

Robert Austin joined EPRI in 20018 from AREVA NP Inc., where he managed a variety of engineering modification and equipment supply projects for the US commercial nuclear power fleet. During his tenure with AREVA, he also worked for the company's Paris office as a deputy proposal manager for new nuclear power plants in China. Prior to AREVA, Robert Austin acted as a lead mechanical engineer and engineering manager at Duke Engineering & Services. He has also worked in consulting engineering at

large process chemical plants, as well as working as an engineer in the Acoustic Department at the Electric Boat Corporation in New London, CT.

Robert Austin holds Bachelor of Science degree in engineering from Florida Atlantic University where he was valedictorian of his graduating class. He also attended First Year Law at Georgetown University, and has a Bachelor of Arts degree in history (Cum Laude) from Davidson College. He is a registered Professional Engineer (PE), a Certified Information Systems Security Professional (CISSP), and a certified Project Management Professional (PMP). Robert Austin is also a member of Tau Beta Pi, Phi Beta Kappa and an Eagle Scout. He has traveled extensively around the world and is proficient in multiple languages.



D.R

Sherry BERNHOFT is the senior program manager for Strategic Programs and Long-Term Operations at the Electric Power Research Institute (EPRI). In this position she is responsible for planning and managing a portfolio of research projects that provide the technical basis for flexible nuclear plant operations and plant life extension. This

portfolio of research projects is collaborated with the DOE Light Water Reactor Sustainability (LWRS) projects and EPRI's international partners.

Sherry Bernhoft joined EPRI in 2012 as a program manager. Prior to joining EPRI, she worked at a number of nuclear power plants in the US, most recently managing project engineering at Luminant's Comanche Peak Nuclear Power Plant where she was responsible for the design, project controls and installation of several large capital projects.

Prior to working for Luminant, Sherry Bernhoft worked for Mitsubishi as the senior project manager for the proposed Comanche Peak units 3 and 4 new build projects and lead an international team responsible for preparation of the reference COLA for the MHI US APWR design plant. She also worked for NMC as Fleet Director of Project, Management, and Progress Energy's Crystal River Plant as systems engineering manager and licensing manager.

Sherry Bernhoft holds a chemical engineering degree from Lafayette College, a master's in business administration from Webster University, an SRO certification at Crystal River-3, and a STA certification at the Kewaunee Nuclear Power Plant.

Michel BERTHÉLEMY est depuis 2019 détaché du CEA auprès de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE. Expert de l'économie du nucléaire, il est responsable d'études internationales dans ce domaine.

Économiste-chercheur au CEA/I-tésé de 2015 à mi-2019, il a coordonné de nombreuses études couvrant à la fois le



D.R

cycle du combustible nucléaire, les coûts du nouveau nucléaire, les perspectives économiques des nouveaux concepts de réacteurs (SMR, Gen-IV) et le rôle du nucléaire dans les trajectoires de décarbonation. Il a été également de 2018 à 2019 président du groupe de travail de Foratom sur l'économie et le marché et vice-président du groupe de travail de l'AEN sur l'économie du nucléaire.

Avant de rejoindre le CEA, il a réalisé un postdoc à la University College London (UCL). Il est docteur en économie de l'École des Mines de Paris.

Il préside depuis septembre 2019 la section technique « Économie et stratégie énergétique » (ST8) de la SFEN après avoir assuré le secrétariat de cette section depuis 2017.

Augustin BOURGUIGNAT est Secrétaire confédéral en charge des politiques industrielles à la CFDT. Diplômé de l'EHESS, d'Audencia et de Mines ParisTech, il a exercé différentes responsabilités dans des entreprises et au sein de l'administration française, en France et à l'étranger. Avant de rejoindre la CFDT, il travaillait au sein du ministère de l'Économie et des Finances sur les restructurations d'entreprises. Augustin Bourguignat est également enseignant à Mines ParisTech et à l'Université Paris-Sorbonne.



