INSTITUT
MONTAIGNE

Nucléaire : l'heure des choix

RAPPORT JUIN 2016

L'Institut Montaigne est un laboratoire d'idées - *think tank* - créé fin 2000 par Claude Bébéar et dirigé par Laurent Bigorgne. Il est dépourvu de toute attache partisane et ses financements, exclusivement privés, sont très diversifiés, aucune contribution n'excédant 2 % de son budget annuel. En toute indépendance, il réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des représentants de la société civile issus des horizons et des expériences les plus variés. Il concentre ses travaux sur quatre axes de recherche :

- Cohésion sociale (école primaire, enseignement supérieur, emploi des jeunes et des seniors, modernisation du dialogue social, diversité et égalité des chances, logement)
- Modernisation de l'action publique (réforme des retraites, justice, santé)
- Compétitivité (création d'entreprise, énergie pays émergents, financement des entreprises, propriété intellectuelle, transports)
- Finances publiques (fiscalité, protection sociale)

Grâce à ses experts associés (chercheurs, praticiens) et à ses groupes de travail, l'Institut Montaigne élabore des propositions concrètes de long terme sur les grands enjeux auxquels nos sociétés sont confrontées. Il contribue ainsi aux évolutions de la conscience sociale. Ses recommandations résultent d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique. Elles sont ensuite promues activement auprès des décideurs publics.

À travers ses publications et ses conférences, l'Institut Montaigne souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique.

> ***L'Institut Montaigne s'assure de la validité scientifique et de la qualité éditoriale des travaux qu'il publie, mais les opinions et les jugements qui y sont formulés sont exclusivement ceux de leurs auteurs. Ils ne sauraient être imputés ni à l'Institut, ni,* a fortiori, *à ses organes directeurs.***

INSTITUT
MONTAIGNE

Nucléaire : l'heure des choix

JUIN 2016

SOMMAIRE

SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS 3

I - L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, AUJOURD'HUI INDISPENSABLE FACE AU DÉFI CLIMATIQUE, DOIT ENCORE SURMONTER DE NOMBREUSES DIFFICULTÉS 15

1.1. L'énergie nucléaire fait débat et les difficultés auxquelles elle est confrontée peuvent menacer son avenir 18

1.2. Pour autant, l'énergie nucléaire est aujourd'hui indispensable pour relever les défis énergétiques et climatiques 22

1.3. La plupart des grandes puissances économiques mondiales font le choix du nucléaire 29

1.4. L'essor du nucléaire reste subordonné à l'application, partout dans le monde, d'un haut niveau de sûreté 40

1.5. Une reconquête de l'opinion publique est nécessaire 58

II - L'UNION EUROPÉENNE DOIT INTÉGRER LE NUCLÉAIRE DANS SA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 65

2.1. Les trois piliers de la stratégie énergétique de l'Union européenne sont parfaitement rationnels 65

2.2. Cette stratégie s'est surtout matérialisée par le soutien au développement des énergies renouvelables, au risque de mettre en péril la cohérence d'ensemble 67

2.3. L'Union de l'énergie ne pourra se construire sans une vision commune du mix énergétique européen 76

2.4. L'Union européenne doit mettre en place des mécanismes non discriminants pour favoriser les investissements dans les énergies bas-carbonne 83

III - POUR QUE LE NUCLÉAIRE RESTE UN ATOUT POUR LA FRANCE, L'ÉTAT DOIT PRENDRE SES RESPONSABILITÉS 97

3.1. Le nucléaire permet à la France de s'inscrire pleinement dans les objectifs de la politique énergétique européenne 97

3.2. La LTE établit le principe d'une diversification accrue du mix électrique mais le rythme imposé et l'absence de flexibilité menacent la réussite de la transition 109

3.3. Il est primordial de programmer le renouvellement d'une partie du parc nucléaire français d'ici 2017 121

3.4. L'État doit clarifier sa stratégie énergétique et renforcer la gouvernance de la filière nucléaire 127

IV - L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE FRANÇAISE DOIT RÉALISER UN SAUT DE COMPÉTITIVITÉ 141

4.1. L'industrie nucléaire française vit un moment critique 141

4.2. La réorganisation AREVA-EDF, est une opportunité pour doter la France d'un maître d'œuvre de réacteur électronucléaire compétitif sur les marchés mondiaux 148

4.3. Une meilleure compétitivité sur le sol domestique comme à l'export passera par une évolution de la structuration de la filière 154

4.4. L'innovation doit être stimulée, plus collaborative et orientée vers davantage de compétitivité 158

4.5. Les relations entre l'ASN, les industriels et les organismes notifiés doivent évoluer pour plus d'efficience et de sûreté 164

4.6. La filière a besoin d'une gouvernance forte et coordonnée pour être davantage compétitive sur le marché domestique comme à l'export 169

Quel est l'avenir de l'énergie nucléaire ? Si la question n'est pas nouvelle, il est aujourd'hui urgent d'y apporter une vraie réponse. La recomposition à l'œuvre de l'industrie nucléaire y invite. Le contexte politique, technique et économique l'exige, car il a profondément changé.

Un contexte global nouveau

Tout d'abord, la catastrophe de Fukushima survenue en 2011 a ébranlé beaucoup de certitudes. Même si les exigences de sûreté nippones se sont révélées insuffisantes et mal appliquées, le Japon est l'un des pays les plus développés du monde et l'un des acteurs majeurs de l'électronucléaire. Cet événement invite à reconsidérer le recours à l'atome à l'aune de la sûreté des populations et de la protection de l'environnement. La chancelière Angela Merkel a d'ailleurs décidé d'accélérer le processus d'arrêt de la production nucléaire. En France, si l'opinion publique demeure favorable à cette énergie, elle reste préoccupée, notamment par la crainte diffuse d'un accident ou d'un attentat.

Le risque associé à l'exploitation du nucléaire ne doit cependant pas occulter la contribution déterminante de cette source d'énergie non carbonée dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique. Soyons clairs : il est, à ce jour, irréaliste de prétendre se dispenser de l'atome si l'on souhaite contenir le réchauffement climatique en-dessous de 1,5°C, objectif que vient de se fixer la communauté internationale par l'Accord de Paris relatif à la COP21 en décembre 2015. À l'heure où la diminution de l'utilisation des sources d'énergies carbonées est devenue une priorité, le seul essor des énergies

renouvelables ne suffira pas, compte tenu de leur rythme de déploiement, de leurs problèmes de compétitivité, des défis techniques et des coûts additionnels qui résultent de leur intermittence. Leur développement, évidemment souhaitable, doit être accompagné de celui de l'énergie nucléaire, principale énergie non carbonée, capable de produire de l'électricité massivement (« en base », selon l'expression technique, c'est-à-dire en grande quantité, en haute tension et plus de 8 500 heures par an), de façon pilotable.

Certes, les tendances du marché de l'énergie dans le monde – prix très volatiles du pétrole et du gaz, montée en puissance des énergies renouvelables – pourraient conduire à poser la question de la compétitivité du nucléaire face aux autres énergies. Mais les engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent aux responsables politiques de procéder aux arbitrages techniques et économiques favorisant la redynamisation de l'énergie nucléaire, alors que les sources d'énergies carbonées représentent encore les deux tiers du mix électrique mondial.

Au niveau de l'Union européenne, la politique énergétique ne pourra plus se limiter à une libéralisation du marché et à des subventions aux énergies renouvelables, génératrices de surcapacité dans certains pays. L'Europe devra sortir du nucléaire « honteux » et accepter que cette source d'énergie soit une partie substantielle de la solution au dérèglement climatique.

Pour ce qui concerne la France, dont le développement économique, notamment industriel, a incontestablement bénéficié de l'atout compétitif que représente l'énergie nucléaire, elle est confrontée à un tournant historique. L'adoption de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTE), en août 2015, a défini une nouvelle

orientation stratégique pour le mix électrique français. Cette orientation, si elle confirme le nucléaire comme socle de notre mix, met surtout l'accent sur la diversification des sources d'approvisionnement, l'objectif étant de diminuer la dépendance à l'atome et de promouvoir le recours aux énergies renouvelables pour notre pays.

Il faut bien admettre que l'état de l'industrie nucléaire française peut susciter des questions légitimes. La défaillance industrielle et financière d'AREVA (construction d'Olkiluoto et acquisition d'Uramin, pour ne citer que deux exemples) font peser une hypothèque que seul un effort public significatif pourra lever. Les difficultés rencontrées par EDF – pour financer, tout à la fois, la rénovation du parc existant, les investissements au Royaume-Uni et la construction de nouvelles unités de production en France et dans d'autres pays – constituent une autre menace, que les pouvoirs publics devront également s'employer à dissiper. Quant à la rivalité qui a opposé les deux entreprises françaises leaders du secteur et à laquelle il n'a été mis fin que récemment, elle a contribué à pénaliser les offres de la filière à l'exportation. L'État, dans son rôle d'actionnaire d'EDF et d'AREVA comme de stratège, n'est pas exempt de tout reproche et s'est également montré déficient. Enfin, c'est bien l'ensemble de la filière industrielle française qui rencontre des difficultés lors des premiers chantiers d'EPR, après une période sans grand projet de près de 15 ans qui a altéré les savoir-faire des donneurs d'ordres et de leurs partenaires industriels. Efforts et remises en cause sont donc, aujourd'hui, parfaitement justifiés, pour redonner du crédit et de la compétitivité à l'offre industrielle, aussi bien sur le marché national qu'à l'exportation.

En bref, les défis de grande ampleur auxquels est confrontée l'énergie nucléaire sont à la mesure des ambitions qu'elle doit avoir, en tant

que composante essentielle de l'offre énergétique française, européenne et mondiale.

Les défis de l'énergie nucléaire

Pour l'Institut Montaigne, l'énergie nucléaire fait donc face à une conjoncture nouvelle, la confrontant à deux défis majeurs. Tout d'abord, d'un point de vue technique, celui d'élever encore le niveau mondial de sûreté des installations et de maîtrise de la gestion des déchets radioactifs. Sûreté et gestion des déchets sont en effet déterminantes pour l'acceptabilité de l'énergie nucléaire. L'autre défi, de nature économique, concerne le financement de la construction de nouvelles centrales et l'amélioration de la compétitivité de l'offre énergétique, pour les entreprises et les ménages. Cela impose de refaire la démonstration de la viabilité de l'équation économique de l'électricité d'origine nucléaire, dans un contexte où le coût des énergies ne s'arrête plus au seul coût de production mais doit prendre en compte toutes les externalités (prix du carbone, coûts des réseaux et du stockage, coûts du démantèlement et de gestion des déchets).

L'énergie nucléaire ne pourra jouer le rôle clé qui doit lui incomber dans la lutte mondiale contre le réchauffement climatique que si ces deux types de défis peuvent être relevés. Cela suppose, au niveau mondial, européen et français, que des choix éclairés et rationnels soient opérés sans attendre.

L'essor mondial du nucléaire, atout dans la lutte contre le réchauffement climatique, reste subordonné à l'application partout dans le monde d'un haut niveau de sûreté

Il est indispensable que soit appliqué dans tous les pays producteurs d'énergie nucléaire un très haut niveau de sûreté. Les solutions existent, sous condition d'une indispensable coordination entre ces États. La prise en considération des expériences étrangères en matière de sûreté crédibilisera une approche plus cohérente et permettra d'aboutir progressivement à une reconnaissance mutuelle, puis une harmonisation des réglementations, des pratiques et des certificats, dans le respect des attentes légitimes des populations. La même approche, tirée de vraies coopérations internationales, devrait être adoptée pour la gestion des déchets, qui reste un enjeu déterminant. Relever ce défi suppose une action déterminée des gouvernements et des autorités administratives indépendantes.

En toute hypothèse, ce défi ne saurait être invoqué pour occulter la priorité absolue que représente la lutte contre la menace climatique. Il est évidemment impossible de faire accepter par les populations un arbitrage explicite entre le risque d'un accident nucléaire, aux impacts considérables mais nécessairement locaux, et les catastrophes annoncées et déjà constatées, du réchauffement de la planète et des multiples pollutions résultant des autres sources d'énergie. Pour autant, le rôle des pouvoirs publics, nationaux et internationaux, est bien de savoir établir des hiérarchies raisonnées.

En France, en particulier, il faut redonner confiance dans notre capacité à garantir un très haut niveau de sûreté et à assurer une gestion sûre et économiquement soutenable de la question des

déchets. Cela passera par une communication mieux équilibrée, destinée à introduire plus de rationalité dans les débats.

La compétitivité de l'énergie nucléaire

Personne ne remet en cause la compétitivité de la production d'énergie nucléaire telle qu'elle a été développée en France. Par un effort soutenu pendant des décennies conduisant à la construction de séries cohérentes, notre pays a su, sans concession à la sûreté, produire une électricité abondante, bon marché et économe en devises.

Notre parc, dit de seconde génération, restera durablement compétitif, sous condition qu'on effectue les programmes de remise à niveau qui permettront de prolonger sa durée de vie.

Quant aux nouvelles centrales en construction ou à construire (EPR ou autres, selon les pays ou les technologies développées), elles sauront, passé les difficultés des premiers prototypes, trouver un équilibre économique, dès lors que les conditions de financement seront sécurisées et que les autres sources d'énergie seront considérée « à coûts complets », c'est-à-dire en incluant les dépenses liées à l'intermittence pour certaines d'entre elles, et les effets négatifs liés aux émissions de carbone pour les autres.

Telle est bien la raison pour laquelle les quinze plus grandes puissances économiques, à l'exception de l'Australie, de l'Italie et de l'Allemagne, continuent de s'engager dans l'énergie nucléaire. Leur constat partagé est que l'atome peut fournir une énergie abondante et compétitive, dans des conditions qui en font déjà, aujourd'hui,

compte tenu du niveau de maîtrise technique atteint et des contrôles dont elle fait l'objet, l'une des énergies les plus sûres en termes d'accidentologie et d'impact mesuré sur l'environnement et la santé humaine.

Les travaux prospectifs de référence annoncent d'ailleurs une augmentation de la production d'énergie nucléaire dans le monde. En particulier, le scénario de l'AIE, qui est le plus en phase avec les nouveaux objectifs de la communauté internationale depuis la COP21, prévoit un doublement des capacités installées d'ici 2030.

Pour l'Europe et la France, l'heure des choix stratégiques est arrivée

La volonté de la Commission européenne d'instaurer une « Union de l'énergie » doit être saluée, à condition d'admettre que tout ne se résumera pas au seul respect des règles de concurrence, dans un marché qui n'a, au demeurant, pas grand-chose d'unique. Cela devra conduire à mettre en question le dogme de la souveraineté non partagée des États membres dans la détermination de leur bouquet énergétique. Il ne s'agit pas de renoncer totalement au principe de subsidiarité, ni de priver les autorités nationales et locales de leur capacité à émettre et faire prendre en considération leurs choix énergétiques. Mais ce choix doit s'exercer dans un cadre où les solidarités entre pays européens sont affirmées et prises en compte, notamment à l'intérieur des zones électriques interconnectées. Le nucléaire devra donc, au sein du projet Union de l'énergie, trouver une place explicite dans l'éventail des sources qui permettront à l'Union européenne d'assurer sa sécurité d'approvisionnement, sa compétitivité économique et sa contribution à la lutte contre le

réchauffement climatique. L'Union de l'énergie suppose également d'assurer une réelle efficacité économique aux mécanismes de tarification du carbone et de faire prévaloir le principe de neutralité technologique dans le financement des infrastructures de production d'énergie faiblement carbonée.

Pour ce qui concerne la France, sa production d'énergie nucléaire lui permet de s'inscrire pleinement dans une stratégie européenne reposant sur le triptyque sécurité d'approvisionnement, compétitivité économique et développement durable, dont la lutte contre le réchauffement climatique constitue la priorité absolue. Une bonne articulation entre le développement d'énergies renouvelables et celui du nucléaire devrait donc constituer une réponse évidente, pour notre pays. La LTE a d'ailleurs permis de fixer un cap et d'acter la diversification du bouquet électrique. C'est une avancée qu'il faut saluer. Pour autant, les objectifs fixés pour l'électricité d'origine nucléaire, en particulier le plafond de 50 % à l'horizon 2025 et la limitation à 63,2 gigawatts de la capacité totale autorisée de production, imposent un rythme de transition et suppriment toute flexibilité, ce qui est préjudiciable aux intérêts de notre pays et à la réussite de la transition énergétique. Les appliquer entraînerait la fermeture de plusieurs centrales existantes, alors qu'elles pourraient continuer à produire une énergie compétitive et décarbonée, avec un niveau de sûreté approuvé par l'Autorité de sûreté nucléaire. Ces fermetures anticipées seraient, au demeurant, assorties de surcoûts s'élevant à plusieurs milliards d'euros pour l'État, sans compter les conséquences sur l'économie, l'environnement et l'emploi, qui n'ont pas été évaluées.

L'Institut Montaigne déplore que la programmation du prolongement de notre parc nucléaire, qui produit 75 % de notre électricité, fasse l'objet de déclarations gouvernementales peu cohérentes, alors qu'elle

est aujourd'hui inévitable pour continuer à bénéficier des atouts des centrales de deuxième génération. Au terme de plusieurs mois de travaux, enrichis d'une quarantaine d'entretiens avec des spécialistes et les parties prenantes, la conclusion s'impose que prolonger la durée d'exploitation des réacteurs de la génération actuelle n'est pas une option, mais une nécessité. Programmer le renouvellement d'une partie du parc d'ici 2017, puis construire de nouveaux réacteurs, pour une mise en service à l'horizon 2030 et en relevant les défis techniques et financiers auxquels sont confrontés les industriels, en est une autre. Dans ce contexte et face à un discours public ambigu et changeant, l'État doit clarifier sa stratégie, donner de la visibilité sur son marché domestique et permettre à la filière de se préparer, afin d'assurer le développement d'une économie française moins carbonée, plus compétitive et dont les approvisionnements énergétiques seront sécurisés.

Comment renforcer notre filière industrielle ?

Une remise à plat de notre gouvernance du nucléaire est également indispensable. Un rôle et des moyens renforcés pour le Parlement, une coordination plus souple et plus réactive des autorités et instances décisionnaires au niveau de l'exécutif, ainsi que la remise des compétences des industriels au centre du dispositif, devraient permettre à la France de continuer à tirer profit des efforts de recherche qu'elle a mis en œuvre et des moyens qu'elle a mobilisés, y compris sur le plan financier, pour développer une filière industrielle qui la place parmi les leaders mondiaux.

De son côté, la filière industrielle française doit revenir dans la course mondiale à la compétitivité. Comme pour toute industrie à fort

contenu technologique et à cycle long, chaque nouveau programme, tel celui visant à construire une nouvelle génération de réacteurs après une période d'une quinzaine d'années sans réalisation, est une opportunité pour se transformer et faire un saut de compétitivité. C'est aussi une ardente nécessité, compte tenu de l'intensité croissante de la concurrence et du souhait, exprimé dans la LTE, de maintenir la compétitivité de l'économie française dans son ensemble. Cet effort de compétitivité devra se faire autour d'un maître d'œuvre intégré de réacteur, contrôlé par EDF, d'un acteur du cycle du nucléaire, AREVA, et avec la volonté de favoriser le développement de fournisseurs de « rang 1 », compétitifs, tournés vers l'exportation et véritables partenaires jusque dans les efforts de R&D. Structurer la filière industrielle, la doter d'une coordination forte, orienter l'innovation vers l'amélioration de sa compétitivité, transformer les efforts imposés en matière de sûreté comme des atouts dans la concurrence internationale, réfléchir à l'éventail de l'offre qui ne doit pas nécessairement se limiter à l'EPR, anticiper les prochaines générations de réacteurs, tous ces efforts coordonnés doivent être engagés sans attendre.

C'est à ces conditions que sera pérennisé le développement d'un tissu industriel français du nucléaire. Il doit pour cela être structuré en filière et coordonné pour assurer sa compétitivité et sa rentabilité sur l'ensemble du cycle, depuis l'extraction du minerai jusqu'à la gestion des déchets, en passant par l'enrichissement et la fabrication de combustible, la construction d'installations, leur exploitation et le démantèlement, sans oublier tous les équipements et services associés, qui représentent plus de 200 000 emplois directs et indirects.

À l'occasion de la COP21, l'engagement de la Chine et des États-Unis en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique est crédible, de sorte que la concurrence internationale entre acteurs de la transition énergétique sera très vive. Il faut donc éviter que les entreprises européennes du secteur soient rendues exsangues par la concurrence interne à l'Union européenne, au point de ne pas pouvoir affronter la concurrence mondiale.

Sur ce point, la réflexion et l'action doivent aussi couvrir les fondamentaux de la régulation économique des marchés, jusqu'à s'interroger sur une politique tarifaire qui a largement avantagé les investisseurs dans les sources d'énergie renouvelables et, de façon symétrique, obéré les marges de manœuvre financières des autres opérateurs. Elle pourra tout autant s'interroger utilement sur le bien-fondé d'un « ordre de préséance » dans l'accès aux réseaux qui repose essentiellement, aujourd'hui, sur les coûts marginaux de production et ignore largement les autres coûts – par exemple en coûts de réseau et de stockage supportés par la collectivité des contribuables et des consommateurs, en raison de l'intermittence des énergies renouvelables ou des dépenses additionnelles liées à l'obligation d'achat ou à d'autres formes d'aides.

L'urgence de la décision

La principale et la pire menace pour cette filière d'excellence serait l'indécision, l'absence de choix politiques clairs. Les hésitations des gouvernements successifs suscitent des interrogations et sont perçues comme des menaces, non seulement pour EDF, AREVA et l'ensemble du secteur, mais plus généralement pour la cohérence de la politique énergétique de la France et, au final, pour son économie toute entière.

L'Institut Montaigne souhaite mettre en garde contre les dangers auxquels conduirait l'inaction des pouvoirs publics, aussi bien pour ce qui concerne la prolongation du parc et la programmation de son renouvellement partiel, que la santé financière d'EDF et sa capacité d'investissement, que pour l'évolution des prix réglementés ou de la tarification du carbone. C'est d'une politique globale et ambitieuse dont l'industrie nucléaire française a aujourd'hui besoin. Le handicap majeur serait l'absence de choix politiques et de décisions opérationnelles, en France comme en Europe.

Incontestablement, l'heure des choix est arrivée.

I

L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, AUJOURD'HUI INDISPENSABLE FACE AU DÉFI CLIMATIQUE, DOIT ENCORE SURMONTER DE NOMBREUSES DIFFICULTÉS

1.1. L'énergie nucléaire fait débat et les difficultés auxquelles elle est confrontée peuvent menacer son avenir

1.1.1. L'inégale acceptabilité de l'énergie nucléaire pénalise son développement, voire remet en question sa place dans les mix énergétiques de certains pays

a. Plusieurs inquiétudes impactent l'acceptabilité du nucléaire

L'énergie nucléaire est sans doute la source d'énergie dont l'acceptabilité est la plus problématique, tant pour l'opinion publique que pour les dirigeants politiques.