D.R

Alain BURTIN est directeur du programme Management d'énergies à EDF R&D. Il est diplômé de l'École nationale des Ponts & Chaussées et est titulaire d'un DEA en intelligence artificielle. Il a débuté sa carrière à EDF au service des Études économiques générales en 1986 et a rejoint la R&D de EDF en 2007 après un parcours à la direction de la Stratégie, à la direction du Développement international et à la direction Optimisation Trading. Son expérience porte sur l'économie et la gestion des systèmes électriques. En tant que consultant à l'international, il a notamment développé le modèle de dispatching national uruguayen (UTE), le modèle de gestion du marché de gros argentin (CAMMESA). Il a réalisé des études de plans directeurs production (Sichuan, Sénégal, Bulgarie), de projets hydrauliques (Thaïlande, Costa Rica, Cameroun), des études tarifaires et institutionnelles (Argentine, Mexique, Ukraine, Russie). Dans le cadre de l'ouverture des marchés en Europe, il a mis en place une compétence d'analyse du marché européen en appui du développement du groupe EDF en Europe. Le programme Management d'énergies de la R&D mène des études prospectives sur le système énergétique, il développe des solutions pour le management de l'énergie adaptées aux évolutions du système électrique, ainsi que les méthodes et outils pour l'optimisation de la production sur les marchés et la *trading*.



D.R

Julien COLLET est directeur général adjoint de l'Autorité de sûreté nucléaire, en charge du contrôle des réacteurs nucléaires de production d'électricité. Ingénieur en chef du corps des Mines et diplômé de l'École polytechnique, il a occupé plusieurs fonctions au sein de l'ASN, au niveau territorial et au siège de l'Autorité, ainsi qu'à la direction générale

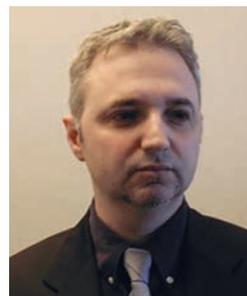
de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des fraudes (DGCCRF). Il préside le comité directeur technique du Multilateral Design Evaluation Programme (MDEP) et est vice-président du Comité sur les activités nucléaires réglementaires de l'Agence de l'énergie nucléaire (OCDE/AEN).



D.R

Marco COMETTO is a nuclear energy analyst at the Nuclear Energy Agency of the OECD France, where he works on the economics of nuclear power. Recent and on-going activities are system cost of nuclear energy and renewables, cost of nuclear accidents, financing and project structure of nuclear new built, projected cost of electricity

generation and full cost of electricity. He graduated with a degree in Nuclear Engineering from the Politecnico of Torino and holds a PhD in physics from the EPFL in Lausanne. In addition to his engineering background, Dr. Marco Cometto has a strong interest for finance and economics and has earned the CFA (Chartered Financial Analyst) designation in 2015. Prior to joining the NEA, he worked as an investment advisor for an Italian bank and as a research engineer at EDF and at the French Atomic Energy Commission (CEA).



D.R

Jean COUTURIER est ingénieur en aéronautique. Il a commencé sa carrière en 1977 à Novatome dans la conception des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. Il a rejoint l'IPSN en 1986 pour se consacrer à la sûreté de différents types de réacteurs nucléaires. Il est expert senior et membre du Groupe

permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires auprès de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire).

Marc DEFFRENNES est belge et ingénieur civil en génie nucléaire de l'École polytechnique de Louvain (1980). Il a d'abord travaillé 10 ans pour la société Westinghouse au moment où un nombre important de pays européens construisaient leur parc nucléaire. Il a ensuite rejoint la Commission européenne, où pendant 23 ans il a travaillé dans le cadre du Traité Euratom, sur des programmes



D.R

d'amélioration de la sûreté nucléaire et la reconversion de scientifiques sensibles vers des projets civils dans l'ex-Union soviétique, sur une contribution européenne à la réutilisation de plutonium militaire sous forme de combustible MOX, sur les programmes cadres européens de recherche en fission nucléaire, et sur la définition de ce que pour-

rait être le rôle du nucléaire civil dans un mix énergétique très bas carbone. Il a ensuite passé 5 ans à l'Agence de l'énergie nucléaire, au sein de la division Technologie et économie du nucléaire, en charge de l'initiative Nuclear Innovation 2050.

Jean-Claude DELALONDE est président de l'Association nationale des Comités et Commissions locales d'information depuis 2004 et membre de la Commission locale d'information de Gravelines depuis 1998. Son engagement dans le domaine du nucléaire l'a amené à présider la Commission locale d'information de Gravelines de 1998 à 2011. Il y siège, aujourd'hui, en tant que personnalité qualifiée. Depuis 2013, il est vice-président de l'association européenne NTW (Nuclear Transparency Watch). Ses compétences reconnues lui ont valu d'être membre du conseil d'administration de l'IRSN de 2008 à 2018. Il est également, depuis 2008, membre du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) et est actuellement vice-président de cette instance.

Titulaire d'une maîtrise des sciences économiques et d'un 3^{ème} cycle universitaire de l'Institut d'administration des entreprises de Lille, il a débuté son activité professionnelle en tant que chargé d'études dans un organisme d'aménagement du territoire. En 1977, il a poursuivi sa carrière en contribuant à la création de la polyclinique de Grande-Synthe, qu'il a dirigée pendant 37 ans. Son engagement fort dans le milieu mutualiste et hospitalier l'a conduit, au niveau national, à assurer la vice-présidence de la Fédération nationale des établissements d'hospitalisation privés à but non lucratif (FEHAP), et ce pendant 24 ans. En parallèle, il a mené une carrière politique exerçant différents mandats municipaux (maire de Loon-Plage), communautaires, départementaux et régionaux de 1977 à 2011.



D.R

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE est ingénieur de l'École supérieure d'électricité (Sup'Elec) et ingénieur en génie atomique INSTN. Il est aussi Docteur d'État en sciences économiques (Paris I Panthéon-Sorbonne).

Après avoir occupé divers postes dans la stratégie puis la technique au sein d'AREVA, il a dirigé l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques du

CEA (I-tésé), de mi-2009 à mi-2019.

Ses spécialités sont l'économie des technologies de l'énergie et des politiques énergétiques, l'économie du long terme et des externalités. Plus précisément, il a publié plus de 150 articles dans des revues ou des conférences. Les sujets de ces articles portent notamment sur l'économie du nucléaire, du solaire, de l'hydrogène, les systèmes électriques, les liens énergie et climat, les études stratégiques, économiques et prospectives, la modélisation « macro-énergétique » et économétrique. Il a notamment été l'un des constructeurs des modèles de scénarios utilisés par l'Alliance de recherche ANCRE pour préciser le rôle des nouvelles technologies dans l'atteinte des objectifs climatiques de la France.

Il a contribué aux choix gouvernementaux en matière de politique énergétique dans ses fonctions au CEA et au sein de nombreuses commissions et de groupes de travail. Il a aussi été très actif au sein de l'OCDE, en particulier comme vice-président du Comité en charge de l'économie du nucléaire, au sein de l'Agence de l'énergie nucléaire. Il a été président de la section « Économie » de la Société française d'énergie nucléaire jusqu'en septembre 2019. Au cours de ces dernières années, il a animé les travaux de la SFEN en matière d'économie du nucléaire, et, en particulier, plusieurs rapports sur le sujet publiés à partir de 2017.



D.R

Bernard DOROSZCZUK est ingénieur général des Mines. Il est président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) depuis le 13 novembre 2018.

Son parcours professionnel a été entièrement consacré au contrôle des activités et des installations à risque, tant dans le secteur public que dans le secteur privé, assumant plusieurs

responsabilités en relation directe avec la sûreté nucléaire et la radioprotection. Il a ainsi occupé différents postes en administration centrale, dans la sécurité des équipements sous pression et des matériels de transport de matières dangereuses, puis au sein de Bureau Véritas, pour accompagner le développement des activités de contrôle et de certification.

En 1997, il rejoint l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) pour prendre en charge la coordination interne du second réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe d'EDF. Après un passage en administration centrale pour s'occuper de la gestion des directions régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE), il est nommé directeur de la DRIRE Centre en 2003, puis de la DRIRE Île-de-France en 2008.

Dans ces deux postes, il exerce également les fonctions de délégué territorial de l'ASN pour le contrôle de la sûreté nucléaire des centrales de la région Centre (Dampierre, Chinon, Saint-Laurent et Belleville-sur-Loire), puis pour le contrôle de la sûreté nucléaire des centres du CEA de Saclay et de Fontenay-aux-Roses. Il supervise également, à ce titre, le contrôle de la radioprotection des secteurs

médicaux et industriels, ainsi que des sites et sols pollués par les matières radioactives en Île-de-France.

Il met en place en 2010, puis dirige la direction régionale et interdépartementale de l'Environnement et de l'Énergie (DRIEE) en Île-de-France, tout en assurant les fonctions de délégué de Bassin Seine-Normandie, concomitamment à celles de délégué territorial de l'ASN.

De 2013 à 2018, il exerce les fonctions de directeur général du Comité français d'accréditation (COFRAC).



D.R

Lydie ÉVRARD est ingénieure générale des Mines. Elle est commissaire, membre du collège de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), depuis le 10 mars 2017. Son parcours professionnel l'a conduite à exercer des responsabilités dans le domaine de la prévention des risques, ainsi que dans le domaine de la régulation économique.