Trois facteurs impactent à des degrés différents son acceptabilité : le niveau de sûreté des réacteurs en exploitation, la gestion des déchets radioactifs et, dans une moindre mesure, la prolifération nucléaire.

(i) Les inquiétudes sur le niveau de sûreté des réacteurs

La sûreté des réacteurs en exploitation apparaît comme l'élément le plus déterminant, aujourd'hui, dans les réticences face au nucléaire.

Les trois accidents majeurs survenus par le passé (Three Mile Island aux États-Unis en 1979, Tchernobyl en URSS en 1986 et Fukushima au Japon en 2011) ont rappelé que les accidents nucléaires étaient possibles. Non seulement ces accidents ont affecté directement les populations et l'environnement à proximité, mais ils ont aussi indirectement dégradé l'acceptabilité de l'énergie nucléaire dans le monde entier. Malgré les efforts accomplis ces dernières décennies (que cela soit sur la conception des réacteurs, sur les pratiques d'exploitation ou sur les dispositifs de régulation et de contrôle), le niveau de sûreté à l'échelle mondiale n'est pas encore suffisant.

(ii) Les inquiétudes sur la gestion des déchets radioactifs

Concernant les déchets radioactifs, la préoccupation de l'opinion publique est liée à la fois au risque de contamination de l'environnement et au passif qui sera transmis aux générations futures. L'opinion publique s'inquiète car la viabilité des solutions sur la période de temps requise (jusqu'à plusieurs millénaires), n'est pas toujours démontrée de manière accessible par tous, et certaines de ces solutions techniques ne sont pas encore mises en œuvre.

(iii) Les inquiétudes sur le risque de prolifération militaire

Enfin, concernant la prolifération militaire, si cette question impactait fortement l'acceptabilité du nucléaire, notamment celle des dirigeants politiques pendant la guerre froide et au moment de la chute du bloc soviétique, elle semble aujourd'hui relayée au second plan.

b. L'histoire de chaque pays et la communication sur le nucléaire influencent son acceptabilité

L'acceptabilité du nucléaire diffère grandement selon les pays, et tel était déjà le cas avant Fukushima. En Allemagne ou en Italie par exemple, l'opinion publique est depuis longtemps opposée à l'atome. L'Italie a fait le choix de sortir du nucléaire lors d'un référendum en 1987, vote qui a été confirmé par un nouveau référendum en 2011. En Allemagne, si l'accident de Fukushima a entériné la décision politique de sortie du nucléaire, les Allemands étaient depuis longtemps hostiles à l'énergie nucléaire. En 2005, 59 % des Allemands étaient opposés au nucléaire ; en juin 2011, ils étaient toujours 55 %[1]. Au contraire, d'autres pays semblent structurellement plus favorables au nucléaire. Dans son baromètre annuel 2015, l'IRSN souligne que « 47 % des Français voient plutôt des avantages dans le nucléaire, contre 40 % qui y voient plutôt des inconvénients ». Au Japon, en 2014, bien que l'opinion publique soit encore marquée par l'accident de Fukushima, seule une courte majorité de Japonais (57 %) était hostile à la décision du gouvernement japonais de redémarrer certains des réacteurs[2].

On peut identifier deux principaux facteurs à l'origine de ces différentiels d'acceptabilité selon les pays : en premier lieu, le poids structurel de l'histoire et, en deuxième lieu, la communication qui est faite autour de l'énergie nucléaire.

L'histoire particulière de chaque pays déteint sur l'acceptabilité de sa population vis-à-vis du nucléaire. Dans le cas de l'Allemagne, l'opposition au nucléaire est largement liée à l'histoire de la guerre

[1] Enquête Ifop / *Le Monde* réalisée du 21 au 27 juin 2011.

[2] Europe 1, *Le Japon relance le nucléaire quatre ans après Fukushima,* 10 août 2015.

froide, où la RFA et la RDA étaient les pays sur lesquels était dirigée la plupart des ogives nucléaires soviétiques et américaines. L'essor des mouvements alternatifs, notamment des Verts, s'est beaucoup nourri de cette particularité historique. De fait, c'est en Allemagne, à la fin des années 1960, que le principe de précaution s'impose pour la première fois sous le nom de « *Vorsorgeprinzip* ». Ces facteurs culturels expliquent en partie une opposition plus forte au nucléaire outre-Rhin.

Le deuxième facteur, qui explique les différents niveaux d'acceptabilité du nucléaire, mais aussi leur évolution dans le temps, est la communication faite autour du nucléaire. En France, dès le début du programme de construction initié en 1974, le nucléaire a été présenté comme un outil indispensable pour la sécurité d'approvisionnement, une vitrine pour le savoir-faire technico-industriel hexagonal et un atout pour la compétitivité. Depuis quelques années, la communication en France sur la thématique du nucléaire est devenue timide, pour ne pas dire honteuse. À l'opposé, les États-Unis, par exemple, ont une communication très engagée sur le nucléaire. L'opinion publique américaine considère aujourd'hui que le risque lié au réchauffement climatique est plus avéré et plus grave que les risques liés au nucléaire[3]. Des personnalités politiques, au premier rang desquelles figure Barack Obama, se sont pleinement prononcées en faveur du nucléaire.

c. Les décisions politiques ne sont pas toujours corrélées à l'acceptabilité de l'opinion publique

Par ailleurs, selon les pays, les personnalités politiques n'abordent pas toutes la question du nucléaire de la même manière. Leurs décisions en la matière ne sont pas toujours corrélées avec la

[3] Sondage NEI, Bisconti Research, Inc. and Quest Global Research, 2015.

perception qu'a l'opinion publique de la question. De plus, les décisions politiques peuvent être motivées par la volonté de favoriser la montée en puissance des énergies renouvelables. Ainsi, en France, si l'acceptabilité du nucléaire par l'opinion publique n'a pas été structurellement bouleversée par l'accident de Fukushima (entre 2010 et 2014, la proportion de Français jugeant élevé le risque lié aux centrales se maintenait à 48 %[4]), le gouvernement s'est engagé dans une diversification accrue du mix énergétique jugé trop fortement nucléarisé. Dans d'autres pays, les dirigeants politiques continuent de faire confiance à l'énergie nucléaire, malgré une acceptabilité de l'opinion publique qui s'est dégradée. Le gouvernement japonais, malgré le traumatisme de Fukushima, a ainsi pris la décision de redémarrer certains des réacteurs. Dans l'archipel, la priorité était d'abord de rétablir la sécurité d'approvisionnement et de ne pas pénaliser l'économie. Dans certains cas, les alliances politiques peuvent aussi peser dans les décisions concernant l'énergie nucléaire (citons par exemple la CDU et le SPD en Allemagne ou le Parti socialiste et les Verts en France).

Enfin, le risque d'une pénurie d'électricité n'est pas un sujet majeur de préoccupation pour l'opinion publique comme pour les dirigeants politiques, ce qui ne favorise pas la prise de conscience de l'urgence de certaines décisions. Dans le même temps, toute décision concernant le nucléaire engage le pays sur le temps long (plus de 60 ans pour une décision de construction) et nécessite des investissements majeurs. La conjugaison de ces deux facteurs n'incite pas les dirigeants politiques, dont l'action s'inscrit dans un calendrier électoral plus resserré, à prendre des décisions engageantes sur le nucléaire.

[4] Baromètre IRSN 2015.

Dans ce contexte, des défis essentiels doivent être relevés par la filière industrielle, comme par les États, pour améliorer la sûreté, la gestion des déchets et, autant que faire se peut, la lutte contre la prolifération. Au-delà de ces leviers de progrès, on ne pourra faire l'économie, notamment en Europe, d'une communication dépassionnée sur les enjeux énergétiques en général et sur la place du nucléaire en particulier.

1.1.2. Les difficultés de financement de l'énergie nucléaire, aggravées par les doutes exprimés sur sa compétitivité future, freinent son développement

Les infrastructures de production d'énergie nucléaire sont coûteuses, les investissements se comptant en milliards d'euros, voire dizaines de milliards d'euros pour la réalisation d'une série. Il faut compter entre huit et dix ans pour toucher les premiers revenus et la période de retour sur investissement s'étale sur plusieurs décennies. Un tel modèle économique n'est pas spécifique au nucléaire, mais propre aux grandes infrastructures. Dans l'environnement financier actuel, la capacité des énergéticiens à lever des fonds pour ce type de projets est limitée, d'autant plus que les États qui, historiquement, les finançaient n'ont plus les fonds publics pour le faire, principalement au sein de l'OCDE.

Ce modèle économique dépend fortement du coût du capital et donc de l'évaluation des risques qui est faite par les investisseurs. Or, dans le cas de l'énergie nucléaire, la problématique du financement est encore aggravée par ce facteur de risque.

Le premier facteur de risque est lié à l'environnement des marchés de l'électricité, spécifiquement ceux qui sont dérégulés. En particulier en Europe, les prix de l'électricité sont actuellement trop bas pour

favoriser l'investissement dans de nouveaux moyens de production, quels qu'ils soient… à l'exception des centrales à charbon. Au-delà d'une conjoncture défavorable, les risques liés aux incertitudes du marché de l'électricité sont d'autant plus importants que le temps de retour sur investissement ou de remboursement des emprunts est long. Aux risques sur les prix vient s'ajouter un risque sur les volumes, en l'absence d'une coordination des politiques énergétiques à l'échelle européenne et dans un contexte d'interconnexion croissante des réseaux, qui rend chaque marché national de plus en plus dépendant des choix de ses voisins.

De surcroît, les dérapages des coûts et des plannings de premières constructions de centrales de génération III, résultant notamment de la perte de compétences des industriels pendant la décennie qui a suivi la fin de la construction de la génération II, amplifiée par l'effet « tête de série », ont ébranlé la confiance des gouvernements et des investisseurs dans la rentabilité des capitaux investis.

Pour que le nucléaire soit un choix de stratégie énergétique pertinent, sa compétitivité doit être assurée sur le long terme. Certes, le coût actuel de production des centrales nucléaires déjà amorties (de génération II[5]) est reconnu comme compétitif par rapport aux autres énergies dans les pays disposant de telles centrales. Pour autant, la compétitivité future de l'électricité nucléaire sur le long terme est remise en question, que ce soit dans le cadre de la prolongation des

[5] On appelle réacteurs de génération 2 les réacteurs actuels dans le monde, quelle que soit leur technologie (eau pressurisée, bouillant…). La génération 3 (EPR comme Flamanville 3 en France, Olkiluoto 3 en Finlande, Taishan 1-2 en Chine ; AP 1000 en construction aux États-Unis et en Chine ; ou encore le futur TOI russe) a comme exigence d'éviter tout rejet externe en cas de fusion du cœur et donc d'éviter tout déplacement des populations environnantes, même en cas d'accident grave. La génération 4, actuellement à l'étude, vise à une meilleure utilisation du combustible.

réacteurs existants, de nouvelles constructions ou au niveau de la gestion des charges liées au démantèlement des installations et à la gestion des déchets.

Les difficultés rencontrées par certains industriels, notamment français (sur ce point, voir le chapitre 4), aussi bien sur leur marché national qu'à l'exportation, ont également contribué à susciter des interrogations légitimes sur la compétitivité de l'industrie nucléaire.

Face à de tels défis, l'industrie nucléaire doit apporter la preuve de sa capacité à développer des centrales compétitives et à tenir ses engagements de coûts et de délais sur l'ensemble du cycle. Cependant, il est clairement de la responsabilité des pouvoirs publics, nationaux et européens, de mettre en place des conditions efficaces de fonctionnement des marchés de l'électricité, en tenant compte des impératifs de sécurité d'approvisionnement, de compétitivité de nos économies et de développement durable, et en particulier de lutte contre le risque climatique.

1.2. Pour autant, l'énergie nucléaire est aujourd'hui indispensable pour relever les défis énergétiques et climatiques

1.2.1. La satisfaction des besoins énergétiques et la lutte contre le réchauffement climatique constituent des enjeux clefs du XXIe siècle

L'énergie est l'un des défis majeurs du XXIe siècle : d'une part, les besoins en énergie vont continuer à augmenter très fortement ; d'autre part, elle occupe une place dans les réflexions sur la lutte

contre le réchauffement climatique.

Les travaux prospectifs de référence sur l'évolution de la consommation énergétique[6] envisagent tous une très forte hausse de la demande en énergie primaire[7] à l'échelle mondiale dans les prochaines années. En moyenne, ces travaux estiment que cette demande augmentera de 23 % d'ici 2030.

Dans le même temps, l'Accord de Paris de décembre 2015 a démontré qu'il existe enfin un consensus international et surtout une volonté partagée pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C au-dessus des moyennes préindustrielles. Cet objectif correspond, selon le Groupe d'experts intergouvernementaux sur l'évolution du climat (GIEC), à une limitation de la concentration en carbone dans l'atmosphère à 450 parties par million (ppm).

Pour tenir cet objectif tout en répondant aux besoins énergétiques croissants, le GIEC estime que la transition énergétique mondiale va devoir reposer sur quatre piliers :

- l'accélération de l'efficacité énergétique de tous les secteurs (bâtiment, transport, industrie…) ;
- la préservation et augmentation des puits naturels de carbone (reforestation, développement de la capture et stockage du carbone…) ;
- la substitution des combustibles fossiles en faveur de l'électricité, notamment dans le secteur des transports ;
- la réduction de l'intensité carbone de la production d'électricité

[6] L'Agence Internationale de l'énergie (AIE), le Global Energy Assessment de l'institut scientifique IIASA, BP, Exxon. NB : Les travaux de prospectives des ONG environnementales comme Greenpeace ou WWF sont ici exclus car ils posent comme préambule un mix 100 % renouvelable (il ne s'agit donc pas de travaux de prospective).

[7] Énergie primaire : avant conversion en chaleur ou en électricité.

qui doit atteindre un niveau proche de zéro vers 2050.

Les deux derniers piliers mettent en évidence le fait que l'augmentation de la production de l'électricité décarbonée va être un levier central pour répondre aux défis climatiques et énergétiques du XXIe siècle.

Sous le double effet de l'accès à l'électricité de pays à forte croissance démographique d'une part, et de l'essor des technologies de l'information et de la communication (de l'ordre de 10 % de la consommation d'électricité mondiale en 2013[8]) d'autre part, la consommation d'électricité va être naturellement tirée vers le haut dans les années à venir. Mais au-delà de ces tendances, des efforts importants vont devoir être faits pour promouvoir une substitution accélérée en faveur de l'électricité, en particulier dans le domaine des transports.

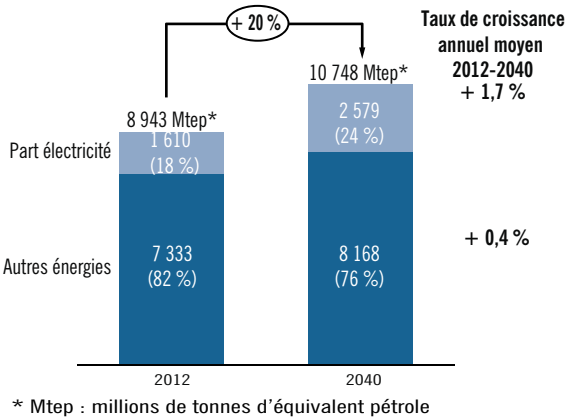


Figure 1 - Intensité électrique de l'énergie

[8] Mark P. Mills, *The cloud begins with coal: big data, big networks, big infrastructure and big power, an overview of the electricity used by the Global Digital Ecosystem,* 2013.

Source : *World Energy Outlook,* 2014, scénario 450.

Dans ses projections, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que pour tenir le scénario 450, c'est-à-dire celui qui correspond aux engagements pris lors de la COP21, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale dans le monde va devoir passer de 18 % en 2012 à 24 % en 2040.

Cette substitution en faveur de l'électricité ne suffira cependant pas et, comme le rappelle le quatrième pilier établi par le GIEC, les pays devront aussi réduire l'intensité carbone de la production d'électricité. En effet, à cause de l'utilisation d'énergies fossiles, la production d'électricité et de chaleur représente 25 % des émissions de gaz à effet de serre dans le monde[9].

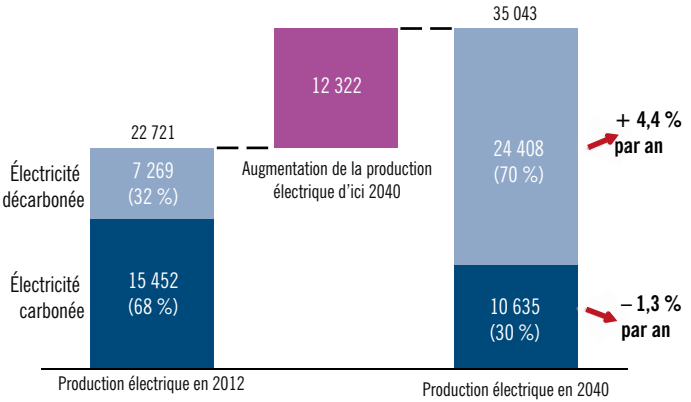
Là encore, pour tenir l'objectif du scénario 450, l'AIE estime que la part des énergies décarbonées dans la production d'électricité va devoir passer de 32 % en 2012 à 70 % en 2040.

[9] Cinquième rapport d'évaluation, GIEC (groupe IV), 2014 (données 2010).

1.2.2. Toutes les technologies de production d'électricité bas carbone seront nécessaires pour répondre à la demande tout en limitant l'impact climatique

Le recours massif à une électricité décarbonée constitue donc la clé pour permettre de répondre aux enjeux énergétiques et climatiques.

Figure 2 - Évolution de la production d'électricité en TWH



Source : AIE, *World Energy Outlook,* 2014, scénario 450.

Dans le cadre de son scénario 450, l'AIE anticipe une augmentation de plus de 1 200 TWh[10] de la consommation électrique d'ici 2040. Surtout, dans ce même scénario, 70 % de l'électricité produite devra être décarbonée. Le taux de croissance annuel de la production d'électricité décarbonée sera de 4,4 % par an d'ici 2040. À titre indicatif, répondre à une telle demande d'électricité décarbonée

[10] *World Energy Outlook,* AIE, 2014 (Scénario 450).

reviendrait à construire environ 47 réacteurs EPR par an si l'on ne recourait qu'à l'électricité nucléaire, ou installer un peu plus de 47 000 éoliennes de 5 MW par an d'ici 2040 si l'on n'avait recours qu'à l'électricité éolienne[11] !

La poursuite de ces objectifs, qui sont désormais ceux de la communauté internationale depuis la COP21, suppose de mettre toutes les technologies de production d'électricité décarbonées à contribution. À ce titre, l'énergie nucléaire, qui aurait déjà permis d'éviter l'émission de 60 milliards de tonnes de CO_2 au cours des 50 dernières années[12], doit faire partie des solutions. C'est d'ailleurs le sens de l'appel lancé par quatre climatologues – Ken Caldeira, Kerry Emanuel, James Hansen et Tom Wigley – en décembre 2015 en pleine COP21[13] : « *Throwing tools such as nuclear out of the box constrains humanity's options and makes climate mitigation more likely to fail* ». Ils sont en phase avec les experts du GIEC pour qui « la fourniture d'énergie à zéro et à faible intensité carbonique inclut les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, les énergies fossiles avec capture et stockage du carbone »[14].

Comme le montre le tableau ci-dessous, les travaux prospectifs de référence s'accordent d'ailleurs pour dire que la production d'énergie nucléaire va augmenter à horizon 2030 et que sa contribution à la production d'énergie primaire totale sera plus importante qu'aujourd'hui.

[11] Hypothèses : taux de charge moyen d'un EPR égal à 90 % et taux de charge moyen d'une éolienne égal à 30 %.

[12] James E. Hansen et Pushker A. Kharecha, « Prevented Mortality and Greenhouse Gas Emissions from Historical and Projected Nuclear Power », *Environ. Sci. Technol.,* 2013.

[13] « Nuclear Power Paves The Only Viable Path Forward on Climate Change », *The Guardian,* 3 décembre 2015.

[14] Cinquième rapport d'évaluation, GIEC (groupe III), 2014.

Figure 3 - Comparaison des prévisions énergétiques et des parts du nucléaire à 2030 suivant différents travaux de prospective

Source	Date de référence	Scénario	Énergie primaire (en Mtoe)		Part du nucléaire dans l'énergie primaire		Évolution de la production nucléaire entre la référence et 2030
			Référence	2030	Référence	2030	
Agence Internationale de l'Énergie (2014)	2012	Scénario Current Policies Scénario New Policies Scénario 450	13 400	17 800 16 700 14 900	4,8 %	5,4 % 6,3 % 8,6 %	1 209 TWh (+ 49 %) 1 544 TWh (+ 62 %) 2 436 TWh (+ 98 %)
BP (2015)	2013	Energy Outlook	12 700	16 600	4,4 %	5,0 %	1 047 TWh (+ 48 %)
Exxon (2015)	2010	Outlook for Energy	13 300	17 500	5,5 %	7,1 %	1 977 TWh (+ 70 %)
IIASA (2012)	2008	Scénario Efficiency Scénario Mix Scénario Supply	13 200	14 100 16 200 17 000	6,6 %	5,7 % 5,7 % 9,5 %	– 227 TWh (– 7 %) 210 TWh (+ 6 %) 2 860 TWh (+ 86%)

>> Sommaire <<

Pour rappel, au sein de ces travaux, le scénario « 450 » de l'AIE est celui qui est le plus en phase avec les nouveaux objectifs de la communauté internationale depuis la COP21. C'est aussi un des scénarios dans lequel l'augmentation de la part du nucléaire dans le mix énergétique mondial est la plus forte. Il donne une place importante à la technologie nucléaire, avec un doublement des capacités installées à horizon 2030. Il mène ainsi à des hypothèses d'installation de 30 GW de capacités supplémentaires par an à partir de 2020 (l'équivalent, en puissance installée, d'une vingtaine d'EPR par an), et un besoin d'investissement annuel dans le nucléaire de 81 milliards d'euros. Dans ce scénario, le nucléaire contribue à réduire les émissions de CO_2 de 8 % à horizon 2050, soit près de 20 % des réductions d'émissions à réaliser pour la production d'électricité.

Le nucléaire apparaît donc comme une composante incontournable du bouquet énergétique mondial futur, ce qui est confirmé par le dynamisme de l'industrie nucléaire dans plusieurs pays du monde.