Elle débute sa carrière au ministère de l'Industrie, à la direction des Hydrocarbures, puis rejoint la direction régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) d'Île-de-France, comme responsable d'une subdivision pour le département des Yvelines, chargée du contrôle des installations classées pour la protection de l'environnement.

Elle devient en 2006 adjointe au chef de la division de Paris de l'Autorité de sûreté nucléaire, responsable d'une équipe d'inspecteurs de la radioprotection.

De 2010 à 2013, elle occupe le poste de directrice de l'ASN, chargée des installations de recherche et du cycle, de la gestion des déchets, du démantèlement et des sites et sols pollués. Elle participe en particulier pendant cette période aux évaluations complémentaires de sûreté menées après l'accident de Fukushima, pour les installations de recherche et du cycle.

De 2013 à 2017, elle exerce les fonctions de déléguée interministérielle aux normes, chargée de la coordination et de la régulation du système français de normalisation, et celles de sous-directrice de la normalisation, de la réglementation des produits et de la métrologie à la direction générale des Entreprises. Elle est Commissaire du gouvernement pour l'Association française de normalisation, le Comité français d'accréditation et le Laboratoire national de métrologie et d'essais, et anime le réseau des services déconcentrés de métrologie légale.



D.R

Marc-Antoine EYL-MAZZEGA est directeur du centre Énergie de l'Ifri, depuis le 1^{er} septembre 2017.

Auparavant, il a travaillé six ans à l'Agence internationale de l'énergie, où il a notamment été en charge de la Russie et de l'Afrique sub-saharienne, s'occupant plus particulièrement des analyses gaz et pétrole sur ces zones et

des relations institutionnelles. Marc-Antoine Eyl-Mazzega a également travaillé à la Fondation Robert Schuman, où il a animé un observatoire sur l'Ukraine. Ayant la double nationalité française et allemande, il est Docteur de l'Institut d'études politiques de Paris et est titulaire d'un double Master de Sciences Po et des Universités Freie, Potsdam et Humboldt. Ses travaux portent en particulier sur les enjeux géopolitiques liés aux marchés gaziers, notamment entre la Russie, l'Ukraine et l'Union européenne et les enjeux économiques et technologiques liés à la transition énergétique bas carbone.



D.R

Valérie FAUDON est déléguée générale de la Société française d'énergie nucléaire (SFEN) et est vice-présidente de l'European Nuclear Society (ENS). Elle est enseignante à Sciences-Po dans le cadre de la Public School of International Affairs. Elle a été directrice marketing d'AREVA de 2009 à 2012, après avoir occupé différentes fonctions de direction

chez HP, puis Alcatel-Lucent, aux États-Unis et en France. Valérie Faudon est diplômée de l'École polytechnique, de l'École nationale des Ponts et Chaussées et de l'Institut d'études politiques de Paris. Elle est aussi titulaire d'un Master of science de l'Université de Stanford en Californie.



D.R

Patrice GEOFFRON est Docteur en économie industrielle. Il est professeur d'économie à l'Université de Dauphine, dont il a été vice-président international, et est professeur invité à l'Université Bocconi de Milan.

Il dirige l'équipe Énergie-climat de Dauphine qui anime un Master (Énergie-Finance-Carbone) et plusieurs chaires de recherche (Économie du climat, Marchés européens de l'électricité, Économie du gaz, *Blockchain* Climat & Énergie).

Son intérêt se porte plus spécifiquement sur la convergence entre électricité et télécommunications dans le cadre de la transition bas carbone et sur les nouvelles organisations, nouveaux usages et nouveaux modèles économiques émergents : *smart grids*, *smart cities*, *blockchain*, stockage... Il est membre du conseil de l'innovation d'EDSO, membre du board de l'International Association of Energy Economics, co-éditeur de la revue *Economics and Policy of Energy and the Environment*.

Il est, depuis 2018, expert auprès de l'Andra dans le cadre de l'exercice d'évaluation socio-économique du projet CIGÉO.

Daniel IRACANE est le directeur général adjoint de l'AEN en charge des Affaires nucléaires. Précédemment, Daniel Iracane a développé sa carrière au sein du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). Il



D.R

a été directeur adjoint des Relations internationales après avoir conduit plusieurs grands projets, comme le lancement du projet de réacteur de recherche Jules Horowitz et la conduite du projet national d'étude des entreposages de très longue durée. À la suite de son doctorat de physique théorique, Daniel Iracane a mené plusieurs programmes de recherche fondamentale.