1.3. La plupart des grandes puissances économiques mondiales font le choix du nucléaire

Les parcs de production d'électricité nucléaire sont historiquement concentrés dans un nombre restreint de pays. En effet, pour être en mesure d'intégrer le nucléaire à son mix énergétique, un pays doit être en mesure de :

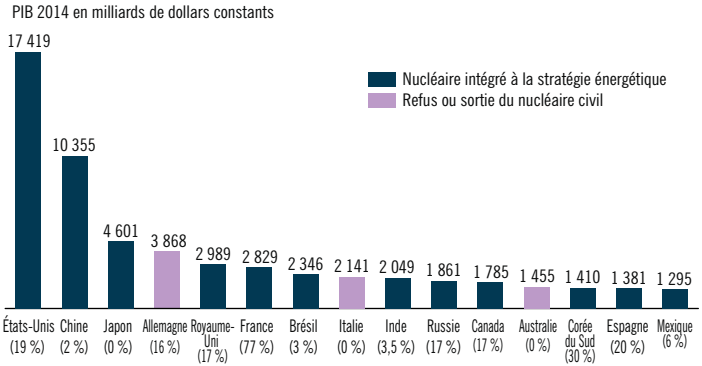
- réunir certaines conditions nécessaires sur le plan géopolitique (en particulier : respect du TNP[15] et des garanties additionnelles de l'AIEA) ;
- mettre en place un cadre législatif et institutionnel ainsi qu'une autorité de sûreté ;

[15] Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

- construire des compétences et disposer d'une industrie permettant d'assurer la sûreté d'exploitation ;
- disposer d'infrastructures de réseau permettant d'intégrer des sources de forte capacité.

Ainsi, pendant longtemps, le nucléaire est apparu comme une solution énergétique que seules les grandes puissances économiques pouvaient intégrer dans leur mix. Dès lors, il est intéressant de noter que presque tous ces pays ont fait le choix du nucléaire : sur les 15 premières économies mondiales, 12 intègrent le nucléaire dans leur stratégie énergétique. La seule exception notable est l'Australie, qui ne s'est jamais équipée de réacteurs nucléaires. L'Italie et l'Allemagne, qui ont développé un parc nucléaire, ont pris la décision d'arrêter la production sur leur sol suite, respectivement, aux accidents de Tchernobyl et de Fukushima.

Figure 4 - Les 15 premières économies mondiales par PIB, et la place du nucléaire dans leur stratégie énergétique



Chiffres entre parenthèses : part du nucléaire dans la production d'électricité en 2014. Japon : arrêt des centrales nucléaires suite à l'accident de Fukushima

Source : Banque Mondiale, 2014.

Aujourd'hui, de nombreuses grandes puissances mondiales confirment l'importance du nucléaire dans leur mix énergétique. Les grandes puissances émergentes (en particulier la Chine et l'Inde) ont des objectifs d'installation de capacités nucléaires ambitieux et cherchent à maîtriser la technologie en développant une filière industrielle nationale.

1.3.1. Les pays nucléaires historiques réservent une place importante au nucléaire dans leur mix énergétique

Les pays nucléaires « historiques »[16] cumulent près de 86 % de la puissance installée en 2015. Malgré l'accident de Fukushima, à l'exception de certains pays européens, ces pays ont clairement confirmé que l'énergie nucléaire continuerait à faire partie de leur stratégie énergétique. Les États-Unis, la Russie ou encore le Royaume-Uni ont même lancé ou confirmé le lancement de nouveaux programmes de renouvellement voire d'extension de leur parc installé, assortis d'un soutien financier public à la construction de nouvelles centrales ou à la recherche fondamentale.

a. Les États-Unis prolongent leur parc historique et investissent pour préparer le nucléaire de demain

Aux États-Unis, le nucléaire couvre aujourd'hui environ un cinquième des besoins électriques (et représente environ 60 % de la production d'électricité bas-carbone). Le gouvernement fédéral continue à miser sur l'énergie nucléaire. En novembre 2015, la Maison Blanche a organisé le premier *Summit of Nuclear Energy,* où Barack Obama a déclaré : « *To meet our growing energy needs and prevent the worst*

[16] Ce groupe correspond à peu près aux pays nucléarisés de l'OCDE (Allemagne, Belgique, Canada, Corée du Sud, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Japon, République Tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Ukraine), plus la Russie.

consequences of climate change, we'll need to increase our supply of nuclear power. It's that simple ». Le président américain réaffirme clairement l'importance qu'il accorde au nucléaire dans le bouquet énergétique de son pays.

Cette volonté politique se traduit dans les faits. L'autorité de sûreté américaine a déjà accepté de prolonger l'autorisation d'exploitation de 75 % des réacteurs de 40 à 60 ans[17]. Parallèlement, les États-Unis préparent le renouvellement de leur parc, bien que le contexte énergétique récent favorise le développement du gaz de schiste. Ainsi, ils ont déjà mis en construction cinq réacteurs (6 GW) dont la mise en service est prévue en 2020 et ont mis à l'étude cinq autres réacteurs pour une mise en service en 2030. Ces constructions bénéficient du soutien financier du gouvernement américain, qui a mis en place un fonds de garantie de 18,5 milliards de dollars pour les projets de construction neuve et un crédit d'impôts d'environ 18 $/MWh pour les exploitants des centrales en construction.

Dans le même temps, les États-Unis investissent pour préparer le nucléaire de demain. La puissance publique subventionne la recherche à travers le *Department of Energy* (DOE), dont 18 % du budget est consacré au nucléaire (au total 900 millions de dollars). Enfin, au travers du projet GAIN *(Gateway for Accelerated Innovation on Nuclear)*, le gouvernement américain apporte un soutien technique, réglementaire et financier pour la commercialisation des technologies en phase de développement. Il favorise ainsi le foisonnement d'initiatives privées et de *start-ups*, telles que Transatomic Power, Terrapower, Terrestrial Energy ou NuScale, souvent soutenues

[17] *Fact Sheet on Reactor License Renewal,* NRC, 2015

par de grands *businessmen* américains[18] (Paul Allen, Jeff Bezos, Bill Gates, Peter Thiel). Ces entreprises se spécialisent pour la plupart dans les *Small Modular Reactors* (SMR), des réacteurs de génération IV de petite puissance, en rupture avec le paradigme actuel.

b. La Russie développe son parc pour exporter son gaz et mène une politique très agressive à l'export

La Russie a confirmé sa volonté d'augmenter la part du nucléaire dans son mix électrique (aujourd'hui 17 %). Ce choix est principalement motivé par la possibilité qu'offre le nucléaire de continuer à exporter son gaz naturel et améliorer ainsi la balance commerciale du pays. Le dernier programme fédéral envisage une part de 25 à 30 % de nucléaire en 2030[19]. Le principal défi du pays est de remplacer les anciens réacteurs (VVERs, RMBK) et d'assurer la transition technologique vers les réacteurs VVER de génération III. Huit réacteurs sont déjà en construction (7 GW), leur mise en service est prévue pour 2020. Pas moins de 25 autres réacteurs (28 GW) sont planifiés pour 2030-2035.

Sur la scène internationale, la Russie mène une politique d'exportation ambitieuse *via* l'agence nucléaire d'État Rosatom, notamment dirigée vers des pays à faible maturité nucléaire. Les dispositions sont aussi agressives qu'efficaces. En 2010, un accord est conclu entre Rosatom et l'État turc sous la forme d'un BOO *(Build-Own-Operate)* pour la construction de la première centrale nucléaire turque à Akkuyu pour un montant de 25 milliards de dollars. Ce type d'accord est une première pour la Russie. Par cet accord,

[18] « Why Jeff Bezos, Peter Thiel, and others are betting on fusion », *Fortune,* 28 septembre 2015.

[19] Annonce de Rosatom en 2006. Source: WNA, Russia Nuclear Power, consulté le 25 mai 2016. URL : http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx

Rosatom, avec l'aide financière de l'État russe, se charge de construire puis d'exploiter la centrale dont elle détient 100 % des parts. De son côté TETAS, la compagnie publique de distribution électrique turque, s'est engagée à racheter une partie de la production de la centrale à un prix prédéfini (12,35 cents de dollar par kWh) pendant 15 ans. Dans d'autres projets de construction, Rosatom et l'État russe s'engagent à prêter les montants nécessaires à l'investissement, comme par exemple pour la construction de la centrale de Kudankulam en Inde (prêt de 85 % du montant d'investissement[20]). Fin 2015, le carnet de commande de Rosatom à l'étranger (hors l'accord conclu avec l'Égypte fin 2015) était supérieur à 110 milliards de dollars[21].

Par ailleurs, le programme de recherche Proryv (« rupture ») de Rosatom confirme que la Russie inscrit le nucléaire dans une stratégie nationale de long terme visant à maîtriser les technologies nécessaires au retraitement des combustibles usés et au recyclage des matières énergétiques qu'ils contiennent, dans une logique de fermeture du cycle. La construction d'un démonstrateur d'usine de retraitement à Jeleznogorosk en Sibérie, et les investissements russes dans le développement des réacteurs à neutrons rapides témoignent de la mise en œuvre de cette stratégie.

c. Le Japon fait le choix de redémarrer son parc nucléaire mais des incertitudes demeurent sur sa politique énergétique à long terme

Suite à la catastrophe de Fukushima en mars 2011, le Japon a arrêté ses réacteurs nucléaires, qui représentaient 30 % de la

[20] *Ibid*

[21] World Nuclear Association, « Nuclear Power in Russia », Updated 17 February 2016. URL: http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx

production électrique[22]. Dès lors, contraint d'importer 84 % de son énergie[23], le Japon a dû s'acquitter d'une facture de 27 milliards de dollars. Le prix de l'électricité a augmenté de 20 à 30 % et a fortement pénalisé la croissance économique, dans une période déjà difficile pour l'économie japonaise. Cette substitution a également eu un impact important sur les émissions de gaz à effet de serre, avec un record de 1,4 milliard de tonnes en 2013, soit 11 % de plus qu'en 2010. Aussi le Japon s'est-il engagé, en amont de la COP21, à réduire de 26 % ses missions d'ici 2030.

À l'heure actuelle, la place du nucléaire dans le mix japonais fait l'objet d'un intense débat dans le pays. Premier ministre au moment de Fukushima, Naoto Kan s'était engagé à une sortie du nucléaire définitive d'ici à 2025. Le gouvernement actuel, dirigé par Shinzo Abe, a remis en cause ce projet et fait le choix de relancer le nucléaire pour des raisons de compétitivité économique, d'indépendance énergétique et de protection de l'environnement. En juin 2015, un quatrième plan stratégique de l'énergie a donc été adopté qui établit un objectif de 20 à 22 % d'électricité nucléaire à horizon 2030. Les deux premiers réacteurs (Sendai 1 et 2) ont d'ailleurs redémarré respectivement en août et en octobre 2015. Un troisième réacteur, Takahama 3, qui avait redémarré en janvier 2016, est pour l'instant à l'arrêt suite à une décision de justice.

Ce plan n'est cependant pas sans contradiction. En effet, l'objectif de 2030 ne pourra pas être atteint avec le parc actuel, d'autant que la durée de vie des centrales a été réduite à 40 ans après Fukushima. Deux réacteurs sont en construction (leur construction avait été

[22] WNA, « Nuclear Power in Japan », 2015. URL: http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx

[23] Idem.

lancée avant l'accident), mais aucune construction nouvelle n'est annoncée.

1.3.2. Les grands émergents ont la volonté de développer leur filière nationale et ont des objectifs de construction très ambitieux

Les grandes économies émergentes (la Chine, l'Inde ou encore le Brésil) sont confrontées à l'explosion de leur demande énergétique intérieure. Pour y faire face, ces pays ont des objectifs ambitieux d'installation de capacités nucléaires et ont de plus tenté, avec plus ou moins de réussite à date, de développer une filière nucléaire nationale.

Ainsi, le Brésil a tenté de développer une industrie nationale dès les années 1970, en s'appuyant sur un transfert de technologies basé sur une coopération avec l'industriel allemand Kraftwerk Union (ancienne filiale de Siemens) pour la construction de huit réacteurs sur 15 ans. Le premier réacteur commença son exploitation commerciale en 1985 mais, du fait de l'instabilité économique du pays, il fallut attendre un prêt de banques allemandes pour terminer la construction du deuxième réacteur. Celui-ci ne fut mis en service qu'en 2000. Les six autres projets de construction furent abandonnés. Cette tentative a préfiguré la stratégie de développement adoptée plus tard par la Chine. Le Brésil a récemment renouvelé son ambition de construire huit réacteurs nucléaires à partir de 2020 notamment pour limiter l'exposition de sa production d'électricité, largement hydro-électrique, aux aléas climatiques.

a. La Chine construit près de 25 centrales en s'appuyant sur un important programme de transfert de technologie

En 2013, 69 % de l'électricité chinoise était produite à partir de charbon, engendrant des taux de pollution particulièrement élevés. Ainsi, en 2015, près de 90 % des villes chinoises enregistraient une concentration moyenne de particules 2,5 fois supérieure au plafond préconisé par l'Organisation mondiale de la santé (OMS). Par ailleurs, la consommation d'énergie augmente fortement, tirée par la croissance économique du pays. Enfin, la Chine rencontre des difficultés d'approvisionnement en charbon au niveau des zones côtières et est ainsi contrainte d'augmenter ses importations de pétrole.

La diversification du mix énergétique est donc considérée comme une nécessité et le gouvernement chinois s'est doté, en 2014, d'un plan ambitieux de nucléarisation de l'électricité. Ce plan est d'une ampleur inégalée : 24 réacteurs sont aujourd'hui en construction (24 GW), des accords sont en cours pour 43 réacteurs (50 GW) et des négociations ont lieu pour 136 réacteurs supplémentaires (150 GW). La China Power Construction Corporation espère ainsi posséder près de 110 réacteurs opérationnels en 2030. Le parc nucléaire chinois serait alors le plus grand parc installé au monde.

La grande majorité des réacteurs construits en Chine résulte d'un vaste programme de transfert de technologie conclu avec Toshiba-Westinghouse. L'objectif est de s'appuyer sur le marché intérieur pour développer une filière industrielle nationale exportatrice. Plusieurs mécanismes financiers ont été mis en place pour aider l'exportation des technologies chinoises. En 2014, la Chine a ainsi octroyé un prêt de 4,7 milliards d'euros au gouvernement pakistanais pour la construction de centrales. Les industriels chinois montent également des partenariats

capitalistiques pour des projets à l'étranger, comme par exemple pour la centrale d'Hinkley Point au Royaume-Uni.

b. L'Inde relance son programme nucléaire longtemps limité par l'embargo international

En Inde, la consommation d'électricité a presque quadruplé entre 1990 et 2012, et elle continuera nécessairement d'être orientée à la hausse dans la mesure où près d'un tiers de la population n'est pas encore connectée au réseau. Dans le scénario 450 de l'AIE, la consommation d'électricité indienne devrait presque tripler d'ici 2040. Le mix indien restant très dépendant du charbon (qui représentait encore 72 % de la production électrique en 2012) et l'Inde faisant face à une pénurie de ressources fossiles, le déploiement de capacités nucléaires est l'une des priorités du gouvernement, qui vise une part de 25 % de son mix électrique d'origine électronucléaire à l'horizon 2050, contre seulement 3 % aujourd'hui.

Le gouvernement indien a donc lancé un large plan de développement nucléaire, visant à atteindre une capacité installée d'environ 27 GWe (plus de 15 équivalents EPR) installés d'ici 2032. Six réacteurs sont en cours de construction (pour une capacité installée de 4 GW), des accords ont été signés pour 22 réacteurs (pour une capacité installée de 21 GW) et des négociations sont en cours pour 35 réacteurs supplémentaires (pour une capacité installée de 40 GW). Cette politique volontariste se traduit aussi dans l'investissement public. À titre d'exemple, le budget alloué à la filière nucléaire indienne a augmenté de 27 % et atteint 1,7 milliard de dollars en 2014[24].

Dans son déploiement de capacités nucléaires, l'Inde peut aujourd'hui compter sur une coopération internationale qui lui a longtemps

[24] « India allocates funds for nuclear », *World Nuclear News*, 11 juillet 2014.

manqué. En effet, l'Inde a fait l'objet d'un embargo pour tout ce qui concerne la technologie nucléaire en raison de son refus de signer le traité de non-prolifération nucléaire (TNP). Cette décision l'a maintenue pendant plus de 30 ans dans une situation d'isolement total en matière de nucléaire civil. Plusieurs pays, dont la France, les États-Unis ou encore la Russie, ont néanmoins accepté en 2008 de lever cette sanction commerciale et de reconnaître le comportement exemplaire de l'Inde en matière de non-prolifération nucléaire. L'Inde voit donc s'ouvrir de nouvelles opportunités qui pourraient lui permettre de remplir ses objectifs de développement du nucléaire civil et de faire monter en puissance son industrie nationale.

1.3.3. De nouveaux pays étudient la possibilité d'accéder à l'énergie nucléaire

Comme nous le mentionnions plus haut, il est probable qu'un nombre plus large de pays aient accès à l'énergie nucléaire dans les prochaines années, même si ce nombre sera limité. À l'instar des Émirats Arabes Unis, de nombreux pays étudient sérieusement la possibilité de se doter de la technologie nucléaire, comme par exemple l'Arabie Saoudite, la Turquie, ou encore la Pologne.

Les Émirats Arabes Unis construisent actuellement quatre réacteurs (pour une puissance de 5,6 GW) d'ici 2020, pour répondre notamment à l'augmentation de la consommation électrique liée à deux facteurs : d'une part, le développement de la désalinisation d'eau de mer ; d'autre part, la volonté d'exporter les ressources fossiles du pays. Dans la même logique, l'Arabie Saoudite a lancé un programme visant à l'installation de 17 GW (plus d'un quart de la capacité du parc français !) à horizon 2040.

La Pologne prévoit d'installer 6 GW nucléaires à horizon 2035, avec une première mise en service en 2024. Elle doit en effet décarboner sa production électrique aujourd'hui assurée à plus de 80 % par des centrales à charbon. La Commission européenne pointe d'ailleurs la Pologne du doigt car elle est un des rares pays de l'Union à ne pas être en mesure de remplir ses objectifs de réduction des émissions de CO_2.

La Turquie projette enfin d'installer 4,8 GW nucléaires d'ici 2023, dans le but de réduire sa dépendance énergétique vis-à-vis de la Russie et de l'Iran. L'enjeu est majeur lorsque l'on analyse le rôle joué par les ressources énergétiques dans les tensions géopolitiques au Moyen-Orient sur les dernières décennies.

Ces quelques exemples témoignent de la diversité des motivations qui poussent les pays à se doter de capacités nucléaires.

1.4. L'essor du nucléaire reste subordonné à l'application, partout dans le monde, d'un haut niveau de sûreté

1.4.1. Les impacts des accidents nucléaires sont majeurs mais doivent être mis en perspective avec ceux des autres énergies

a. Les impacts des accidents nucléaires sur les populations et l'environnement sont majeurs

L'énergie électronucléaire a connu trois accidents qui ont été classés 5 ou 7 sur l'échelle INES[25] : Three Mile Island en 1979, Tchernobyl

[25] L'échelle INES *(International Nuclear Event Scale)* classe les événements nucléaires ou radiologiques selon leur gravité.

en 1986 et Fukushima en 2011. Ils ont directement touché les populations et l'environnement à proximité.

Les impacts humains sont d'ampleur différente selon les accidents et peuvent être de trois natures : les décès immédiats (quelques mois) consécutifs à une forte exposition aux radiations sur le site de la centrale (notamment chez les employés) ; les cancers contractés dans les années voire les décennies suivant l'accident et imputables aux rejets radioactifs ; les traumatismes chez les populations évacuées.

Il convient d'insister sur le fait que, du fait d'un manque de données collectées immédiatement après l'accident de Tchernobyl et d'un manque de recul pour l'analyse des impacts de Fukushima, il n'existe pas, à ce jour, de consensus réel au sein de la communauté scientifique sur la létalité des accidents nucléaires. Cependant, le Comité scientifique des Nations unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (UNSCEAR) est aujourd'hui l'organisme qui fait autorité pour l'analyse des impacts des accidents nucléaires. Comme le GIEC pour le climat, il est un organisme intergouvernemental émanant de l'ONU.

Les études menées par l'UNSCEAR montrent que les retombées radioactives de Tchernobyl et Fukushima ont eu des impacts sur les populations. 47 liquidateurs ayant travaillé sur le site de Tchernobyl après l'accident seraient décédés dans les deux ans suivant leur exposition aux radiations. À ces décès s'ajouteraient 6 000 cas de cancers imputés aux rejets radioactifs, principalement chez des personnes qui étaient enfants ou adolescentes au moment de l'accident. À la date du dernier rapport de l'UNSCEAR en 2008, 15 de ces cas de cancers se sont avérés mortels.

Dans un rapport rendu fin 2013 et actualisé en 2015, l'UNSCEAR estime que, pour l'accident de Fukushima, « aucun décès ou maladie grave dû à la radioactivité n'a été observé parmi les travailleurs et le public exposé aux radiations suite à l'accident ». Cependant, pour 170 travailleurs de la centrale de Fukushima ayant reçu une exposition supérieure à 100 mSv, le risque de cancer pourrait augmenter de 1,3 point, à ajouter au risque préexistant de 35 % d'apparition d'un cancer dans une population japonaise non exposée. Seul un suivi sur une période plus longue pourra donner des indications sur l'impact réel.

Quant à l'accident de Three Mile Island, il n'a fait aucune victime ni engendré de cancer du fait de rejets radioactifs extrêmement faibles dans l'environnement.

Accident	Échelle INES	Morts immédiats	Évaluation du nombre de cas de cancer	Personnes évacuées
Three Mile Island (États-Unis,1979)[28]	5	0	0	0
Tchernobyl (Ukraine, 1986)[29]	5	47*	6 000	200 000
Fukushima Dalichi (Japon, 2011)[30]	7	0	+ 1,3 point de risque de cancer chez les 170 travailleurs directement exposés**	150 336[31]

* Morts chez les liquidateurs dans les deux années après l'accident des suites de l'exposition directe aux radiations.

** Après une exposition à une dose aiguë (100 mSv), le risque de cancer aurait augmenté de 1,3 point, à ajouter au risque préexistant de 35 % d'apparition d'un cancer dans une population japonaise non exposée. 170 travailleurs de la centrale de Fukushima seraient concernés.

[26] *Sources and Effects of Ionization Radiation,* UNSCEAR, 2000.

[27] *Health Effects due to Radiation from the Chernobyl Accident,* UNSCEAR, 2008.

[28] *Levels and Effects of Radiation Exposure due to the Nuclear Accident after the 2011 Great East-Japan Earthquake and Tsunami*, UNSCEAR, 2013.

[29] Rapport Assemblée nationale n° 1463 déposé le 16 octobre 2013 relatif à la transition énergétique.