D.R

Jan Horst KEPPLER is professor of economics at the Université Paris Dauphine, where he directs the Chair European Electricity Markets (CEEM). He is also senior economic advisor at the OECD Nuclear Energy Agency. His principle research is on the competitiveness of low carbon technologies such as nuclear energy and renewables, taking into account their full costs at the system level. Recent publications include *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables* (2019), *The Full Costs of Electricity Provision* (2018), *Determining Optimal Interconnection Capacity on the Basis of Hourly Demand and Supply Functions of Electricity* (Energy Journal, 2018) as well as *Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms* (Energy Policy, 2017). Current work centres on the optimal provision of flexibility, network interconnections and dispatchable power generation in decarbonising electricity systems.

Recent publications include *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables* (2019), *The Full Costs of Electricity Provision* (2018), *Determining Optimal Interconnection Capacity on the Basis of Hourly Demand and Supply Functions of Electricity* (Energy Journal, 2018) as well as *Rationales for Capacity Remuneration Mechanisms* (Energy Policy, 2017). Current work centres on the optimal provision of flexibility, network interconnections and dispatchable power generation in decarbonising electricity systems.



D.R

Philippe KNOCHE est diplômé de l'École polytechnique, avec une majeure en sciences des matériaux, et de l'École des Mines. Il a commencé sa carrière en 1995, à Bruxelles, en tant que rapporteur *antidumping* de la Commission européenne.

Il intègre en 1998 le Consortium de réalisation en tant qu'assistant du président du Conseil de surveillance.

Il rejoint en 2000 le groupe AREVA en tant que directeur de la Stratégie. En 2004, il est nommé directeur de la Business Unit Traitement, puis, en 2006, directeur du projet Olkiluoto 3. En 2010, il prend la direction du Business Group Réacteurs et Services, au sein du Comité exécutif du groupe.

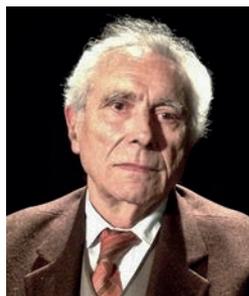
En juillet 2011, il est nommé membre du Directoire, directeur général délégué, en charge des opérations des activités nucléaires.

Le 8 janvier 2015, le Conseil d'administration d'AREVA le nomme directeur général du groupe.

Suite à la restructuration du groupe, Philippe Knoche est

nommé directeur général de New AREVA, le 27 juillet 2017, devenu Orano, le 23 janvier 2018.

Orano propose des produits, des technologies et des services à forte valeur ajoutée sur l'ensemble du cycle du combustible. Ses activités vont de la mine au démantèlement et à la gestion des déchets, en passant par la conversion et l'enrichissement de l'uranium, le recyclage des matières nucléaires, la logistique et l'ingénierie. Le groupe réalise environ 3,6 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel, dont 53 % à l'international. Fort de ses 16 000 collaborateurs, dont 12 000 en France, il investit chaque année plus de 300 millions d'euros dans la sûreté de ses installations.



D.R

Bernard LAPONCHE est Polytechnicien, Docteur ès sciences en physique des réacteurs nucléaires et Docteur en économie de l'énergie. Il a travaillé au Commissariat à l'énergie atomique (CEA) dans les années 1960 et 1970. Responsable syndical à la CFDT dans les années 1970, puis directeur général de

l'Agence française pour la maîtrise

de l'énergie (AFME, aujourd'hui ADEME), de 1982 à 1987, il a poursuivi de 1988 à 2012 une activité de consultant international (pays de l'Est et de la Méditerranée, Chine...) dans le domaine de la maîtrise de l'énergie (cofondateur du bureau d'études ICE) et a été conseiller technique de Dominique Voynet pour l'énergie et la sûreté nucléaire en 1998-99. Il est cofondateur et membre des associations Global Chance et Énergie partagée et est co-auteur de *Maîtrise de l'énergie pour un monde vivable* et *En finir avec le nucléaire, pourquoi et comment*.



D.R

Richard LAVERGNE est ingénieur général du corps des Mines, diplômé de l'École polytechnique (promotion 75), de l'École supérieure de métrologie et de Télécom ParisTech. Depuis janvier 2017, il est membre permanent du Conseil général de l'Économie (ministère de l'Économie et des Finances), où il exerce les fonctions de référent

« Énergie et Climat ». De 2008 à 2016, il a été conseiller auprès, à la fois, du directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC) et de la Commissaire générale au Développement durable (CGDD), au sein du ministère chargé de l'Environnement et de l'Énergie. À ce titre, il a assuré, notamment, les missions de Secrétaire général du Comité pour l'économie verte, de Secrétaire général du Comité d'experts pour la transition énergétique, de vice-président du Comité pour la coopération à long terme (SLT Committee) de l'Agence internationale de l'énergie et de président pour l'UE du groupe thématique sur les marchés et les stratégies énergétiques dans le cadre du dialogue énergétique UE-Russie. De fin 2012 à mi-2013, Richard

Lavergne a été fortement impliqué dans l'organisation du Débat national pour la transition énergétique. De 2008 à 2017, il a été membre du comité directeur de l'Association française des économistes de l'énergie. De 1995 à 2008, il a été directeur de l'Observatoire de l'énergie et des matières premières au sein du ministère chargé de l'Énergie. De 1990 à 1995, il a été directeur du Réseau national d'essais (RNE), organisme national d'accréditation pour les laboratoires d'essai et d'analyse.



D.R

Yves LE THIEIS est économiste sénior au sein du bureau de Compass Lexecon à Paris. Il dispose d'une très bonne connaissance et compréhension des marchés de l'énergie et de leur régulation, ainsi que d'excellentes compétences d'analyse du marché électrique et gazier. En charge de l'équipe de modélisation des marchés énergétiques de Com-

pass Lexecon, il a pu acquérir de solides compétences de modélisation du marché électrique et gazier en développant des modèles et outils d'optimisation adaptés aux problématiques des secteurs énergétiques. Il a eu l'occasion de mettre en pratique ces outils de modélisation dans de nombreuses études pour différents acteurs du secteur de l'énergie et, en particulier, pour des régulateurs, des opérateurs et des acteurs publics.

Avant de rejoindre Compass Lexecon, Yves Le Thieis a travaillé pendant deux ans en tant que consultant expert en modélisation au sein de Baringa, un cabinet de conseil basé à Londres. Auparavant, il a travaillé dans le département Stratégie d'EDF Energy, en tant qu'analyste, à Londres, où il a eu l'occasion de travailler sur différents projets de premier plan.

Yves Le Thieis est diplômé de l'École polytechnique et possède un « exchange master » de la London School of Economics and Political Science.



D.R

Aurélien LOUIS est sous-directeur de l'industrie nucléaire à la direction générale de l'Énergie et du Climat. Précédemment, il a été directeur de l'Industrie, des Mines et de l'Énergie de Nouvelle-Calédonie et s'est occupé de prévention des pollutions des sols et des risques miniers au sein du ministère en charge de l'Environnement.

Laurent MICHEL est ingénieur général des Mines, diplômé de l'École polytechnique. Il a commencé sa carrière dans le domaine de la gestion des risques en tant que responsable de division Environnement-eau à la DRIRE Lorraine. Il rejoint ensuite la DRIRE Languedoc Rousillon en tant que directeur adjoint. En 2000, il est nommé directeur adjoint de l'École des Mines de Douai et de la DRIRE Nord Pas-de-Calais, puis directeur de la DRIRE Midi-Py-



D.R

énées. En 2006, il est nommé directeur de la Prévention des pollutions et des risques, délégué aux Risques majeurs et, en 2008, directeur général de la Prévention des risques. Depuis 2012, il est directeur général de l'Énergie et du Climat au sein du ministère de la Transition écologique et solidaire.



D.R

Jean-Christophe NIEL justifie d'une longue expérience dans le contrôle de la sûreté nucléaire et la radioprotection à travers différents postes au sein de l'IRSN, l'organisme français d'expertise et de recherche en sûreté, et l'ASN, l'autorité française de sûreté nucléaire.

Avant de devenir le directeur général de l'IRSN en 2016, Jean-Christophe Niel a été le directeur général de l'ASN pendant environ 10 ans.

Il est également président du CSNI (Committee of safety of nuclear installations) de l'Agence de l'énergie nucléaire.

Didier PILLET est ingénieur général des Mines et diplômé de Télécom Paris Tech. Didier Pillet, après avoir exercé plusieurs fonctions opérationnelles de R&D dans le secteur industriel, a intégré, en 2009, le Conseil général de l'Économie (CGE). Au sein du CGE, il effectue des missions ministérielles ou interministérielles d'expertise, d'audit et d'inspection, liées notamment à l'industrie, à l'énergie et au développement durable.