Au-delà des victimes immédiates et des cancers imputables à ces accidents nucléaires, l'ONU souligne le traumatisme que constituent l'évacuation de dizaines de milliers de personnes hors des zones touchées et leur relogement[30]. Dans une étude publiée en août 2012, l'Agence de reconstruction du Japon estime que 34 personnes sont mortes – principalement des personnes âgées – du fait de l'épuisement mental et physique lié à l'évacuation[31].

Les impacts environnementaux des accidents nucléaires sont difficiles à appréhender. Les rejets radioactifs peuvent s'étendre sur des zones géographiques très larges, mais la concentration des rejets est variable en fonction des zones. Les rejets les plus radioactifs (gaz rares ou iodes) ont une durée de vie de l'ordre de 10 jours maximum, alors que d'autres dépôts ont une durée de vie supérieure à 30 ans (les césiums) mais sont bien moins radioactifs.

Dans le cas de l'accident de Fukushima, les campagnes de mesure montrent une diminution du débit de dose dans l'air extérieur d'un facteur deux à trois entre mi-2011 et fin 2013 dans un rayon de 80 km autour de la centrale[32]. Dans son rapport d'expertise sur Fukushima, l'UNSCEAR estime ainsi que « les expositions des écosystèmes terrestres et aquatiques ont été trop faibles pour que l'on observe des effets aigus. Les éventuels effets devraient être transitoires par nature, compte tenu de leur courte durée »[33]. Les mesures effectuées sur les forêts japonaises (75 % du territoire contaminé) montrent que la plupart du césium présent sur les

[30] *Ibid.*

[31] *The Health Effects of Fukushima,* World Nuclear News, 28 août 2012.

[32] *Actualisation des connaissances relatives à l'évolution de la pollution radioactive du milieu terrestre issue du site nucléaire accidenté de Fukushima Daiichi,* IRSN, 2015.

[33] *Levels and Effects of Radiation Exposure due to the Nuclear Accident after the 2011 Great East-Japan Earthquake and Tsunami*, UNSCEAR, 2013.

conifères avait disparu en 2013[34] et semblent confirmer l'idée d'une réduction progressive de la présence des éléments les plus radioactifs.

Les zones contaminées encore interdites d'accès représentent environ 600 km² pour l'accident de Fukushima, soit un peu moins de six fois la surface de Paris *intramuros.* Pour l'accident de Tchernobyl[35], ce ne sont pas moins de 13 000 km² (environ la surface de l'Île-de-France) qui ont été fortement contaminés par des dépôts radioactifs liées à la dispersion des particules par le vent pendant et à la suite de l'accident. À Tchernobyl, la zone fortement contaminée de 30 km de rayon autour du réacteur est toujours interdite d'accès, ainsi que certains lacs et forêts dont l'accès est limité. Ailleurs, les niveaux de rayonnements sont, pour la plupart, redevenus « acceptables » selon la formulation de l'ONU[36].

b. Il convient cependant de les mettre en perspective avec les autres technologies productrices d'énergie

Si les accidents nucléaires peuvent avoir des impacts majeurs, il convient de les mettre en perspective avec d'autres énergies. C'est ce que des chercheurs ont tenté de faire dans un article paru en 2007 dans la revue *The Lancet*[37]. Dans cette étude qui se base sur de multiples autres publications scientifiques, le nombre de victimes occasionnées par différentes sources d'énergie est évalué sur l'ensemble de leur cycle de vie, en prenant en compte les accidents liés à l'exploitation et la pollution de l'air.

[34] *Étude du devenir du césium en milieu forestier,* IRSN, 2015.

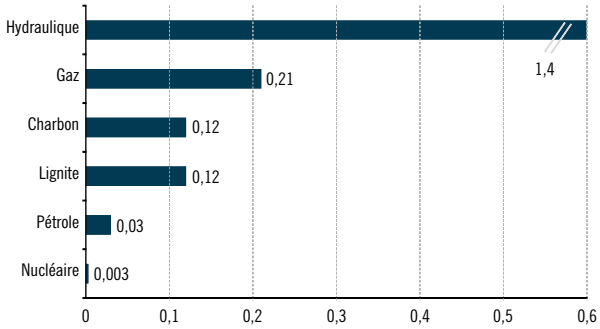
[35] *Impact environnemental d'un accident nucléaire : comparaison entre Tchernobyl et Fukushima,* IRSN, 2014.

[36] *L'héritage de Tchernobyl : impacts sanitaires, environnementaux et socio-économiques,* ONU, 2005.

[37] Anil Markandya & Paul Wilkinson, « Electricity generation and health », *The Lancet,* 2007.

(i) Les accidents liés à l'exploitation des centrales et les décès provoqués par le cycle combustible, et notamment son extraction

Figure 5 - Comparatif des morts dues aux accidents d'exploitation sur tout le cycle des différentes sources d'énergie, en nombre de décès par TWh produit



Source : *The Lancet,* OMS.

Les accidents liés à la production d'électricité hydraulique peuvent causer de nombreuses victimes. La rupture du barrage de Banquiao en Chine en 1975 aurait causé la mort de 26 000 personnes par inondation auxquelles s'ajouteraient 145 000 décès liés aux épidémies et famines qui suivirent[38]. Les déplacements de populations liés à la construction de ces infrastructures peuvent aussi être gigantesques : 1,4 million de personnes ont été déplacées pour permettre la construction du barrage des Trois Gorges.

De même, les accidents liés au cycle du combustible, et notamment à l'extraction de minerais, peuvent être coûteux en vies humaines.

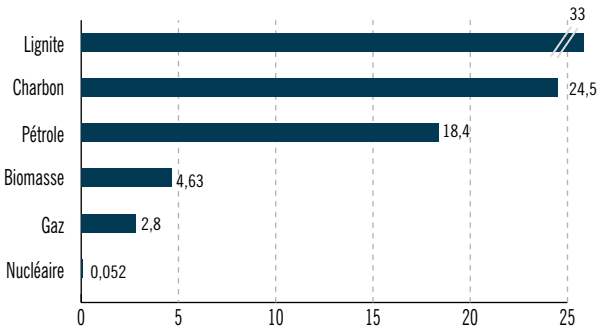
[38] Département d'hydrologie du Henan, 2002.

Ainsi, en Chine, le nombre annuel de victimes parmi les mineurs de charbon est passé pour la première fois en-dessous de 1 000 en 2014[39].

Si on compare l'énergie nucléaire à d'autres types d'énergies, on s'aperçoit que le nombre de morts par kWh produit est bien moindre. Pour une même quantité d'énergie produite, la production d'électricité à base de gaz, par exemple, occasionne 70 fois plus de décès que la production d'électricité nucléaire.

(ii) La pollution de l'air par les particules fines

Figure 6 - Comparatif des morts dues à la pollution de l'air des différentes sources d'énergie, en nombre de décès par TWh produit



Source : *The Lancet,* OMS.

[39] « China's coal mine accident deaths drop to 931 last year », *China Daily*, 10 mars 2015.

Une fois encore, on se rend compte que le bilan des morts dues à l'exploitation des énergies fossiles est lourd. La combustion des énergies fossiles, mais aussi la biomasse, libère des particules toxiques ayant de forts impacts sur la santé. Si on se base sur les chiffres publiés par *Lancet,* la pollution de l'air par les particules fines des centrales à charbon allemandes engendrerait environ 10 000 morts prématurées chaque année. Ces chiffres sont en ligne avec ceux de l'OMS sur l'impact de la pollution de l'air. Selon une étude de l'OMS et de l'OCDE[40], la pollution de l'air causerait chaque année 600 000 morts en Europe. En Chine, une étude de la Tsinghua University[41] estime, quant à elle, à 670 000 par an le nombre de morts dues à la pollution atmosphérique des centrales à charbon du pays. Pour rappel, l'accident de Tchernobyl devrait engendrer, selon l'UNSCEAR, au total 6 000 cancers sur le long terme.

En conclusion, il convient de mettre en perspective les conséquences des accidents nucléaires au regard de celles des autres types d'énergie, d'autant plus que ces données ne prennent pas en compte les émissions de CO_2 des énergies fossiles et leur impact sur le réchauffement climatique. Or, à long terme, les dégâts causés par le réchauffement climatique risquent d'être d'une autre ampleur. Dans son cinquième rapport publié en 2014, le GIEC fait des projections très sombres sur les impacts du réchauffement climatique dans les prochaines décennies : extinctions d'espèces végétales et animales, augmentation des catastrophes climatiques, déplacements de populations, risques de conflits…

[40] *Economic Cost of the Health Impact of Air Pollution in Europe: Clean Air, Health and Wealth,* OMS/OCDE, 2015.

[41] *Cost of Pollution in China,* Tsingha University & China Academy of Environmental Planning, 2014.

c. Les accidents nucléaires majeurs ont aussi eu des impacts économiques au niveau national et des répercussions sur les politiques énergétiques d'autres pays

Aux impacts humains et environnementaux des accidents nucléaires s'ajoutent des impacts indirects sur l'économie et la sécurité énergétique du pays. L'évaluation de ces impacts économiques est un exercice difficile.

Suite à Fukushima, les autorités nippones ont d'abord évalué à environ 36 milliards d'euros les répercussions économiques de l'accident nucléaire. Cependant, des estimations se succèdent, réévaluant à la hausse ce chiffrage. En 2014, des universitaires japonais ont évalué que le coût total serait au minimum de 80 milliards d'euros[42], majoritairement pour les frais directs de décontamination, de stockage des déchets, de gestion de l'eau contaminée et de démantèlement (51 %), ainsi que pour l'indemnisation des personnes évacuées et/ou ayant perdu leur travail (45 %).

L'exemple japonais met aussi en évidence les impacts d'un accident sur la politique énergétique, voire sur la sécurité énergétique. À la suite de l'accident de Fukushima, les 48 réacteurs japonais ont été arrêtés, et le pays a dû accroître ses importations de combustibles fossiles impactant sa dépendance et sa facture énergétiques comme sa balance commerciale. Ainsi, selon le Ministère de l'Économie japonais, l'électricité japonaise dépendait à 92 % d'énergies fossiles importées en 2012, contre seulement 62 % en 2010[43].

[42] Masafumi Yokemoto, Kenichi Oshima Ritsumeikan cités dans *Japan Times*. Lien : http://www.japantimes.co.jp/news/2014/08/27/national/fukushima-nuclear-crisis-estimated-to-cost-%C2%A511-trillion-study/

[43] *Impacts économiques de l'accident nucléaire de Fukushima,* Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-Tésé), 2012.

Par ailleurs, un accident nucléaire a des répercussions directes sur l'acceptation du nucléaire et les politiques énergétiques bien au-delà du pays concerné par l'accident. L'accident de Tchernobyl en 1986 a poussé certains pays à arrêter des réacteurs en exploitation ou des projets de construction. Ainsi, en 1987, un référendum en Italie a entériné la sortie du nucléaire avec l'annulation des projets de six nouveaux réacteurs et la fermeture des deux derniers réacteurs encore en fonctionnement. De même, la Suisse, à la suite de l'accident de Tchernobyl, a annulé la construction de deux réacteurs.

Suite à l'accident de Fukushima, l'Allemagne a pris la décision d'une sortie progressive du nucléaire et l'arrêt définitif des projets à l'export. En France, Fukushima a également participé à la décision du candidat François Hollande de prendre l'engagement d'une réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique, entérinée en 2015 dans la loi sur la transition énergétique. En Chine, le gouvernement a décidé de suspendre les autorisations pour les projets de construction de nouveaux réacteurs. Ce n'est qu'en octobre 2012, après une revue des standards de sûreté, que le gouvernement a réexaminé les projets de construction.

Ainsi, un accident nucléaire a des conséquences humaines, environnementales, économiques et politiques majeures, tant sur le plan local que global. Pour toutes ces raisons, la sûreté apparaît comme une condition non négociable du recours à la technologie nucléaire.

1.4.2. Les pratiques de sûreté sont aujourd'hui très hétérogènes dans les différents pays nucléarisés

a. La définition du cadre réglementaire pour la sûreté nucléaire reste de la prérogative des États

À ce jour, chaque pays nucléarisé est responsable de bâtir le cadre réglementaire, juridique et institutionnel permettant d'assurer la sûreté des infrastructures nucléaires sur son territoire. Même dans l'Union européenne où les recommandations de l'AIEA en matière de sûreté sont scrupuleusement appliquées et les normes plus uniformisées, la nouvelle directive sûreté 2014/87/EURATOM de l'Union européenne réaffirme la prérogative des États en matière de sûreté nucléaire[44].

Tout d'abord, le régulateur et les autorités de sûreté n'obéissent pas partout aux mêmes principes d'indépendance et de transparence. Or, l'indépendance, la compétence et la transparence du régulateur et de l'autorité de contrôle sont des piliers essentiels de la sûreté nucléaire. Quand bien même les normes de construction et d'exploitation sont élevées, leur respect nécessite l'existence d'une autorité de sûreté indépendante et compétente.

Fukushima a ainsi mis en lumière les manquements de l'autorité de contrôle japonaise, la NISA, qui avait identifié certaines failles avant l'accident. Le rapport publié par la Commission d'enquête du Parlement japonais affirme que l'accident de Fukushima est le

[44] « Conformément à la directive 2009/71/Euratom, les États membres doivent établir et maintenir un cadre national législatif, réglementaire et organisationnel (« cadre national ») pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires. La détermination de la façon dont les dispositions du cadre national sont adoptées et de l'instrument utilisé pour leur application relève de la compétence des États membres. » Source : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A32014L0087.

« résultat d'une collusion entre le gouvernement, les agences de régulation et l'opérateur TEPCO ». Les autorités japonaises, comme les autorités internationales, étaient d'ailleurs pleinement conscientes de ces manquements.

Le cadre institutionnel et juridique français de sûreté est différent. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a notamment des pouvoirs plus étendus : ne pas se soumettre à une décision de l'ASN constitue une infraction au regard de la loi.

Par ailleurs, on remarque des différences notables quant aux doctrines de sûreté, même chez les États réputés pour avoir un niveau de sûreté élevé. Par exemple, aux États-Unis, les référentiels de sûreté appliqués à une installation nucléaire sont ceux qui ont prévalu lors de sa construction, même lorsqu'un industriel prolonge l'exploitation d'une centrale au-delà des 40 ans. La France, elle, a fait le choix de l'amélioration continue de son référentiel de sûreté. Les centrales françaises doivent ainsi être remises au niveau du standard de sûreté le plus élevé tous les 10 ans. Ainsi, si la centrale de Fukushima avait subi les modifications qui ont été effectuées sur les centrales françaises à la suite des accidents de Three Mile Island et Tchernobyl, les conséquences du tsunami auraient très probablement été considérablement moins élevées. Les recombineurs d'hydrogène qui ont été installés sur les centrales françaises après Tchernobyl auraient empêché l'explosion d'hydrogène qui a provoqué la perte de confinement. Par ailleurs, même en cas de perte de confinement, les filtres à sable qui équipent les centrales françaises depuis l'accident de Three Mile Island auraient limité la dispersion de césium radioactif dans l'environnement.

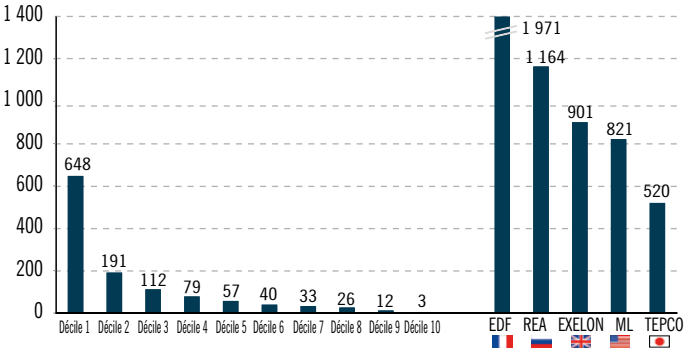
Enfin, les cadres réglementaires, qui sont déclinés en exigences de sûreté, sont également différents selon les États. Par exemple, les

centrales américaines doivent être prêtes à faire face à une coupure de courant de huit heures, tandis qu'au Japon, avant Fukushima, l'exigence était de seulement trente minutes[45].

b. La disparité d'expérience renforce l'hétérogénéité des niveaux de sûreté

Le niveau de sûreté de l'exploitation dépend également beaucoup de l'expérience cumulée de l'exploitant. Depuis la mise en service de la première centrale, on compte plus de 16 000 années.réacteurs d'exploitation commerciale dans le monde[46] avec une grande disparité selon les pays et les exploitants.

Figure 7 - Moyenne de l'expérience d'exploitation nucléaire des opérateurs nucléaires classés par déciles, et expérience d'exploitation des cinq plus grands exploitants mondiaux



Source : *analyses d'après WNA.*.

[45] *Nucléaire On/Off,* François Lévêque, Dunod, 2013.
[46] *Rapport d'ensemble de la sûreté nucléaire pour l'année 2012,* AIEA, 2013.

Ainsi, les 10 % des exploitants avec le plus d'expérience ont en moyenne 648 années.réacteurs tandis que les 10 % avec le moins d'expérience n'ont en moyenne que trois années.réacteurs. EDF, qui cumule seule près de 1 970 années.réacteurs, est de loin d'exploitant avec le plus d'expérience dans le monde.

L'organisation du retour d'expérience en exploitation est un facteur majeur d'amélioration des référentiels de sûreté. La grande disparité d'expérience par exploitant et par pays contribue donc à accroître l'hétérogénéité des niveaux de sûreté dans le monde.

1.4.3. Un alignement des cadres réglementaires de sûreté sur les meilleures pratiques est indispensable dans tous les pays nucléarisés

Il est de la responsabilité de tous les États nucléarisés de promouvoir l'application du plus haut niveau de réglementations en termes de sûreté nucléaire, non seulement sur leur propre territoire mais dans l'ensemble des pays utilisant cette source d'énergie.

Compte tenu des impacts que peuvent avoir les accidents nucléaires, que nous avons détaillés dans ce chapitre, il paraît essentiel que les cadres réglementaires de sûreté de l'ensemble des pays nucléarisés s'alignent sur les meilleures pratiques en vigueur. Rappelons que si cela avait été le cas au Japon, l'accident de Fukushima aurait pu être évité. Du moins, ses conséquences auraient été très sensiblement moindres. La persistance du « chacun chez soi », pour ne pas dire « chacun pour soi », qui pénalise les pays voisins et tous les pays nucléarisés, n'est pas une option.

D'autres secteurs industriels, tels que l'aviation civile, montrent qu'une telle convergence à l'échelle mondiale est possible. L'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) émet ainsi un cadre réglementaire « chapeau », qui doit être décliné dans les réglementations nationales, accompagné d'un organisme chargé d'effectuer des audits réguliers de la mise en œuvre des dispositifs majeurs de sûreté. Par ailleurs, des accords bilatéraux de reconnaissance mutuelle des référentiels nationaux sont passés entre les pays pour permettre la délivrance d'autorisations en procédant à la seule évaluation des points de régulation résiduels (« *national delta* »). Enfin, au niveau européen, l'*European Aviation Safety Agency* (EASA) a pour vocation d'harmoniser totalement les réglementations nationales.

L'alignement des cadres réglementaires de sûreté nucléaire sur les meilleures pratiques se heurte cependant à trois écueils majeurs :

- contrairement à l'aviation civile, les différents pays du globe ne se sentent pas également concernés par les mesures de sûreté adoptées dans un autre pays. En effet, bien qu'un accident nucléaire potentiel puisse avoir des conséquences au-delà des frontières nationales, d'une part l'impact dépend de la densité de population de la zone dans laquelle le réacteur est installé, et d'autre part il est perçu comme beaucoup moins direct que dans le cas d'un avion survolant ou devant atterrir sur le territoire national ;
- des différences de visions en termes de doctrine de sûreté nucléaire se sont construites dans chaque pays et sont aujourd'hui clivantes, particulièrement dans des conditions économiques contraintes ;
- il n'existe pas, à l'heure actuelle, de structure en mesure de porter l'harmonisation des réglementations. L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), candidat « naturel » à cette mission,

n'est peut être pas adaptée pour endosser ce rôle car elle dépend de l'ONU et est régie par ses règles de représentativité (un pays = une voix). L'atteinte d'un consensus sur la sûreté, au-delà d'enjeux politiques et économiques, serait extrêmement difficile, sans parler de la définition et de la mise en œuvre des mesures coercitives associées[47].

Pour autant, l'échange de bonnes pratiques, la reconnaissance mutuelle des réglementations et l'évaluation de leur application par des pairs sont possibles et doivent être accélérés. En effet, compte tenu du développement actuel des marchés (croissance du parc installé, arrivée de pays primo-accédants, émergence de nouveaux acteurs pour la conception et la fourniture de réacteurs, foisonnement de nouvelles technologies de réacteur dans certains pays), il est urgent de mettre en place des dispositifs permettant de garantir un niveau de sûreté élevé à l'échelle internationale.

Plusieurs structures ont d'ailleurs été créées dans le secteur du nucléaire pour aller dans cette direction.

La *World Association of Nuclear Operators (*WANO), établie en 1989 à la suite de l'accident de Tchernobyl, promeut l'échange de bonnes pratiques, de retours d'expériences et le développement des connaissances techniques en termes d'exploitation au travers de plusieurs dispositifs. Elle est parvenue à fédérer une grande majorité des opérateurs de centrales nucléaires à travers le monde (220 centrales

[47] D'ailleurs, la convention de l'AIEA visant à faire converger les États vers des standards de sûreté communs. (79 pays l'ont signé aujourd'hui) n'a aucun caractère réglementaire ou obligatoire. Les États membres sont libres de suivre ses recommandations. Et les missions de contrôle des autorités de sûreté, effectuées par l'IRRS sous l'égide de l'AIEA, ne peuvent déboucher sur des mesures coercitives en cas de non-conformité au standard de la convention.

et usines de retraitement dans le monde). Par ailleurs, elle a permis la mise en place d'audits systématiques par des pairs, qui ont lieu tous les quatre ans. À la date de 2009, tous les réacteurs commerciaux en service avaient subi un tel audit[48]. Néanmoins, le champ d'activités de la WANO reste limité à l'exploitation. Il ne permet pas l'harmonisation par le haut des standards de sûreté liés à la conception et à la construction des réacteurs.

Au niveau européen, la *Western European Nuclear Regulators' Association* (WENRA) regroupe les autorités de sûreté nucléaire de tous les pays de l'Union européenne, de l'Ukraine et de la Suisse. Cette organisation, créée en 1999 à l'initiative de l'ASN, permet de coordonner et d'harmoniser les pratiques des différents pays. Aujourd'hui, la WENRA a mis en place dans certains domaines des niveaux de référence d'exploitation qui sont transcrits dans les différentes réglementations nationales, ce qui représente un pas en avant considérable. Par ailleurs, elle a recommandé et obtenu la fermeture de huit réacteurs chez les candidats à l'adhésion à l'Union européenne dont les niveaux de sûreté ne correspondaient pas aux exigences des pays membres : deux en Lituanie et en Slovaquie et quatre en Bulgarie[49]. De plus, elle a joué un rôle clé dans l'établissement du cahier des charges et la coordination des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) conduites dans les pays de l'Union à la suite de l'accident de Fukushima, dont les conclusions portent sur l'exploitation mais aussi sur le design des réacteurs. Enfin, les rapports issus des ECS ont été soumis à une revue croisée entre pairs.