D.R

Anne-Cécile RIGAIL est ingénieure en chef des Mines. Elle est directrice générale adjointe de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) depuis le 1^{er} septembre 2017. Elle coordonne et pilote les actions de l'ASN pour le contrôle des transports de substances radioactives, des activités nucléaires de proximité, des installations de recherche, de gestion des déchets ou liées au cycle du combustible, ainsi que des installations en démantèlement. Elle est membre de la Commission des normes de sûreté de l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA) et intervient, à ce titre, dans l'approbation des normes et guides de sûreté de l'Agence, qui font référence au niveau international.

Elle a précédemment assuré, de 2008 à 2014, les fonctions de chef de la division territoriale de Bordeaux de l'ASN, entité régionale compétente pour le grand Sud-Ouest de la France. Elle y encadrait une équipe d'inspecteurs spécialisés dans le contrôle des centrales nucléaires, ou bien dans l'inspection des activités nucléaires dites de « proximité » : secteur médical, industrie conventionnelle, sites et

sols pollués par des substances radioactives.

En 2014 et 2015, elle est chargée de mission auprès du directeur général de l'ASN, chargée des travaux sur la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte.

Elle exerce ensuite, de 2015 à 2017, la mission de directrice des centrales nucléaires de l'ASN. Elle pilote les activités de contrôle et d'inspection menées par les inspecteurs de l'ASN dans les centrales nucléaires. Elle prépare notamment le cadrage du quatrième réexamen périodique des centrales nucléaires françaises et coordonne le contrôle mené sur le chantier de construction, ainsi que les modèles de conception de l'EPR. Dans ce cadre, elle participe aux instances de coopération internationale concernant les nouveaux réacteurs.



Photo © Michel GUILBERT

Bertrand RINGOT est un homme politique français. Il marque significativement son engagement politique le 25 mars 2001 en devenant maire de Gravelines. Cette année marquera également son implication au sein de la Communauté urbaine de Dunkerque, lorsqu'il occupe la place de vice-président de

Dunkerque Grand Littoral à la délégation Économie, puis à la délégation Transport et mobilité urbaine. Sa délégation actuelle est en lien avec l'eau et l'assainissement. En mars 2011, il devient Conseiller général sur le canton de Gravelines, puis vice-président Routes et infrastructures en 2014. Un mandat qu'il renouvelle pour six ans en 2015 sur le canton de Grande-Synthe. En mai 2011, il est élu pour un mandat de trois ans au titre de président du Comité départemental du tourisme du Nord. Il succède ainsi à Alain Faugaret, Conseiller général du canton de Roubaix nord. En 2014, il succède à Michel Delebarre à la présidence du Syndicat de l'eau du Dunkerquois. En juillet 2019, il est également nommé président délégué de la mission ECOTER.



D.R

Fabien ROQUES est vice-président exécutif au sein du cabinet de conseil en économie Compass Lexecon, dont il dirige la pratique Énergie en Europe. Fabien Roques a réalisé ces quinze dernières années de nombreuses études et missions stratégiques dans le domaine de l'économie de l'énergie et de l'environnement pour le compte de divers

acteurs des secteurs privé et public. Son expertise couvre le *design* et la régulation des marchés électricité, gaz et carbone en Europe, et les enjeux de concurrence et de contentieux associés.

Fabien Roques est également professeur associé en économie à l'Université Paris Dauphine et à la Florence School of Regulation. Il est conseiller scientifique de la Chaire sur les marchés de l'électricité en Europe de l'Uni-

versité Paris Dauphine, et chercheur associé de l'Electricity Policy Research Group de l'Université de Cambridge. Fabien Roques publie régulièrement dans les revues académiques et professionnelles de l'économie de l'énergie. Fabien Roques était auparavant le directeur du cabinet IHS CERA (Cambridge Energy Research Associates) pour les marchés électriques et gaziers en Europe. Au préalable, Fabien Roques était économiste senior au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE/OCDE), où il avait la responsabilité du secteur électrique dans le cadre des scénarios du World Energy Outlook. Ingénieur de l'École centrale de Lyon, il a fait son doctorat en économie de l'énergie à l'Université de Cambridge.



D.R

Keisuke SADAMORI was appointed Director of the Energy Markets and Security Directorate on 3 September 2012.

Prior to joining the IEA, Keisuke Sadamori, a Japanese national, held many senior positions at the Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) and most recently was Deputy Director-General at the Minister's

Secretariat.