[48] World Nuclear Association, *Safety of Nuclear Power Reactors*.

[49] ASN, *Sûreté nucléaire et radioprotection en France*, Rapport annuel, 2013

Cela étant, cette initiative reste limitée à l'Europe – l'Union européenne ne devrait compter que pour 18 % de la production nucléaire en 2030 – et là encore les efforts portent plus sur l'exploitation des réacteurs que sur leur conception et leur fabrication.

Les exemples de la WENRA et de WANO montrent que l'évolution vers un plus haut niveau de réglementations et de pratiques en matière de sûreté, et donc une élévation globale du niveau de sûreté nucléaire dans le monde, est possible. Cette évolution doit être accélérée, y compris en ce qui concerne la conception et la construction des réacteurs (la fabrication des équipements incluse).

Compte tenu des spécificités du secteur de l'énergie nucléaire mentionnées plus haut, l'Institut Montaigne considère que l'accélération de ce processus passe par une généralisation de la reconnaissance mutuelle des cadres réglementaires et de systèmes d'audits par des pairs. Ces mécanismes doivent être favorisés et leur mise en place coordonnée, en promouvant le modèle de la WENRA. Cela devrait être une priorité au niveau des diplomaties et des autorités de sûreté nationales. Il serait même nécessaire d'inclure cette obligation dans les missions des autorités de sûreté. À terme, cet effort de rapprochement doit pouvoir déboucher sur une harmonisation des cadres réglementaires.

La France doit jouer un rôle important dans ce processus d'harmonisation, compte tenu de son expertise de pointe sur les enjeux de sûreté.

1.5. Une reconquête de l'opinion publique est nécessaire

1.5.1. En France, l'acceptabilité du nucléaire est fragile

En France, l'acceptabilité du nucléaire est plus faible que celles d'autres énergies. En 2015, d'après le baromètre IRSN, 18 % des Français se disaient prêts à vivre près d'une centrale nucléaire alors qu'ils étaient 49 % prêts à vivre près d'une éolienne. Néanmoins, il convient de souligner que la proximité avec les centrales nucléaires reste bien mieux acceptée que celle avec d'autres sites tels que les zones de stockage de déchets chimiques, à proximité desquels seuls 4 % des Français se disent prêts à vivre[50].

Ce déficit relatif, en termes d'acceptabilité, est surtout lié aux risques d'accidents nucléaires. En effet, en novembre 2014, parmi une série d'événements catastrophiques, ceux qui paraissaient les plus effrayants étaient l'accident de Fukushima pour 31 % des Français et l'accident de Tchernobyl pour 22 %. Le troisième était l'épidémie d'Ebola pour 15 %, alors que ce sujet occupait à l'époque une grande partie de l'actualité[51]. Au total, les accidents de Tchernobyl et Fukushima sont cités par 38 % des Français comme l'argument le plus fort contre l'énergie nucléaire.

Néanmoins, les Français reconnaissent plusieurs avantages au nucléaire, au premier rang desquels l'indépendance énergétique pour 39 % d'entre eux, ou encore le coût du kWh pour 23 %[52].

[50] Baromètre IRSN, 2015.
[51] *Ibid.*
[52] *Ibid.*

C'est pourquoi, tout bien pesé, l'opinion publique française reste favorable au nucléaire. Dans son baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat réalisé en 2014, le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer indique que « 47 % des Français voient plutôt des avantages dans le nucléaire, contre 40 % qui y voient plutôt des inconvénients ». Les avantages cités précédemment l'emportent donc sur les inconvénients.

Toutefois, ce soutien à l'énergie se fragilise car les inconvénients, et notamment les risques perçus, deviennent de plus en plus prégnants. Selon le baromètre IRSN 2015, « un Français sur trois déclare avoir changé d'opinion sur les centrales nucléaires françaises depuis l'accident de Fukushima, et parmi ceux-ci près des quatre cinquièmes les trouvent moins sûres ». De fait, la proportion de Français voyant plus d'inconvénients au nucléaire que d'avantages est passée de 28 % en 1995 à 40 % en 2014[53].

Cette fragilisation du soutien au nucléaire s'est traduite, par exemple, dans un sondage BVA, réalisé en 2013, où 53 % des personnes interrogées se sont déclarées « favorables à une sortie progressive du nucléaire en France ».

1.5.2. Il est temps d'avoir un débat dépassionné sur le nucléaire, alors que la menace du réchauffement climatique est réelle

L'opinion publique n'est pas toujours en mesure de procéder à une mise en balance raisonnée des avantages et des risques réels liés au nucléaire. De fait, beaucoup de fausses perceptions pénalisent

[53] « Baromètre sur l'énergie et le climat », Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, 2014.

l'image de cette source d'énergie. Ainsi, selon le baromètre IRSN 2015, 41 % des Français pensent qu'autour des centrales nucléaires les habitants ne sont pas en aussi bonne santé qu'ailleurs et 48 % pensent que les produits agricoles ne sont pas aussi bons qu'ailleurs. En outre, malgré le renforcement de la sûreté au fil des ans, 29 % de l'opinion publique estime que les risques liés aux centrales nucléaires ont augmenté depuis 10 ans.

Dans un sondage réalisé en 2014 par Opinion Way pour l'ADEME, le nucléaire arrive loin derrière les énergies solaire et éolienne pour sa capacité à lutter contre le réchauffement climatique. Pourtant, comme nous le démontrerons au chapitre 3, le nucléaire émet moins de CO_2 sur l'ensemble du cycle que le solaire. De même, les Français estiment que le solaire et l'éolien coûtent moins cher à produire que le nucléaire. Là encore, les perceptions des Français sont en décalage avec la réalité.

Si le recours à l'énergie nucléaire est aujourd'hui en partie remis en question par des perceptions erronées, il n'en a pas toujours été ainsi. En 1977, 28 % des Français estimaient que la radioactivité des centrales nucléaires provoquait des cancers, en dehors de tout événement accidentel. En 2014, ils étaient plus du double avec 67 %. Malgré les efforts de transparence de la part des pouvoirs publics, notamment depuis la transformation de l'ASN en autorité administrative indépendante, la rationalité des débats sur le nucléaire ne semble pas s'être améliorée, bien au contraire…

Les médias ne sont pas totalement innocents dans ce biais de perception. À l'occasion du cinquième anniversaire de l'accident de Fukushima, la tonalité fut très négative dans la plupart des journaux et émissions de télévision. Dans le même temps, on n'a guère ou

pas du tout trouvé trace de la reprise d'un communiqué du Comité spécialisé des Nations Unies sur l'impact des radiations nucléaires sur la santé humaine, qui a conclu « qu'aucun décès, aucune grave maladie ayant un lien avec les radiations n'a été observé parmi la population et les travailleurs à la suite de l'accident de Fukushima et qu'aucune conséquence perceptible des radiations [dues à l'accident de Fukushima] n'est à prévoir parmi le public exposé et ses descendants »[54].

Si on analyse la perception du nucléaire par l'opinion publique, on se rend compte qu'il est associé à une image relevant d'un paradigme ancien. En 2014, l'argument le plus fort pour le nucléaire était encore l'indépendance énergétique, qui était un des principaux arguments mis en avant lors de la construction du parc nucléaire dans les années 1970 et 1980. Or, depuis quelques années, la question du réchauffement climatique est devenue un sujet de préoccupation central. Ce devrait donc être l'argument fort associé à l'énergie nucléaire. Pourtant, en 2014, l'argument de l'absence d'émission de gaz carbonique n'est cité que par 19 % des Français, un niveau inchangé depuis 10 ans.

Non seulement le nucléaire souffre d'un décalage entre ses risques réels et ses risques perçus, mais en plus il ne capitalise pas sur ses avantages, notamment ceux liés à la lutte contre le réchauffement climatique.

Il n'en est pas de même partout. Ainsi, au États-Unis, la nécessité d'avoir recours au nucléaire dans la lutte contre le réchauffement climatique est clairement mise en avant. Lors du « Nuclear Summit »

[54] « Les experts en radiation auprès des populations de Fukushima », ONU-Permanent missions-29/2/2016 (compte rendu en français).

de 2015, la Maison Blanche rappelait la place centrale du nucléaire dans la lutte contre le réchauffement climatique : « *As America leads the global transition to a low-carbon economy, the continued development of new and advanced nuclear technologies along with support for currently operating nuclear power plants is an important component of our clean energy strategy* »[55].

De ce fait, en 2015, 73 % des Américains associent le nucléaire avec la qualité de l'air. Ainsi, 68 % de la population est en faveur de cette énergie[56].

L'exemple américain montre bien que la communication autour du nucléaire est cruciale et qu'elle tombe en France dans deux écueils :

- Le manque de débat rationnel sur les risques réels liés à l'énergie nucléaire ;
- Le manque de communication sur l'apport du nucléaire dans la lutte contre l'un des principaux dangers qui menacent l'humanité : le réchauffement climatique.

Il n'y a pas de fatalité et il est encore possible de rationaliser le débat autour du nucléaire en France. Dans une étude menée par l'OCDE avec l'AEN (Agence pour l'énergie nucléaire) et l'institut de sondage Globescan, il a été démontré qu'après explication des avantages du nucléaire pour lutter contre le réchauffement climatique, le soutien à l'énergie nucléaire augmentait de 68 % chez les sondés en France[57].

[55] « Obama Administration Announces Actions to Ensure that Nuclear Energy Remains a Vibrant Component of the United States' Clean Energy Strategy », communiqué de presse de la Maison Blanche, 6 novembre 2015.

[56] Sondage NEI, Bisconti Research, Inc. and Quest Global Research, 2015.

[57] *L'opinion publique et l'énergie nucléaire,* NEA, 2010.

Il importe aujourd'hui, face à cette situation, de faire un effort de pédagogie pour éviter un affaiblissement de l'acceptabilité du nucléaire en France.

D'un côté, la communication de la filière industrielle, à la fois juge et partie, pose une question de légitimité. De l'autre, les énergéticiens sont habitués à ces efforts de pédagogie. Il est donc utile qu'ils puissent participer à cette information, de façon aussi impartiale que possible.

C'est pour cela que le rôle des pouvoirs publics est déterminant. L'ADEME pourrait y participer, ès qualité d'établissement public, et recevoir instruction de communiquer de façon impartiale et didactique sur les sources d'énergie et leur bilan avantages/inconvénients. L'Éducation nationale devrait également être mobilisée. Les enjeux de notre avenir énergétique, ceux de l'accès à l'eau et, plus généralement, de l'environnement, mériteraient une place un peu plus importante dans la formation des jeunes.

Recommandation 1 : Donner à l'énergie nucléaire la place qu'elle doit occuper dans la mise en œuvre des conclusions de la COP21.

Recommandation 2 : Promouvoir l'alignement des cadres réglementaires nationaux pour la sûreté nucléaire sur les meilleures pratiques dans tous les pays :

- Établir progressivement, par voie conventionnelle, une reconnaissance mutuelle des réglementations nationales en matière de sûreté, en termes de design, de construction et d'exploitation.
- Conférer à l'ASN la mission d'en préparer les conditions, définir les modalités, assurer la mise en œuvre et lui en donner les moyens.

Recommandation 3 : Assurer une communication sans tabou des pouvoirs publics pour redonner de la rationalité au débat sur l'énergie nucléaire :

- En étant objectif sur ses avantages et ses inconvénients, du point de vue du développement durable, de la compétitivité, de la sûreté et des dangers réels pour la santé et l'environnement, en comparaison des autres sources d'énergie.
- En mobilisant la filière, l'ADEME et l'Éducation nationale.

II

L'UNION EUROPÉENNE DOIT INTÉGRER LE NUCLÉAIRE DANS SA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

2.1. Les trois piliers de la stratégie énergétique de l'Union européenne sont parfaitement rationnels

2.1.1. La stratégie énergétique européenne repose à l'origine sur le triptyque sécurité d'approvisionnement, compétitivité et développement durable

Dans le processus de libéralisation des marchés nationaux mis en œuvre dans les années 1990, l'énergie était traitée comme les télécommunications, le transport aérien ou les réseaux ferrés, et la politique énergétique européenne s'est longtemps résumée à la libéralisation du marché de l'électricité et du gaz, pour casser les monopoles d'État et garantir une concurrence non faussée.

Lors du sommet de Hampton Court en 2005, les chefs d'État et de gouvernement européens ont pour la première fois insisté sur la nécessité d'une politique européenne de l'énergie qui dépasse l'objectif initial d'un marché intérieur concurrentiel. L'année suivante, le *Livre vert* sur l'énergie[58] grave dans le marbre les trois principes qui doivent fonder la politique européenne de l'énergie :

- assurer des prix compétitifs, tant pour la consommation individuelle que pour les usages professionnels ;

[58] *Livre vert : une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable,* Commission européenne, 8 mars 2006.

- rendre fiables les sources et les circuits d'approvisionnement d'énergies primaires et secondaires ;
- réduire les nuisances à l'environnement et notamment l'impact sur le risque climatique.

2.1.2. La COP21 a renforcé la légitimité de la priorité au développement durable

Cette vision pertinente pour l'Europe fut saluée par un rapport de l'Institut Montaigne en 2007[59]. En effet, l'énergie représente une part croissante des dépenses des ménages et des entreprises, et sa compétitivité est un enjeu de pouvoir d'achat et de compétitivité industrielle à l'échelle mondiale. De plus, les événements géopolitiques récents (la crise ukrainienne, les coupures de gaz russe et les tensions au Moyen-Orient), ainsi que le montant de la facture énergétique européenne annuelle (400 milliards d'euros d'importations par an) démontrent que le choix de l'Europe de renforcer sa sécurité d'approvisionnement est le bon. Enfin, le développement durable et la réduction des émissions de CO_2 sont présentés par la Commission européenne comme « le véritable impératif catégorique » pour reprendre le mot de José Manuel Barroso lors de son discours du 10 janvier 2007. Cet objectif s'est trouvé conforté par le Traité de Paris en conclusion de la COP21, avec l'engagement de l'Union européenne de réduire d'au moins 40 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990[60].

[59] Institut Montaigne, *Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ?,* mars 2007.

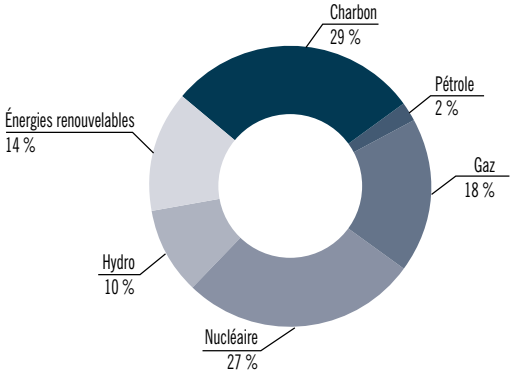
[60] Détail des engagements par pays : World Resources Institute, CAIT Climate Data Explorer, http://cait.wri.org/indc/

2.2. Cette stratégie s'est surtout matérialisée par le soutien au développement des énergies renouvelables, au risque de mettre en péril la cohérence d'ensemble

2.2.1. Les énergies fossiles représentent toujours la première source d'énergie électrique

Aujourd'hui encore, malgré les efforts entamés par certain pays de l'Union européenne depuis plusieurs années, les combustibles fossiles restent la première source d'électricité. En 2012, ils représentaient 49 % de l'électricité produite dans l'Union européenne.

Figure 8 - Mix énergétique dans l'Union européenne en 2012.



Source : *World Energy Outlook,* AIE.

2.2.2. L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique européen est un impératif absolu

Dans le cadre des objectifs que l'Union européenne s'est fixés dans le *Livre vert* de 2006, le développement des énergies renouvelables apparaît naturellement comme un pilier indispensable de la stratégie européenne. En remplacement des sources de production d'électricité carbonées, elles contribueront à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et elles augmenteront l'indépendance énergétique de l'Europe.

Par ailleurs, les avancées technologiques et industrielles réalisées ces dernières années permettent d'envisager une amélioration sensible de la compétitivité des énergies renouvelables. À terme, ces sources de production d'électricité se rapprocheront de la parité économique avec les moyens de production conventionnels, pour ce qui concerne les coûts de production.

2.2.3. Partant de ce constat, le soutien au développement des énergies renouvelables est devenu le principal levier d'action

Si le *Livre vert* de 2006 accorde une priorité de haut niveau à la « réduction de l'impact sur le risque climatique » dans le cadre de la promotion d'un développement durable, à l'égal de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité, on constate un glissement sémantique dans les textes d'application qui ont suivi. Ainsi, dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne de 2007, comme dans le Paquet énergie-climat de 2008, cette notion d'impact

climatique a disparu au profit de la promotion des énergies renouvelables et de l'efficience énergétique :

- le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne demande de « promouvoir l'efficacité énergétique, les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables » ;
- le Paquet énergie-climat fixe comme objectifs d'« atteindre une part d'au moins 27 % d'énergies renouvelables dans l'énergie consommée » et d'« améliorer l'efficacité énergétique de 27 % ».

Au final, les textes européens ne parlent donc plus d'énergies « faiblement intensives en carbone » mais bien d'énergies « renouvelables », en excluant le nucléaire. Des objectifs de développement des capacités de production d'énergies renouvelables ont été fixés à l'échelle européenne et l'Union a autorisé la mise en place de mécanismes de subventions sans lesquels le développement de ces capacités n'aurait pas été possible.

Certes, les notions de compétitivité et d'indépendance énergétique ont été préservées, mais sans que soit effectuée une analyse de la pertinence des choix énergétiques au regard de ces critères. Surtout, aucune décision de politique énergétique n'a été proposée ni mise en œuvre par la Commission européenne pour promouvoir les énergies en cohérence avec ces objectifs ou pour décourager celles qui leur étaient contraires. Ainsi, aucune mesure n'a été édictée pour décourager, y compris par des mécanismes financiers, l'utilisation de combustibles fossiles importés (gaz et huiles minérales) qui fragilisent la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et vont manifestement à l'encontre de la lutte contre le réchauffement climatique.

Fixer à l'échelle européenne des objectifs de développement qui concernent uniquement la dimension relative aux énergies renou-

velables du mix énergétique, en lieu et place d'objectifs plus globaux de réduction de l'impact sur le risque climatique, revient à promouvoir une solution technique particulière et partielle face à un problème global.

En effet, une approche aussi restrictive pourrait s'avérer contre-productive dans l'atteinte des objectifs du *Livre vert* de 2006.

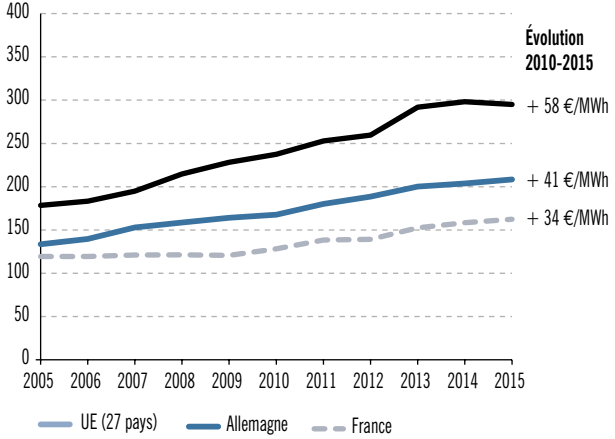
2.2.4. Privilégier cette seule dimension peut s'avérer contre-productif comme le montre le cas allemand

L'exemple allemand illustre bien cet écueil. En 2011, après l'accident de Fukushima, un arrêt immédiat des sept centrales les plus anciennes d'Allemagne a été décidé et le redémarrage d'une huitième suspendu. Un plan de fermeture des centrales nucléaires, qui s'échelonne jusqu'en 2023, a été établi. Notons à ce sujet que, contrairement aux idées reçues, la sortie allemande du nucléaire n'est pas encore effective. Par ailleurs, ce tournant majeur et rapide de la politique énergétique allemande n'a été possible que parce qu'il avait déjà été étudié en détail à la fin des années 1990 sous le gouvernement de coalition formé par Gerhard Schröder avec les Verts.

a. Une évolution du mix électrique coûteuse pour les ménages

Tout d'abord, la compétitivité de l'électricité allemande s'est dégradée. En Allemagne, le prix de l'électricité facturé aux ménages est historiquement plus élevé que la moyenne européenne (environ 40 % de plus en 2010). Il a en outre augmenté de plus de 58 €/MWh entre 2010 et 2015, contre une augmentation moyenne de 41 €/MWh dans le reste de l'Europe.

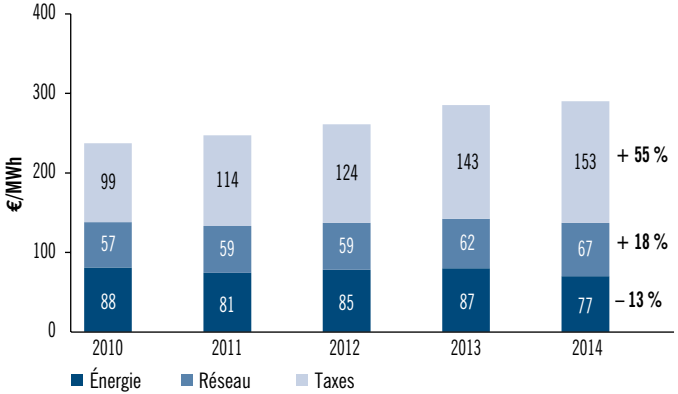
Figure 9 - Évolution des prix de l'électricité (e/MWh) pour les ménages entre 2005 et 2015



Source : Eurostat, 2016.

Cette augmentation est très largement due à l'explosion des taxes prélevées pour financer les subventions aux énergies renouvelables. Entre 2010 et 2014, celles-ci ont progressé de plus de 55 %. La différence de niveau des taxes entre 2013 et 2010 représente 18 % de la facture d'électricité des ménages allemands en 2013. L'année 2015 laisse cependant supposer une stabilisation des prix.

Figure 10 - Évolution des composantes du prix de l'électricité facturé en Allemagne



Source : Eurostat, 2016.

Il convient de noter que les industriels ont largement échappé à cette hausse des prix, puisque le choix a été fait de faire supporter la plus grande part des efforts sur les consommateurs. Certains industriels, exposés à la concurrence internationale, ont même bénéficié d'exonérations totales.

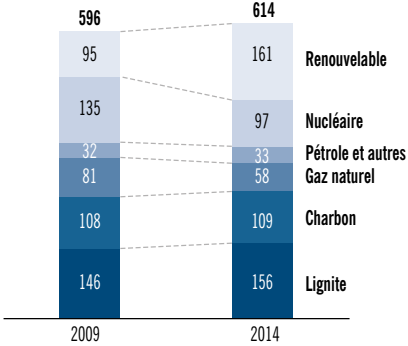
Les évaluations du coût total de la transition énergétique en Allemagne sont difficiles à appréhender. Cependant, Peter Altmaier, le précédent ministre allemand de l'Environnement a évoqué le chiffre de 1 000 milliards d'euros d'ici 2022 pour suivre le rythme imposé par la transition énergétique[61]. En comparaison, la réunification allemande aurait coûté environ 1 500 milliards d'euros.

[61] Frankfurter Allgemeine Zeitung, *Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten,* 19 février 2013

b. Un choix en contradiction avec l'urgence de la décarbonation

Entre 2009 et 2013 en Allemagne, les émissions de gaz à effet de serre ont augmenté de plus de 5 %[62], même si on constate une stabilisation en 2014. Cette augmentation n'est pas due à l'augmentation de la part globale d'énergies fossiles dans le mix, qui reste stable (de l'ordre de 60 %), mais à l'évolution du mix d'énergie fossile. En effet, dans une tentative de limiter l'augmentation des coûts de production de l'électricité, l'Allemagne ferme des centrales au gaz et favorise la consommation de charbon (+ 3 % entre 2009 et 2014) et surtout de lignite (+ 10 %) dont la consommation est quasiment revenue au niveau record de 1991. Or, le lignite émet beaucoup plus de CO_2 que le gaz et même le charbon. Il faut aussi noter que l'Allemagne exploite quatre des cinq centrales thermiques les plus polluantes d'Europe[63].

Figure 11 - Production brute d'électricité par source en Allemagne, 2009-2014



Source : BMWI – Statistiques énergétiques du Ministère Fédéral de l'Économie et de la Technologie, 2015.

[62] Eurostat, 2015.

[63] « Europe's dirty 30 », WWF et le Bureau européen de l'environnement, 2014.

Au final, on constate que les émissions de CO_2 liées aux industries de l'énergie sont supérieures de 18 millions de tonnes en 2013 à ce qu'elles étaient en 2009[64]. En revanche, si le développement des énergies renouvelables avait contribué à la réduction de la production d'origine fossile au lieu de la réduction de la production nucléaire, les gains cumulés d'émissions de carbone auraient été de 118 millions de tonnes, soit plus de 8 % des émissions cumulées entre 2011 et 2014[65]. Une transition trop rapide excluant le nucléaire met donc à mal l'objectif de baisse des émissions de gaz à effet de serre, qui devrait constituer la priorité.

Selon l'Agence européenne pour l'environnement, l'Allemagne, la Pologne et le Luxembourg sont les seuls pays de l'Union européenne qui n'ont pas atteint leurs objectifs 2013 définis dans le cadre du paquet énergie-climat[66]. Certains responsables allemands reconnaissent aujourd'hui l'impact défavorable de la sortie du nucléaire. « Sortir du nucléaire tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre est tout simplement impossible », a récemment constaté Peter Ramsauer, ancien ministre allemand des Transports et président de la commission de l'énergie au Bundestag[67].

[64] Sources : Eurostat 2015.

[65] Analyse Archery à partir des données d'Agora Energiewende et des taux d'émission de carbone liés à la combustion du site Bilans GES de l'ADEME.

[66] Commission européenne, « Progrès accomplis dans la réalisation des objectifs assignés au titre du protocole de Kyoto et des objectifs de l'Union pour 2020 », le 28 octobre 2014. URL : http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/FR/1-2014-689-FR-F1-1.Pdf

[67] « L'Allemagne maintient sa forte pression électrique sur la Suisse », *Le Temps,* 8 décembre 2015.

c. Une gestion plus complexe du réseau qui crée des tensions locales

L'évolution du mix allemand pose également des problèmes régionaux d'approvisionnement. Dans le nord de l'Allemagne (où la production éolienne est importante) et les pays limitrophes, lors des périodes de forts vents, les réseaux sont saturés. La République tchèque a ainsi acté en 2012 la construction d'un transformateur géant pour bloquer l'importation de courant au-delà d'un certain seuil et éviter que son réseau ne soit déstabilisé[68]. Le sud de l'Allemagne est au contraire en déficit électrique. En Bavière, la fermeture de la centrale de Grafenrheinfeld a contraint d'importer de l'électricité autrichienne produite au fuel.

Peter Ramsauer déclare ainsi : « Très mal coordonnée avec les pays voisins et non accompagnée du renforcement accéléré du réseau de transport d'électricité entre le nord et le sud de l'Allemagne, [la transition énergétique] occasionne des tensions entre les Länder mais aussi sur le marché européen de l'électricité ».

[68] « Des couacs dans la production et la distribution d'énergie verte », *Voxeurop*, à partir d'un article de *Die Tageszeitung*, 16 novembre 2012.

2.3. L'Union de l'énergie ne pourra pas se construire sans une vision commune du mix énergétique européen

2.3.1. L'Union européenne n'a pas réussi à faire émerger une politique énergétique commune

a. La construction d'une politique énergétique européenne se heurte à l'affirmation de la souveraineté absolue des États membres

Comme le montre l'exemple allemand, la promotion exclusive d'un ou deux moyens de production peut déstabiliser le triptyque déjà évoqué. Si les objectifs de développement des renouvelables et de l'efficacité énergétiques font consensus, il est nécessaire que l'Union européenne aborde les enjeux énergétiques sur son territoire de manière plus globale.

Or, depuis le jour où a germé la première idée d'une stratégie énergétique européenne, les institutions ont buté contre l'affirmation de la souveraineté des États membres dans la détermination de leur bouquet énergétique, de leurs sources d'approvisionnement ainsi que dans l'exploitation de leurs ressources.

Avant le Traité de Lisbonne, il n'existait pas de dispositions sur l'énergie dans les traités qui avaient fondé la Communauté économique européenne (Traité de Rome), puis l'Union européenne (Traité de Maastricht). Certes, la CECA et l'Euratom avaient leurs propres traités, mais la première est devenue caduque en 1999 et la seconde n'a jamais vraiment pris son essor, si ce n'est dans les domaines de la recherche et de la sûreté.

En l'absence de base juridique, les chefs d'État et de gouvernement ont néanmoins tenté de se concerter, notamment à partir des années 2000. Pour autant, chacune de leurs réunions se concluait par des résolutions générales (pour ne pas dire des vœux pieux) et les conclusions se terminaient immanquablement par un rappel de la souveraineté des États dans la détermination de leurs choix énergétiques. Autant dire que construire sur ces bases une politique de l'énergie signifiait s'en remettre systématiquement à l'unanimité, donc à un dénominateur commun. Les sujets polémiques se sont retrouvés écarté des discussions et tel fut le sort réservé à l'énergie nucléaire.

Le Traité de Lisbonne, adopté en 2009, comprend un Titre XXI (article 194) consacré à l'énergie. C'est un progrès sur le principe, mais pas en ce qui concerne la substance. En effet, ses dispositions prévoient expressément que la politique de l'énergie n'affecte pas le « droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique », ce qui consolide la situation qui prévalait jusque-là et la transforme en règle juridique. Certes, l'article 192-2-c sur la politique de l'environnement permet au Conseil, à l'unanimité, d'arrêter « les mesures affectant sensiblement le choix d'un État membre entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique ». Mais on se retrouve de nouveau face à des décisions à l'unanimité, donc à une impossibilité de décision lorsqu'il s'agit de sujets polémiques, tels que l'énergie nucléaire.

La Commission européenne a conscience de ce handicap, puisqu'elle a écrit en 2015, dans son communiqué sur l'Union de l'énergie, qu'« une intégration et une coordination plus poussées sont

nécessaires »[69]. Elle aura à faire la preuve qu'elle peut, en dépit de ce handicap, créer une véritable Union de l'énergie.

b. La Commission européenne s'est résignée à l'absence de débat sur le mix énergétique souhaitable pour l'Europe

L'insuffisante cohérence de la stratégie énergétique européenne par rapport à la grille d'analyse rationnelle élaborée par la Commission européenne trouve en partie son explication dans une sorte de « cécité volontaire » de l'Union européenne face aux avantages du nucléaire civil. Depuis l'accident de Tchernobyl, puis celui de Fukushima, la posture antinucléaire est devenue la norme à Bruxelles. C'est une norme de fait et non de droit, puisque les seuls pays qui militent contre le nucléaire en Europe sont l'Irlande et l'Autriche, alors que l'Allemagne et l'Italie l'acceptent chez leurs voisins. Or, puisque les décisions européennes concernant la politique énergétique relèvent de décisions unanimes[70], un seul État membre peut bloquer l'ensemble du processus.

Certes, il n'est pas anormal que deux accidents majeurs suscitent une interrogation sur la place de l'énergie nucléaire dans l'Union européenne et un débat entre ses États membres. Pour autant, il est incompréhensible que l'Europe, dont les procédures se trouvent instrumentalisées par des oppositions quasi-idéologiques, refuse de considérer sereinement et rationnellement la place du nucléaire dans les choix de mix énergétiques.

[69] MEMO/15/4485 du 25 février 2015, précité.

[70] Seules des décisions à l'unanimité permettraient de déroger au principe selon lequel les États membres sont libres dans la détermination de leur bouquet énergétique et de leurs sources d'approvisionnement ainsi que dans l'exploitation de leurs ressources.

Tout se passe comme si la Commission avait oublié que l'article 1er du Traité Euratom lui fixe comme obligation de contribuer au développement des usages pacifiques de l'atome.

Le résultat est qu'aujourd'hui, en raison de l'opposition de quelques pays minoritaires, l'Union européenne est en train de renoncer aux avantages qu'elle pourrait tirer du développement du nucléaire civil. Au cours des dernières décennies, aucune avancée significative n'est à mettre au crédit du Traité, si ce ne sont les efforts dans la recherche (en particulier le financement d'un centre commun de recherche, le projet de fusion ITER) et les efforts de coordination et de contrôle menés en matière de protection de la santé et de sûreté.

c. La France s'est accommodée de cette absence de débat sur le mix énergétique

La France n'est pas totalement exempte de responsabilité face à cette absence d'initiative. En effet, elle n'a pas vraiment su jouer la carte européenne lorsqu'il en était temps, pendant la trentaine d'années qui a suivi la signature du traité Euratom en mars 1957. Elle a même contribué à laisser tomber en déshérence des pans entiers du Traité Euratom, comme celui concernant l'Agence commune d'approvisionnement, ne laissant subsister que les efforts conjoints en Recherche et Développement (R&D) et dans le domaine de la sûreté.

2.3.2. La feuille de route proposée par la Commission européenne est insuffisante au regard de la nécessité de coordonner les politiques énergétiques nationales

a. Les actions proposées sont cohérentes mais paraissent insuffisantes sans vision commune de la politique énergétique européenne

La Commission envisage trois types d'actions : la suppression des obstacles à une véritable intégration du marché, la coordination des politiques nationales de l'énergie, et la définition de positions communes vis-à-vis des pays non-membres.

La finalisation de l'intégration du marché de l'électricité et du gaz, 20 ans après le début du processus, est un objectif cohérent. Après avoir consacré l'essentiel de ses efforts à l'ouverture à la concurrence à l'intérieur de chaque État membre, la Commission doit désormais se consacrer à la facilitation des échanges transfrontaliers, souhaitable pour l'intégration économique des marchés. On comprend bien que, dans ce contexte, la coordination des politiques énergétiques au niveau européen est indispensable, afin qu'un État membre n'ait pas à subir les externalités négatives de la politique énergétique d'un de ses voisins.

La coordination des politiques énergétiques nationales, qui ne signifie nullement leur uniformisation, est tout aussi souhaitable. Elle suppose néanmoins d'en finir avec la situation où chaque État membre de l'Union européenne puisse se proclamer souverain dans ses choix énergétiques et refuser de faire partie d'un ensemble plus grand, l'Union européenne.

La définition de positions communes vis-à-vis des pays non membres de l'Union européenne sera également une des difficultés de la feuille de route de la Commission. On ne peut, en effet, concevoir une coordination vis-à-vis des pays tiers sans partager préalablement une vision des intérêts de l'Union européenne. Or, à ce jour, qu'il s'agisse d'importations de gaz russe, de développement du nucléaire ou de recours aux centrales à charbon, on peine à trouver les bases d'une telle vision.

b. Si l'Union européenne ne surmonte pas cette incapacité de décider, les États devront privilégier des alternatives à l'Union de l'énergie

En toute hypothèse, l'essor de l'Union de l'énergie ne sera possible que si l'Union européenne trouve une solution pour dépasser le tabou de la souveraineté de chaque État membre pour la détermination de son mix énergétique, et sort de sa posture du « nucléaire honteux ». Actuellement, il n'y a pas une seule réunion du Conseil européen (rassemblant les Chefs d'État et de gouvernement), pas une réunion du Conseil des ministres où les États membres puissent débattre sereinement de la place que cette source d'énergie peut occuper dans le mix énergétique européen, de la contribution qu'elle peut apporter à la lutte contre le réchauffement climatique, et des efforts que l'Union européenne doit déployer pour en faire une énergie toujours plus sûre et mieux acceptée par le public. L'Union de l'énergie ne pourra pas se construire sur de tels tabous. Sortir du nucléaire honteux et accepter une nécessaire mise en commun de la souveraineté sont deux conditions nécessaires pour faire naître cette politique de l'énergie qui pourrait donner un nouvel essor au projet européen.

Sans cela, les États membres seront contraints de privilégier des initiatives « à la carte » menées avec les pays qui le souhaiteront,

sur le modèle, par exemple, de la proposition de « pactes de convergence énergétique » figurant dans le rapport de mars 2007 sur la politique énergétique européenne. Cela a pu se faire pour Arianespace, initiative développée en-dehors des institutions européennes, ou pour Eurêka, programme axé sur la recherche et développement et sur l'innovation industrielle. De telles initiatives doivent pouvoir trouver leur place en matière de R&D liée au secteur énergétique, dans les énergies traditionnelles (renforcement de la performance, capture et stockage du carbone, réutilisation des déchets, etc.), dans les énergies renouvelables, comme dans le secteur nucléaire (démantèlement et gestion des déchets, développement de nouvelle génération de réacteurs, etc.).

Au-delà, l'Union européenne devra mettre en œuvre les mesures indispensables à l'atteinte des objectifs européens de mix énergétique bas-carbone de l'Union de l'énergie, notamment des mécanismes opérants d'actions sur les prix et sur le financement des nouvelles capacités.

2.4. L'Union européenne doit mettre en place des mécanismes non discriminants pour favoriser les investissements dans les énergies bas-carbone

2.4.1. Dans un contexte de libéralisation du marché de l'énergie, les incitations manquent pour investir dans l'électronucléaire

a. Les subventions aux énergies renouvelables ont fait chuter les prix de gros et leur décorrélation avec les mécanismes de marché crée des distorsions importantes

Sur un marché de gros[71] d'électricité libéralisé, le prix est fixé au coût marginal de production du dernier moyen appelé. Ainsi, les centrales au coût marginal de production le plus faible sont appelées à produire en premier et celles aux coûts marginaux les plus élevés en dernier. Ce mécanisme de préséance économique permet en toute théorie de garantir le prix le plus bas pour le consommateur.

Le coût marginal de production reflétant les charges d'exploitation (y compris le coût du combustible) et de maintenance des centrales, celui des énergies renouvelables est proche de zéro. Elles sont donc systématiquement appelées en premier sur le réseau. Ainsi, leur introduction massive sur le réseau européen a contribué à faire diminuer fortement les prix moyens sur les marchés de gros.

Cependant, notons que cette baisse des prix sur les marchés de gros n'entraîne pas de baisse des prix pour les consommateurs. En effet,

[71] Le marché de gros est le marché sur lequel les énergéticiens échangent de l'électricité, à ne pas confondre avec le marché de détail, qui est celui sur lequel l'électricité est vendue aux particuliers

comme nous l'avons vu dans le cas allemand, les États membres ont mis en place des dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables qui sont financés par des taxes apparaissant sur la facture des consommateurs finaux.

Le mécanisme de soutien qui a le plus souvent été retenu jusqu'à aujourd'hui est le tarif de rachat à prix fixe, donc non corrélé au prix du marché. Ce mécanisme est en effet très incitatif pour l'implantation d'énergies renouvelables, puisqu'il s'agit d'un tarif de rachat garanti, quels que soient le moment de production et le niveau des prix de marché à ce moment. Ainsi, avec un tarif de rachat suffisant, le producteur est assuré de couvrir son investissement et ses coûts de production. Les producteurs sont alors encouragés à produire quel que soit le prix sur le marché de gros, même lorsqu'il n'y a pas de demande. Le couplage des tarifs de rachat avec la modification de l'ordre de préséance économique entraîne donc des distorsions importantes dans la dynamique d'établissement des prix de l'électricité.

Des prix négatifs sont ainsi apparus dans plusieurs pays d'Europe (jusqu'à – 200 €/MWh en France, et – 500 €/MWh en Allemagne), symptômes d'un système économique défaillant et destructeur de valeur. Un autre exemple de dérive a été pointé par la Cour des comptes : « Une mauvaise fixation du tarif de rachat a conduit à une bulle photovoltaïque en 2009 et 2010, coûteuse pour le consommateur, *via* la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) et dommageable pour la balance commerciale[72]. ».

[72] « La politique de développement des énergies renouvelables », discours de Didier Migaud, Cour des comptes, 25 juillet 2013.

Les modèles de subvention aux énergies renouvelables commencent à évoluer. Des systèmes de type « *contract for difference* »[73] sont ainsi progressivement mis en place, notamment au Royaume-Uni. Ils ont l'avantage de mieux respecter les mécanismes de marché, tout en garantissant un revenu minimum aux investisseurs sur une période de 15 à 20 ans. Ils peuvent être appliqués à tous les types d'énergie puisque c'est ce mécanisme qui a été retenu pour le financement de deux réacteurs de type EPR à Hinkley Point au Royaume-Uni, en octobre 2015.

b. Le prix de l'électricité est trop bas pour favoriser l'investissement dans de nouveaux moyens de production, à l'exception du charbon

Les énergies renouvelables contribuent à la baisse des prix sur les marchés de gros, comme nous l'avons vu. Leur introduction massive sur le réseau européen a eu lieu dans une période de stagnation de la consommation d'électricité due notamment au ralentissement économique. Cela a créé dans plusieurs pays une situation de surcapacité, contribuant à une baisse encore plus importante des prix de gros de l'électricité.

Les prix moyens constatés sur les marchés de gros européens ont tant diminué qu'aujourd'hui la rentabilité des investissements dans de nouveaux moyens de production est très incertaine (hors énergies subventionnées pour lesquelles la rente est assurée). En effet, dans un marché dérégulé de l'électricité, les investissements pour un moyen de production donné sont rentabilisés dans les périodes où le prix de marché est supérieur au coût marginal de production :

- pour les centrales fonctionnant en base et semi-base (comme le nucléaire ou le charbon par exemple), cela se produit théoriquement

[73] Les « *contract for difference* » sont des variantes des tarifs de rachat dans lesquels si, lors de l'injection sur le réseau de l'électricité produite, le prix de marché est inférieur à un niveau prédéfini, une prime vient compenser la différence.

lors des périodes de demandes moyennes, quand des moyens de production de pointe (au coût marginal de production plus élevé) sont appelés. Pour simplifier, leur taux de rentabilité est ainsi globalement fixé par le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros ;
- pour les moyens de production de pointe (centrales à gaz ou STEP par exemple), les dépenses d'investissement sont supposées couvertes lors des périodes de très forte demande. Pour ces centrales, la situation de surcapacité a conduit à tant diminuer leur facteur de charge que la rente générée en pointe ne suffit plus à couvrir les investissements.

Les seules centrales pour lesquelles l'investissement reste attractif aujourd'hui sont les centrales à charbon. En effet, le prix du charbon, qui constitue la majeure partie du coût marginal de production, a fortement diminué. Par ailleurs, les coûts d'investissement relativement faibles et le facteur de charge élevé des centrales à charbon facilitent la rentabilité de ces investissements.

Il convient à ce titre de noter que, sans les aides accordées aux énergies carbonées (subventions, exemptions fiscales…), la rentabilité des investissements dans les nouveaux moyens de production thermique fossile serait encore dégradée. Ces dispositifs, jamais remis en cause, favorisent aujourd'hui l'investissement dans ces sources d'énergies.

Le nucléaire est le grand perdant dans cet environnement de marché. En effet, les coûts d'investissement initiaux dans une centrale nucléaire sont bien plus élevés que pour des centrales à charbon ou à gaz. En 2015, l'*overnight cost*[74] au kW installé d'une nouvelle

[74] *Overnight cost* : coût de construction d'un projet sans prise en compte des charges financières.

centrale nucléaire est 2,2 fois supérieur à celui d'une nouvelle centrale à charbon et 4,4 fois supérieur à une nouvelle centrale à gaz[75]. Ainsi, bien que le nucléaire ait un coût d'exploitation faible, le risque pesant sur la rentabilité d'un investissement dans une centrale nucléaire a été considérablement augmenté en Europe par la chute des prix moyens sur les marchés de gros de l'électricité et les incertitudes sur ces mêmes prix à moyen terme. Aux risques sur les prix vient s'ajouter un risque sur les volumes, en l'absence d'une coordination des politiques énergétiques à l'échelle européenne et dans un contexte d'interconnexion croissante des réseaux.

In fine, la situation actuelle conduit donc à n'avoir d'autre choix rentable d'investissement que le charbon, l'un des moyens de production d'électricité les plus polluants, en contradiction totale avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Par ailleurs, elle fait peser un risque non négligeable sur la rentabilité des moyens de pointe, ce qui pourrait générer des tensions importantes sur l'approvisionnement (voire des *black-out*) en période de forte demande.

Cela conduit également à s'interroger sur la pertinence, dans le marché de l'électricité tel qu'il existe aujourd'hui, du maintien d'un ordre de préséance économique qui ne tient compte que des coûts marginaux de production en ignorant les coûts supportés par la collectivité à raison de l'intermittence de certains moyens de production, sans parler des coûts liés à l'obligation d'achat ou aux autres formes d'aides dont bénéficient certains producteurs. Le présent rapport n'a pas vocation à apporter de réponse définitive à cette question. Il n'en demeure pas moins qu'elle mérite d'être posée.