Keisuke Sadamori served as the executive assistant to Prime Minister Kan in 2011, when the Great East Japan Earthquake and Tsunami hit Japan, causing the Fukushima Nuclear Plant Accident. Before this, he worked on international energy affairs and was the representative of the Government of Japan in such fora as the IEA Governing Board in 2008 and 2009. He also served as the chief negotiator for trade and investment agreements with Asian countries in 2009 and 2010.

Keisuke Sadamori received an LL.B. from University of Tokyo in 1983, and an M.P.A. from the Woodrow Wilson School, Princeton University in 1990.



D.R

Andrew SOWDER is a technical executive in the Advanced Nuclear Technology program at the Electric Power Research Institute (EPRI). He leads EPRI's strategic program on advanced reactors. His previous responsibilities at EPRI included the pursuit of global collaboration for LWR accident tolerant fuel R&D, managing

applied research on used nuclear fuel management, analysis of advanced nuclear fuel cycles, and coordination of US industry post-Fukushima R&D support for spent fuel pool analysis.

Prior to joining EPRI, Andrew Sowder served as a physical scientist and foreign affairs officer at the US Department of State addressing international nuclear safety and radiological security issues, and conducted postdoctoral research on the US Department of Energy's Savannah River Site investigating the biogeochemical cycling of

uranium and heavy metals in the environment. As an American Association for the Advancement of Science (AAAS) science and technology policy fellow, Andrew Sowder worked in the US Environmental Protection Agency's Office of Radiation and Indoor Air; this experience included research and educational outreach on the Navajo Nation supporting communities impacted by abandoned uranium mines.

Andrew Sowder received a Bachelor of Science degree in optics from the University of Rochester and a Ph.D. in environmental nuclear engineering from Clemson University. He holds an adjunct faculty appointment in the Environmental Engineering and Earth Sciences Department at Clemson University. He is a Certified Health Physicist, serves on the American Nuclear Society (ANS) Standards Board, and is a representative on the Generation IV International Forum Senior Industry Advisory Panel.



D.R

Myrto TRIPATHI est Senior Professional Advocate sur l'énergie et le climat. Elle participe à plusieurs projets de mobilisation de la science et de l'outil économique et industriel au service du développement, de la préservation de l'environnement et contre le changement climatique. Elle a fondé en mars 2018, et préside depuis, l'association Voix du

Nucléaire, dont l'objectif est d'équilibrer le débat sur l'énergie nucléaire. Elle conseille Brice Lalonde en tant que président du Business and Climate Summit et est directeur du projet GIEPE Chimie qui a pour objectif de mobiliser la communauté scientifique pour la réalisation d'une cartographie de la pollution chimique dans le monde à l'usage des décideurs.

Elle a été préalablement Climate Policy Director du Global Compact France (représentation du Global Compact UN) impliquée sur la mobilisation des entreprises dans les négociations climat et les Accords de Paris. Myrto Tripathi a par ailleurs bénéficié d'une expérience de dix ans chez AREVA dans des fonctions stratégiques et commerciales, notamment en tant que directeur de cabinet Mines-Chimie-Enrichissement en début de carrière en 2004 et directrice d'Offre en charge de la vente de l'EPR lors de son départ en 2014.

Myrto Tripathi est diplômée de la grande école HEC, détient un diplôme d'ingénieur industriel de la North Carolina State University et a été auditrice de la 66^{ème} session nationale de l'IHEDN. Elle est par ailleurs Young Leader 2013 de la French American Foundation.



D.R

Xavier URSAT est directeur exécutif du groupe EDF en charge de la direction Ingénierie et Projets Nouveau nucléaire. Il est entré à EDF en 1991, où il a d'abord exercé diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique. Jusqu'en 2002, il a notamment piloté la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et a contribué à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud.

Entre 2002 et 2005, il a été chargé de mission auprès du directeur général adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie, puis directeur adjoint de l'unité de production Alpes à Grenoble jusqu'en 2007 et directeur de l'unité de production Sud-Ouest à Toulouse de 2007 à 2010. De 2010 à 2015, il était directeur délégué, puis directeur de la division Production et Ingénierie hydraulique. Xavier Ursat est membre du conseil d'administration d'EDF Renouvelables. Il est président du conseil de surveillance d'EDVANCE et membre du conseil de surveillance de Framatome. Il est également président de la SFEN et président du GIFEN. Il est diplômé de l'École polytechnique et de Télécom Paris.