[75] NEA, *Projected costs of generating electricity,* 2015.

c. Le prix du carbone ne permet pas de créer les incitations attendues

Le système *European Union Emission Trading Scheme* (EU ETS), lancé en 2005, était censé devenir un outil central de la politique européenne de réduction des émissions de GES. Tel ne fut pas le cas. L'objectif était d'inciter les principaux émetteurs de GES (dont les sites de production d'électricité) à réduire leurs émissions en les obligeant à les compenser par des quotas alloués ou achetés sur le marché. Or, le prix du CO_2 sur le marché européen n'a cessé de baisser. En effet, ce marché est aujourd'hui confronté à de profonds dysfonctionnements des mécanismes mêmes par lesquels l'EU ETS est censé fonctionner.

Ce marché a été, depuis sa création, mal organisé et les quotas sont toujours excédentaires, ce qui contribue à la diminution du prix du CO_2, et ce pour deux raisons principales :

- les volumes alloués et disponibles de quotas sont fixés en début de période et il n'existe aucun mécanisme permettant leur adaptation à la conjoncture économique. Ainsi, les volumes de permis d'émission introduits sur le marché en 2008 pour la période 2008-2012 ont été maintenus malgré le ralentissement de l'économie, ce qui a fortement contribué à la chute du cours des quotas en 2008 et 2009 ;
- les objectifs poursuivis par l'EU ETS ne sont pas synchronisés avec les autres objectifs du paquet énergie climat. Or, le développement des énergies renouvelables et l'augmentation de l'efficacité énergétique contribuent à la baisse des prix des quotas.

En conséquence, depuis 2012, le prix du CO_2 oscille entre 4 et 8 €/tCO_2 et ne permet donc pas d'influencer les décisions des énergéticiens en faveur des énergies bas-carbone. On estime que le

système EU ETS a participé, depuis son instauration, à moins de 10 % de la réduction des émissions de CO_2 en Europe. En effet, les experts estiment que le prix minimum du carbone pour inciter les entreprises à modifier leurs comportements est de 30 €/tCO_2. À ce prix, ce marché pourrait participer à la réduction des émissions.

Cependant, pour la production d'électricité, les seuils incitatifs varient en fonction des modes de production. Ainsi, pour aligner les coûts de production d'une centrale nucléaire avec une centrale à charbon, un prix du CO_2 de 15 €/tCO_2 suffirait[76]. En revanche, pour aligner la compétitivité de l'éolien terrestre avec le charbon, un prix du CO_2 de 50 €/tCO_2 serait nécessaire[77]. Selon le Commissariat général à la stratégie et à la prospective, « si l'on considère un coût complet de production de 140 €/MWh pour l'éolien offshore et un coût complet de production de 210 €/MWh pour l'énergie solaire photovoltaïque, les prix du CO_2 qui permettraient d'aligner leurs coûts de production de long terme avec ceux d'une centrale à cycle combiné gaz (environ 70 €/MWh) seraient respectivement de 240 €/tCO_2 et de 430 €/tCO_2 »[78].

Des progrès semblent possibles. Le lancement de la phase III du mécanisme en 2013 est à ce titre encourageant car il a permis d'étendre la période d'allocation des quotas afin d'augmenter la visibilité pour les entreprises et les investisseurs et d'intégrer effectivement ce marché à l'échelle européenne (disparition des plans nationaux d'allocation des quotas et fixation des quotas à l'échelle européenne). Cette nouvelle phase introduit également le

[76] *La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire,* OCDE, 2011.

[77] *Prix européen et système,* Observatoire de l'industrie électrique, novembre 2015.

[78] *La crise du système électrique européen,* France Stratégie, janvier 2014.

backloading[79], la généralisation des procédures d'enchères au lieu de la distribution gratuite des quotas et la réduction progressive des plafonds d'émission, dans le but de limiter la baisse du prix du CO_2.

Cependant, ces nouvelles dispositions ne permettront probablement pas de corriger les défauts structurels de ce marché. Le *backloading,* en particulier, ne permettra pas d'adapter réellement le volume de quotas à la conjoncture économique, puisqu'il s'agit d'un report d'introduction des quotas et non d'un retrait de ces quotas du marché.

D'autres mesures pourraient être adoptées afin de permettre un meilleur fonctionnement de ce marché, comme l'adoption d'un prix plancher, sur le modèle proposé par le Royaume-Uni, qui permettrait de constituer un signal prix intéressant sur les investissements de long terme.

2.4.2. De plus, les États comme les entreprises européennes de l'énergie ont des capacités d'investissement très limitées

Historiquement, les États ont joué un rôle dans le financement des projets de centrales nucléaires, comme de manière générale dans celui des grands projets d'infrastructure (par exemple les aéroports et les réseaux ferroviaires). Ils ont financé la conception et la construction des premiers réacteurs dans le cadre d'un plan national de développement d'une filière nucléaire. Ils finançaient également les énergéticiens à capitaux publics et octroyaient des garanties aux prêts contractés par les énergéticiens eux-mêmes.

[79] Le *backloading* est une réduction de l'offre de quotas en début de période afin d'éviter les situations de surplus, en particulier ceux accumulés lors de la phase 2 du système EU ETS

La situation est bien différente aujourd'hui à la fois du fait de la libéralisation du marché de l'électricité et du fait que la plupart des États, eux-mêmes fortement endettés, n'ont plus les fonds publics pour soutenir de tels projets.

Par le passé, les énergéticiens ont également investi dans les projets de centrale nucléaire. Or, en Europe, ils sont actuellement en difficultés.

Ces difficultés sont dues en grande partie à la contraction de la demande, l'effondrement des prix de gros de l'électricité et la moindre utilisation des centrales thermiques (notamment au gaz). Cela a provoqué une très forte baisse de la rentabilité des investissements. Entre 2010 et 2014, les taux de marge opérationnelle des 25 principaux énergéticiens européens ont baissé de presque 20 %[80]. En 2014, la moitié de ces énergéticiens ont accusé une perte nette. Ainsi, depuis quelques années, la rentabilité des capitaux investis par les 10 plus grands énergéticiens européens se rapproche dangereusement de leur coût moyen pondéré du capital[81].

Par ailleurs, les énergéticiens ont des capacités d'endettement de plus en plus contraintes, malgré les actions de désendettement de ces dernières années. Fin 2014, les 25 principaux énergéticiens européens cumulaient 271 milliards d'euros de dettes[82]. En conséquence, leur accès au financement est réduit et leur capacité d'investissement plus limitée.

[80] *Secteur européen de l'énergie : leçons de survie en milieu hostile,* Watt's Next Conseil, 2015.

[81] *European Policy Dialogue,* IHS CERA, 2012.

[82] *Ibid.*

Cette situation est d'autant plus pénalisante pour l'énergie nucléaire qu'elle cumule deux inconvénients. Le premier est sa forte intensité en capital et le second est lié au montant élevé de l'investissement, qui se compte en milliards voire en dizaine de milliards d'euros pour une série de réacteurs, et qui pèse donc sur le bilan des énergéticiens.

2.4.2. La poursuite des objectifs énergétiques européens doit se traduire dans des mécanismes d'incitation

a. La suppression des subventions aux énergies carbonées est une priorité

La priorité pour atteindre les objectifs de décarbonation est de supprimer toutes les aides aux énergies carbonées. Cette suppression peut et doit être mise en œuvre par la Commission européenne, qui dispose des compétences nécessaires pour y parvenir. Par exemple, lors de la préparation du projet de budget et des règlements relatifs aux fonds structurels et de cohésion, elle peut interdire qu'ils conduisent à subventionner des énergies fossiles. Elle peut aussi recourir aux pouvoirs qu'elle tient du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (articles 107 et 108) pour modifier ou interdire les aides d'État aux combustibles fossiles en les considérant *a priori* comme non-compatibles avec le marché intérieur, y compris pour les aides existantes *via* la procédure dite des « mesures utiles ».

Dans un deuxième temps, il faut pénaliser les énergies productrices de gaz à effet de serre, à concurrence du risque climatique qu'elles génèrent. Cela passe nécessairement par l'instauration d'un prix du carbone qui affecte les producteurs d'énergies carbonées et les utilisateurs, tant professionnels que résidentiels. La Commission européenne est malheureusement peu ambitieuse en la matière. De nouveau, son programme d'action, lors du lancement du projet

d'Union de l'énergie, s'est essentiellement limité à la promotion des énergies renouvelables. Au vu des engagements souscrits lors de la COP21, elle doit aller beaucoup plus loin et mettre en place un dispositif de pénalisation efficace, qu'il s'agisse d'une taxe, d'un système réellement incitatif de permis d'émission, ou d'une combinaison des deux. L'objet du présent rapport n'est pas d'étudier cette question en détail ou de proposer une solution définitive, mais il importe de souligner son absolue nécessité.

Afin de ne pas pénaliser les productions européennes qui pourraient alors être victimes d'une concurrence déloyale de la part des produits fabriqués dans des pays qui resteraient gros producteurs de gaz à effet de serre, un mécanisme de protection efficace, facile à mettre en œuvre et compatible avec les obligations internationales de l'Union européenne, doit aussi être instauré.

b. La neutralité technologique des choix entre énergies bas-carbone doit être assurée

Au-delà de la pénalisation du carbone, il convient de faire valoir le principe de neutralité technologique et de supprimer les distorsions de concurrence entre énergies bas-carbone, pour permettre à chacune de répondre aux besoins énergétiques en fonction de ses atouts propres et de sa compétitivité réelle. La suppression des distorsions de concurrence doit intervenir à trois niveaux :

- dans le cadre des objectifs quantitatifs assignés aux États membres ;
- dans le cadre des normes destinées à limiter des effets indésirables des énergies (notamment sur les émissions de gaz à effet de serre) ;
- dans le cadre de politiques publiques d'aides financières aux énergies, pour supprimer les subventions fléchées vers une technologie spécifique, au profit de cahiers des charges génériques (volume, seuil de pollution, coût de revient…).

La réforme du système doit tendre vers un cadre unique et cohérent, fondé sur une approche globale autant du point de vue géographique que technologique et suffisamment flexible pour être adapté à toutes les énergies et gérer leurs différences intrinsèques. L'Union européenne pourrait en ce sens s'inspirer du cadre réglementaire mis en place au Royaume-Uni. Ainsi, les Britanniques ont mis en place un système de « *contract for difference* » valable pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point comme pour des projets d'énergies renouvelables (en remplacement, à terme, des « *renewables obligations* » mises en place en 2002).

Recommandation 4 : Demander à la Commission européenne que ses propositions sur l'Union de l'énergie intègrent à sa juste place l'énergie nucléaire. À défaut, encourager le développement d'initiatives restreintes aux États qui souhaiteront en faire partie.

Recommandation 5 : Traduire les enjeux de décarbonation dans les mécanismes économiques européens relatifs aux énergies à savoir :

- supprimer toutes les subventions aux énergies carbonées, que ce soit *via* des fonds européens ou des mécanismes d'aides nationales ;
- défendre la neutralité technologique des choix entre les énergies bas-carbone ;
- réformer le système EU ETS en permettant l'émergence d'un prix du carbone européen suffisamment élevé :
  - instaurer un prix plancher du carbone, pour l'ensemble de l'Union européenne,
  - instaurer des dispositions empêchant les produits industriels fabriqués dans des pays à fortes émissions de carbone de créer des distorsions de concurrence en Europe.

Recommandation 6 : Mettre en place les conditions indispensables au financement de projets nucléaires sur le sol européen, à savoir autoriser des mécanismes de garantie de prix de long terme, aussi bien d'origine publique (garantie de prix par les pouvoirs publics, notamment par des solutions de type « *contract for difference* ») que mise en place par des opérateurs privés (contrats de long terme souscrits par les industriels électro-intensifs, par exemple) et/ou l'octroi d'autres formes d'aides ou de garanties des États.

III

POUR QUE LE NUCLÉAIRE RESTE UN ATOUT POUR LA FRANCE, L'ÉTAT DOIT PRENDRE SES RESPONSABILITÉS

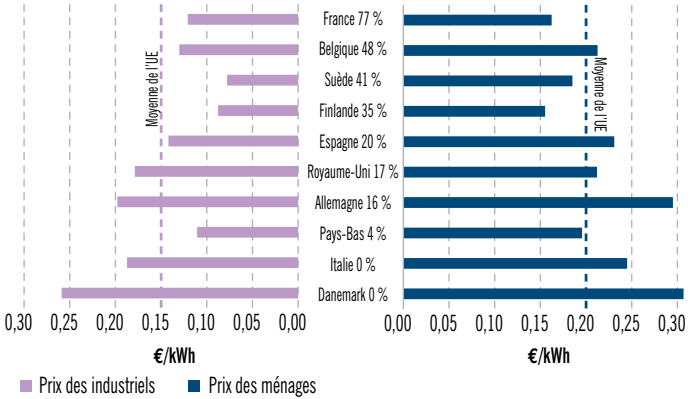
3.1. Le nucléaire permet à la France de s'inscrire pleinement dans les objectifs de la politique énergétique européenne

3.1.1. Si la compétitivité de l'électricité produite par le parc installé a été démontrée, celle du futur nucléaire est remise en question sur un marché où les coûts totaux de l'énergie ne seront pas ceux d'hier

a. L'électricité française produite par le parc installé est compétitive

Aujourd'hui, la France bénéficie d'une des électricités les plus compétitives d'Europe, tant pour les ménages que pour les entreprises (22 % plus compétitive que la moyenne de l'Union européenne pour les ménages et 19 % pour les industriels en 2014, *cf.* graphique ci-après). Ces prix de l'électricité sont un atout pour les entreprises françaises dans la compétition internationale, notamment pour les plus électro-intensives (chimie, sidérurgie, plasturgie, papeterie, etc.). Cela est d'autant plus critique, aujourd'hui, dans le contexte d'intensification de la concurrence auquel l'industrie française fait face.

Figure 12 - Prix de l'électricité en Europe en 2015 (€/kWh) et part du nucléaire dans la production d'électricité en 2014



Source : IAEA, Eurostat.

En France, il est clair que le parc nucléaire historique constitue l'un des déterminants des prix bas de l'électricité. Par ailleurs, le nucléaire est le seul moyen de production permettant notamment aux industries électro-intensives de disposer d'une électricité bas-carbone « en base ». Enfin, la faible volatilité des coûts du nucléaire est aussi une composante essentielle de sa compétitivité. En effet, le combustible représente environ 10 % seulement du coût complet de production[83], ce qui rend cette source d'énergie peu dépendante des cours de l'uranium. *A contrario,* le combustible représente environ les deux tiers[84] du coût total de production de l'électricité produite à partir du gaz. Le coût de l'électricité issue des centrales à gaz est donc très exposé à la volatilité des cours sur les marchés internationaux.

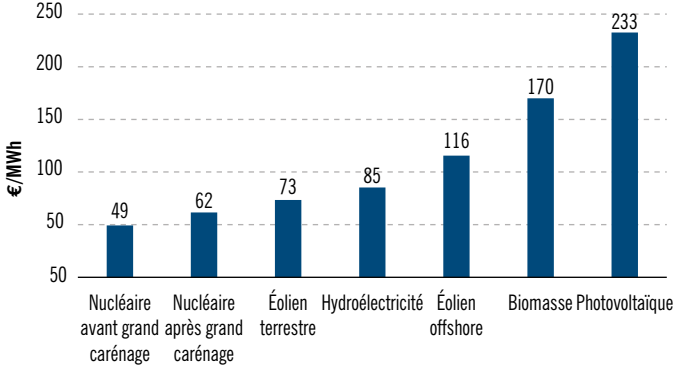
[83] Commission d'enquête parlementaire sur les coûts du nucléaire, 2014.
[84] *World Energy Outlook,* AIE, 2014.

Cependant, les coûts de production du parc nucléaire historique français présentent également des incertitudes à long terme. En premier lieu, les investissements nécessaires à la prolongation du parc vont peser sur le coût de production. Selon EDF, le coût du grand carénage devrait atteindre 55 milliards d'euros sur la période 2011-2025[85]. Ce coût inclut la maintenance « normale », la rénovation ou le remplacement de gros composants dont la durée de vie est inférieure à 40 ans, ainsi que des investissements visant à l'amélioration de la sûreté (en incluant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima). Le dernier rapport sur les coûts du nucléaire de la Cour des comptes[86] juge qu'il est plus pertinent de regarder les investissements nécessaires sur la période 2011-2033, qu'elle estime à hauteur de 110 milliards d'euros. Avec ces hypothèses, la Cour des comptes estime ainsi que le coût complet de production du parc historique devrait atteindre 61,6 €/MWh, soit 24 % de plus qu'en 2010, la moitié de cette augmentation étant attribuable au grand carénage. Cet impact n'est pas négligeable. Cependant, il ne remet pas en question la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres sources d'énergie.

[85] Audition de Dominique Minière, directeur délégué à la direction Production-Ingénierie, devant la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur la filière nucléaire, le 20 février 2014.

[86] *Le coût de production de l'électricité nucléaire,* Cour des comptes, 2014.

Figure 13 - Estimation des coûts moyens de production du nucléaire et de différentes sources d'énergies renouvelables en France en euros par MWh



Sources : DGEC, 2008 actualisé par l'UFE en 2011 ; « Énergie 2050 », 2012 ; Cour des comptes ; CRE.

b. Des leviers peuvent être activés pour maîtriser la hausse des coûts du nucléaire

Le nucléaire est confronté à une hausse de ses coûts en France et dans le monde. Certains facteurs de cette hausse sont structurels, d'autres conjoncturels. Comme facteur structurel, les nouvelles constructions de centrales, celles de génération III, ont fait l'objet d'une élévation forte des exigences de sûreté tant dans le design des réacteurs que dans les normes de construction. Cette élévation de la sûreté n'a évidemment pas été sans impact sur les coûts de construction de ces nouvelles centrales.

Le nucléaire voit aussi son coût de production grevé par une multiplication de dépenses ou provisions qu'on ne fait supporter à presque

aucune autre industrie. Que ce soient pour la gestion des déchets ou pour les contraintes de seuil de libération suite au démantèlement, le nucléaire, et tout particulièrement le nucléaire français, se trouve face à de fortes contraintes réglementaires. En France, les exploitants d'installations nucléaires et les producteurs de déchets ont pour obligation de provisionner les fonds nécessaires pour permettre le financement à terme des opérations de démantèlement et de gestion des déchets. L'évaluation de ces charges est très encadrée et soumise à un haut niveau de transparence, dans l'objectif de s'assurer qu'elles ne soient pas supportées par les générations futures. Cependant, plusieurs sources d'incertitudes demeurent sur les charges à supporter et sur l'enveloppe globale à provisionner, compte tenu de l'éloignement de l'échéance des projets, de la complexité des éléments de coût à évaluer, du manque de retour d'expérience et des fortes variations des montants en fonction du taux d'actualisation retenu. Pour autant, ces incertitudes n'impactent que marginalement le coût du MWh produit : la Cour des comptes estime qu'une augmentation de 50 % du devis des démantèlements n'augmenterait le coût du MWh nucléaire que de 2,5 % et qu'une augmentation de 80 % du coût de gestion des déchets n'augmenterait le coût du MWh nucléaire que de 1 %. Ces incertitudes ne remettent pas en cause la compétitivité future de l'électricité nucléaire française car ils représentent une très faible part du coût du MWh produit.

D'autres facteurs conjoncturels expliquent la hausse des coûts du nucléaire. Pour comparer les coûts du nouveau nucléaire, les premières constructions des réacteurs de génération III sont prises comme étalon. Or, il s'agit encore de prototypes.

Des leviers industriels existent pour réduire les coûts de construction des prochains réacteurs de génération III.

L'optimisation du design du réacteur reste une priorité. Après une longue période d'inactivité depuis la dernière construction d'un réacteur de génération II, la filière devrait aussi pouvoir bénéficier des effets d'apprentissage de ses chantiers d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 pour faire des gains de compétitivité lors de la construction des prochains réacteurs EPR.

De la capacité de la filière à réduire les coûts de construction du nouvel EPR et à tenir ses engagements contractuels dépendra la compétitivité du nucléaire dans les prochaines années. Dans tous les cas, le coût futur du nucléaire devra être comparé au coût complet des autres énergies (coûts de réseau, coûts de démantèlement…).

c. À l'avenir, la comparaison de la compétitivité des énergies va devoir aller au-delà du simple coût de production et prendre en compte celui des externalités

La compétitivité future du nucléaire devra bien entendu se mesurer à celle des autres sources d'électricité, en particulier des renouvelables.

La compétitivité est historiquement évaluée sur un indicateur : le coût de production de l'électricité.

Les énergies renouvelables ont connu une décroissance forte, durant ces dernières années, de leurs coûts de production. Ces coûts devraient continuer à baisser, mais le rythme de cette décroissance ne sera sûrement pas comparable à celui de ces dernières années pour les filières éolienne terrestre et photovoltaïque.

La filière éolienne terrestre, d'une part, est aujourd'hui mature avec une technologie éprouvée et des effets de série déjà en grande partie

consommés. Les marges de progression risquent donc d'être réduites à l'avenir. Par ailleurs, les zones les plus propices à l'installation d'éoliennes, avec les meilleurs rendements, ont été exploitées en priorité. Dans son rapport sur le coût des renouvelables[87], la CRE signale d'ailleurs que « les coûts des parcs éoliens à terre mis en service au cours des dernières années sont restés globalement stables ».

Quant à la décroissance des coûts de l'énergie photovoltaïque, bien engagée depuis quelques années, elle devrait se poursuivre. Néanmoins, dans son rapport sur les coûts des renouvelables, la CRE rappelle que si les coûts des installations photovoltaïques ont baissé de manière conséquente, cette diminution a pour cause principale une baisse des coûts des modules photovoltaïques. Or, cette baisse des coûts des modules est surtout due à l'irruption des importations chinoises sur le marché. Un tel événement ne se reproduira pas.

Cependant, la comparaison des seuls coûts de production n'est plus pertinente pour évaluer la compétitivité des sources d'énergie, compte tenu du renchérissement des coûts des externalités :

- pour les énergies renouvelables, il s'agit des coûts de réseau et des coûts liés à la gestion de l'intermittence. En effet, il faut construire beaucoup de nouvelles lignes pour accueillir ces moyens diffus de faible puissance et des investissements sont nécessaires pour installer des équipements favorisant la gestion dynamique des réseaux pour faire face à l'intermittence de la production renouvelable. La Cour des comptes estime les investissements nécessaires pour faire face à ces besoins d'ici 2020 à 1,2 milliard d'euros pour RTE[88] et

[87] *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine,* CRE, 2014.
[88] *La politique de développement des énergies renouvelables,* Cour des comptes, 2013.

entre 4,3 et 9,8 milliards pour ERDF[89]. De plus, des moyens opérationnels conventionnels vont devoir être réservés, générant des coûts que l'OCDE et l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) chiffrent pour la France à 15 €/MWh dès lors que le photovoltaïque atteindrait plus de 10 % de la puissance totale installée[90]. Une autre solution à la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables reste aussi le stockage de l'électricité dont le déploiement technico-industriel reste à organiser ;

- pour les énergies fossiles, il s'agit du prix du carbone dont le renchérissement est souhaitable face aux enjeux de lutte contre le réchauffement climatique.

Aussi, la compétitivité du futur nucléaire devra se mesurer à celle des autres sources d'électricité, en intégrant le coût de ces externalités. L'évolution relative des compétitivités n'est pas prédictible et peut même faire l'objet de vraies ruptures économiques. C'est bien dans un tel contexte que devront être prises, à l'avenir, les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de production d'électricité.

3.1.2. L'énergie nucléaire renforce la sécurité d'approvisionnement de la France

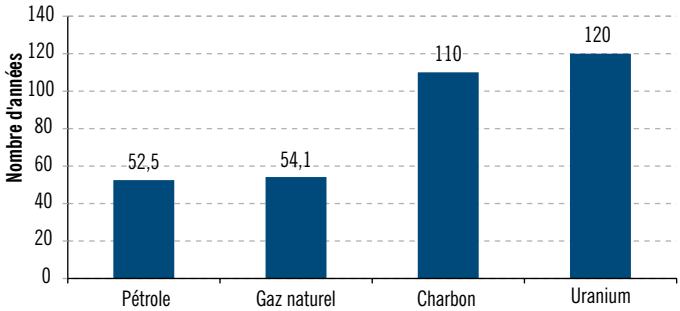
L'uranium est un métal relativement courant dont les réserves sont évaluées à environ 120 ans de consommation au rythme actuel[91]. Ces réserves sont importantes si on les compare à celles des énergies fossiles.

[89] Conseil national de la transition énergétique, 2013.

[90] *Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone,* OCDE-AEN, 2012.

[91] AEN – « Uranium 2014 : Resources, Production and Demand » pour l'uranium.

Figure 14 - Ratio ressources/production en année



Sources : BP 2014 pour les ressources fossiles « habituelles », AEN – « Uranium 2014 : Resources, Production and Demand » pour l'uranium.

De plus, le chiffre de 120 ans ne fait état que des ressources connues et accessibles à l'heure actuelle. L'amélioration des techniques d'extraction, l'augmentation de l'efficacité des réacteurs, l'utilisation de combustibles usés ou d'uranium appauvri (objet du développement des réacteurs de génération IV), ou encore le recours à des combustibles de substitution comme le thorium sont autant de leviers qui permettent d'envisager un ratio ressources/production bien plus élevé.

Par ailleurs, les réserves « raisonnablement assurées », c'est-à-dire recouvrables à un coût d'extraction satisfaisant, viennent de parties très diverses du monde, dont les pays de l'OCDE représentent une part non négligeable, ce qui contribue à garantir une certaine sécurité d'approvisionnement. En effet, en 2013, l'Australie disposait de 29 % des réserves prouvées d'uranium naturel, le Canada 8 % et les États-Unis 4 %, soit plus de 40 % des réserves mondiales pour

les pays de l'OCDE[92]. *A contrario,* les pays de l'OCDE ne détiennent que 15 % des réserves mondiales de pétrole et 9 % des réserves de gaz[93].

La France, en particulier, a réussi à sécuriser une partie de l'approvisionnement nécessaire à son parc nucléaire. Le portefeuille d'AREVA assure en effet à la France des réserves correspondant à 28 années de consommation du parc actuel[94]. Par ailleurs, EDF détient sur le territoire français des stocks correspondant à plusieurs années de consommation (de trois à cinq). À titre de comparaison, le volume total des capacités de stockage de gaz naturel sur le sol français est d'un peu plus de 10 milliards de m^3, soit environ trois mois de consommation. Pour le pétrole, des stocks stratégiques, mis en place par la loi Billardon du 31 décembre 1992, correspondent à 27 % des ventes de l'année précédentes, soit également un peu plus de trois mois.

Aujourd'hui, le taux d'indépendance énergétique de la France, c'est-à-dire le rapport entre la production et la consommation d'énergie primaire, est de 56 %[95]. Sans l'énergie nucléaire, toute chose égale par ailleurs, il ne serait que de 10 %. D'ailleurs, dans les scénarios élaborés par l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE) pour la transition énergétique, celui qui s'affranchit de l'obligation de réduire la part du nucléaire à 50 % à horizon 2025 est aussi celui qui maximise l'indépendance énergétique et minimise le déficit du commerce extérieur, grâce à une diminution de l'importation des combustibles fossiles[96].

[92] *Supply of Uranium,* World Nuclear Association, 2014.

[93] Source : US Energy Information Administration 2015.

[94] Assemblée nationale, Commission d'enquête parlementaire sur les coûts du nucléaire, 2014.

[95] Commissariat général au Développement durable.

[96] *Scénarios pour la transition énergétique,* ANCRE, 2013.

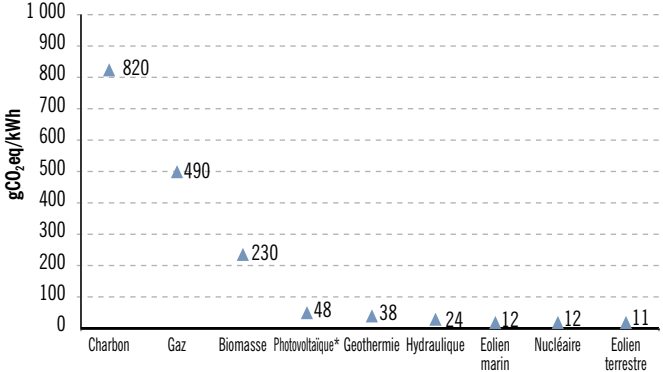
3.1.3. L'économie française est peu carbonée grâce à l'énergie nucléaire

Pour déterminer le niveau d'émissions de gaz à effet de serre liées à une source d'énergie, il convient d'étudier cette source d'énergie sur tout le cycle de vie, de la production des composants au démantèlement de la centrale, en passant par la construction et l'exploitation.

Le GIEC a calculé les émissions de gaz à effet de serre de chaque énergie sur l'ensemble de son cycle de vie. Comme le montre le graphique ci-dessous, les émissions de gaz à effet de serre du nucléaire s'établissent à une valeur médiane de 12 grammes par kWh. Le nucléaire produit donc une énergie bien moins carbonée que le gaz ou le charbon. Mais on peut également noter que le niveau médian d'émissions de gaz à effet de serre du nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie est équivalent à celui de l'éolien, deux fois moins élevé que celui de l'hydroélectricité[97], trois fois moins élevé que celui de la géothermie et quatre fois moins élevé que celui des grandes fermes photovoltaïques (la fabrication des panneaux solaires est émettrice de gaz à effet de serre car l'extraction de métaux rares est très coûteuse en énergie).

[97] Pour l'hydroélectricité, la très grande dispersion des niveaux d'émission en fonction des moyens de production est due aux très fortes émissions occasionnées par les très grands barrages notamment brésiliens ou chinois (qui à la fois empêchent les arbres d'absorber du CO_2 dans les zones inondées et dégagent des quantités très importantes de GES par la décomposition anaérobie de la matière organique submergée).

Figure 15 - Émissions de CO_2 par source de production électrique

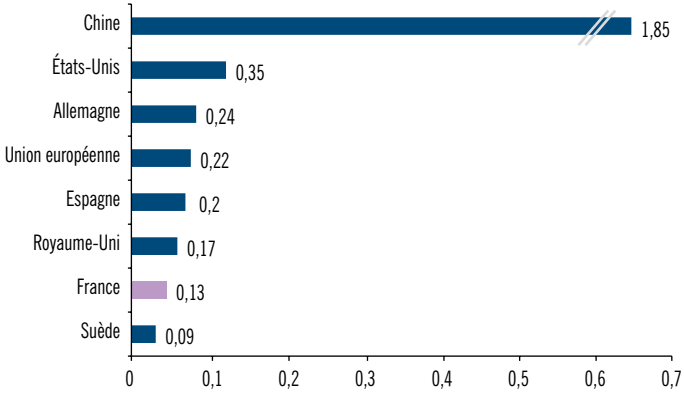


** Installations à grande échelle*

Sources : GIEC, « IPCC Working Group III – Mitigation of Climate Change, Annex II I: Technology - specific cost and performance parameters », 2014.

Avec 77 % de sa consommation électrique d'origine nucléaire, l'intensité carbone de l'économie française (volume de CO_2 émis pour une unité de PIB) est une des plus faibles d'Europe, avec seulement 0,13 kgCO_2 par dollar en 2013. Elle est ainsi 35 % inférieure à la moyenne européenne. À titre de comparaison, l'intensité carbone de l'économie allemande est deux fois plus élevée.

Figure 16 - Intensité carbone de l'économie en kilo équivalent CO_2 par dollar en 2013



Source : AIE - *CO_2 Emissions from Fuel Combustion*, 2015.

3.2. La LTE établit le principe d'une diversification accrue du mix électrique mais le rythme imposé et l'absence de flexibilité menacent la réussite de la transition

3.2.1. La LTE fixe une trajectoire très ambitieuse de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, dont la France suit difficilement le rythme

La Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite loi de transition énergétique (LTE) établit une trajectoire pour la transition énergétique en France, dans le but de réduire de 40 % les émissions de gaz à effet de serre en 2030 par

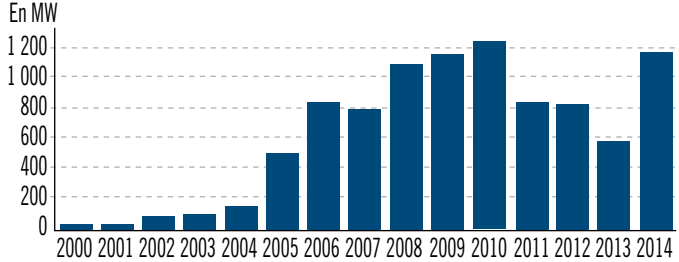
rapport à leur niveau en 1990. En particulier, elle établit une trajectoire de diversification du bouquet électrique et fixe des objectifs très ambitieux en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables :

- réduire la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 et de 50 % en 2050 par rapport à 2012 ;
- diminuer la consommation de 30 % d'énergies fossiles dans la consommation finale en 2030 ;
- atteindre 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et 40 % dans la production d'électricité en 2030.

Ces objectifs à l'horizon 2030, voire 2050, se doublent d'objectifs intermédiaires qui fixent un rythme très soutenu pour la transition énergétique. En matière d'éolien par exemple, la tenue des objectifs 2020 impliquerait de mettre en service en moyenne 2,6 GW d'installation éoliennes par an. Or, entre 2005 et 2014, le rythme annuel moyen de développement de la puissance installée éolienne est de 0,9 GW par an, et le record d'installation annuel s'établit à un peu plus d'1,2 GW, en 2010.

Malgré les récentes simplifications administratives consenties en faveur des énergies renouvelables, leur développement continue notamment de se heurter, comme toute autre infrastructure, à des questions d'acceptabilité locale (notamment pour les éoliennes terrestres). La nécessaire concertation locale prévue par les procédures administratives induit indubitablement des délais et facilite la multiplication des recours juridictionnels, donc des délais de réalisation.

Figure 17 - Puissance installée d'énergie renouvelables en France par année de mise en service



Source : SOeS, d'après raccordements ERDF, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD.

Le premier jalon de 2020, pris dans le cadre du paquet énergie-climat, fixant à 23 % la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie, sera donc difficilement atteint.

Par ailleurs, l'évolution vers un mix électrique incluant une forte proportion d'énergies renouvelables implique des changements structurels sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité, pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables :

- développement de nouvelles lignes pour permettre le foisonnement (rencontre d'une production et d'une demande spatialement très dispersées) ;
- introduction de capacités de stockage d'électricité, notamment infra-journalier et inter-saisonnier ;
- renforcement du pilotage du réseau en temps réel pour ajuster la production et la distribution.

Ces changements sont complémentaires et doivent tous être réalisés pour pouvoir introduire une part significative d'énergies renouvelables

dans le mix électrique sans déstabiliser l'équilibre du réseau. Mais ils prendront du temps à se mettre en place. Les technologies de stockage ne sont aujourd'hui pas toutes matures d'un point de vue technico-industriel[98], et le modèle économique associé est encore à trouver. En effet, si les stations de transfert d'énergie par pompage sont une solution mature et suffisante pour répondre aux besoins d'équilibrage inter-journaliers, les stockages inter-saisonniers *(power-to-gaz)* et surtout infra-journaliers (batteries de grande capacité et stockage par air comprimé) sont encore en phase de développement ou de démonstration.

Sur le plan économique, au-delà des coûts associés aux changements structurels mentionnés ci-dessus, la maturité actuelle des énergies renouvelables fait que celles-ci ne sont aujourd'hui pas rentables sans subventions (le plus souvent *via* des tarifs réglementés d'achat). Comme nous l'avons vu au travers de l'analyse du cas allemand dans le second chapitre de ce rapport, plus le développement des énergies renouvelables est accéléré et plus il pèse lourdement sur la facture du consommateur final. En France, les charges prévisionnelles de la CSPE s'élèvent ainsi à sept milliards d'euros pour l'année 2016, dont 75 % (soit plus de cinq milliards d'euros) sont affectés au développement des énergies renouvelables (montant qui a plus que triplé en cinq ans)[99].

[98] *Energy Storage technologie Roadmap,* AIE, 2013.

[99] Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

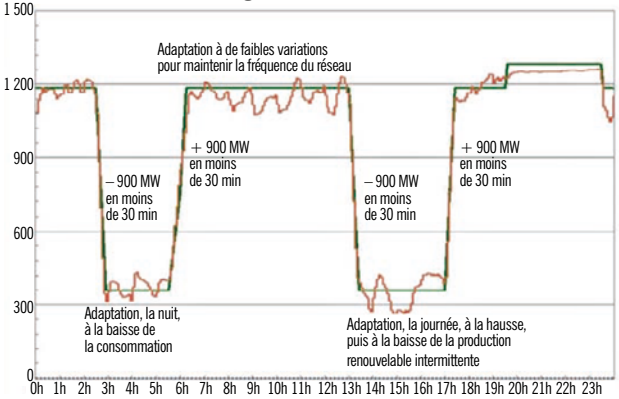
3.2.2. La LTE réaffirme le rôle d'un socle nucléaire, atout pour accompagner la transition énergétique

En parallèle de la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, la LTE réaffirme le rôle du nucléaire en tant que socle de la transition énergétique. Si elle insiste sur la nécessité de diversifier le mix énergétique français, elle ne remet nullement en question le rôle central du nucléaire dans le mix électrique futur.

Le parc nucléaire français est, de fait, un atout incontestable pour accompagner la transition vers plus d'énergies renouvelables. La production nucléaire, prévisible et pilotable[100], permet d'assurer la production en « base » indispensable pendant la phase d'adaptation du réseau. Au-delà de cette production en base, la singularité du mix français a conduit EDF à développer une expertise forte de modularité de la production électrique nucléaire, qui permet de répondre au moins partiellement à l'intermittence des énergies renouvelables. L'exigence de modulation est d'ailleurs renforcée dans le design de l'EPR.

[100] En 2014 les indisponibilités fortuites ne représentaient que 2,4 % de la production nominale d'une centrale. Source : Rapport annuel, EDF, 2014.

Figure 18 - Puissance produite par un réacteur de Golfech de 1 300 MW pendant 24 h, en réponse aux variations de la consommation d'électricité et de la production d'énergies renouvelables



Source : EDF, septembre 2015.

Du point de vue économique, le faible coût de production de l'électricité issue du parc nucléaire historique permet de maintenir un niveau de taxes élevé pour financer cette transition énergétique tout en conservant une facture soutenable pour le consommateur.

Le nucléaire français est donc un atout pour accompagner le développement des énergies renouvelables. Il peut, par ailleurs, être un atout pour leur développement dans les autres pays européens voisins, *via* les interconnexions des réseaux. En ce sens, la place centrale qu'il occupe au sein de la LTE est totalement justifiée.

3.2.3. Le rythme de décroissance de la part du nucléaire dans le bouquet et l'absence de flexibilité sont préjudiciables aux intérêts de notre pays comme à la filière nucléaire

D'une part, la LTE fixe pour objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. D'autre part, elle établit un plafond de capacité nucléaire installée de 63,2 GW (c'est-à-dire l'équivalent de la capacité installée actuelle).

Ces objectifs pour la capacité nucléaire, d'une part, et la production assortie d'un horizon de temps, d'autre part, ne semblent reposer que sur une volonté de diversification du mix. Ainsi, le plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire à 50 % ne correspond pas à la production d'électricité « en base » (qui aujourd'hui représente environ 60 % de la production). Ils s'avèrent préjudiciables aux intérêts de notre pays car ils imposent un rythme de transition qui n'est pas tenu à ce jour et, de surcroît, dans un contexte d'incertitudes fortes sur la demande d'électricité comme sur la compétitivité future des sources d'énergies. Ces plafonds ont aussi des conséquences négatives et insuffisamment évaluées sur la filière nucléaire, la gestion des déchets, et finalement sur les charges supportées par le consommateur et la collectivité.

a. La suppression de marges de manœuvre pour adapter l'appareil de production aux incertitudes pesant sur la consommation et l'évolution de la compétitivité des sources d'énergies

La LTE introduit des contraintes fortes dans l'évolution du mix. En effet, elle impose un rythme de transition et supprime des marges de manœuvre pour assurer la sécurité énergétique au meilleur coût, dans un contexte de fortes incertitudes sur l'évolution de la demande

d'électricité comme sur celle des technologies et de leur compétitivité.

Dans les 20 à 30 prochaines années, la demande d'électricité nationale, comme la demande d'importation des pays voisins connectés, restent soumises à d'importantes incertitudes puisqu'elles dépendent de la croissance économique et démographique, de l'évolution des usages et de notre capacité à atteindre les objectifs d'efficacité énergétique.

Ensuite, comme nous l'avons déjà mentionné, les évolutions des technologies de l'énergie et de la compétitivité de leurs coûts totaux sont également pleines d'incertitudes. Par exemple : quel sera demain le prix du carbone ? est-ce que des solutions de production d'énergie photovoltaïque combinée à du stockage, très disruptives en termes de coûts, verront le jour ?

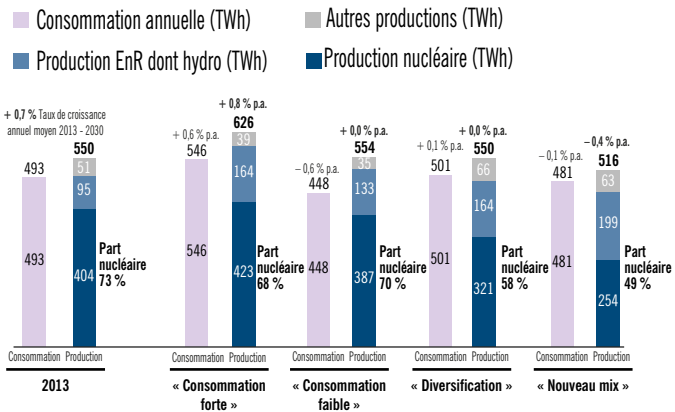
Dans ce contexte, il y a tout d'abord un risque que le rythme de transition imposé par la LTE soit trop élevé au regard du déploiement réel des énergies renouvelables et de celui des solutions de gestion de l'intermittence. En conséquence, une capacité de production nucléaire plafonnée à 50 % serait insuffisante pour satisfaire les besoins d'approvisionnement en électricité bas-carbone du pays. Sans parler des services que peut rendre le parc installé à la plaque européenne.

Par ailleurs, le respect de la LTE impose de fermer des centrales nucléaires du parc installé. Or, les incertitudes sur l'évolution des technologies et leur compétitivité nous poussent à envisager un prolongement des centrales actuelles. Cela permettrait de retarder les décisions d'investissements dans de nouvelles capacités à durée

d'exploitation longue (comme les centrales à gaz ou les centrales nucléaires) et donc de choisir les technologies qui seront alors les plus compétitives.

Les scénarios prospectifs établis par RTE dans son bilan prévisionnel de l'offre et de la demande d'électricité de 2014 permettent de constater la variabilité des besoins de production nucléaire à l'horizon 2030. Ils illustrent ce besoin de conserver de la flexibilité.

Figure 19 - Comparaison des principales hypothèses des 4 grands scénarios de RTE sur l'évolution 2013-2030



Source : EDF, septembre 2015.

En synthèse, il n'est donc pas souhaitable d'inscrire dans la loi de telles limitations de la capacité et du volume de production d'énergie nucléaire à l'horizon 2025, alors que cette énergie est, aujourd'hui, la seule à être disponible « en base », compétitive et décarbonée.

b. Des impacts sur la filière industrielle, la gestion des déchets et les charges supportées par le consommateur et la collectivité

À très court terme, le plafond relatif à la puissance installée totale va obliger EDF à arrêter deux réacteurs sur les 58 actuellement en service, pour compenser la mise en service de l'EPR de Flamanville. Selon une commission d'enquête parlementaire en 2014, cet arrêt de centrales encore autorisées à fonctionner par l'ASN et compétitives pourrait coûter cinq milliards d'euros à l'État, hors démantèlement[101].

Au-delà, le plafonnement à 50 % de la part du nucléaire dans la production électrique à horizon 2025 aurait pour conséquence la fermeture de 17 à 20 tranches nucléaires si la consommation d'électricité restait stable ou croissait très peu. La loi aurait donc un impact énorme sur l'appareil de production d'électricité français (l'équivalent d'entre – 122 et – 144 TWh de production annuelle en 2015) sur un horizon de temps court à l'échelle de celui qui régit les investissements dans le secteur énergétique.

Un tel scénario aurait un impact majeur sur la stratégie industrielle d'EDF, sur ses revenus, sa rentabilité comme sur la valorisation de ses actifs, encore une fois dans un horizon de temps très court qui fragiliserait grandement l'énergéticien.

La remise en cause du programme de maintenance d'EDF, induite par la non-prolongation ou la fermeture anticipée de certaines centrales, aurait également des répercussions importantes sur l'ensemble de la filière nucléaire. Plus de 80 % du chiffre d'affaires de la filière

[101] Hervé Mariton et Marc Goua, Rapport d'information sur le coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim, 30 septembre 2014, Bibliothèque des rapports publics, La Documentation française.

nucléaire française est réalisé en France, et le parc installé compte pour 51% de la valeur ajoutée totale de cette filière[102]. Une réduction de ce volume d'activité d'un tiers fragiliserait ces acteurs et poserait le problème du maintien des compétences chez certains d'entre eux.

À l'inverse, les fermetures anticipées auraient pour conséquence de bouleverser totalement le calendrier des démantèlements et poseraient la question de la soutenabilité, pour les industriels concernés, de ce nouveau calendrier.

L'organisation de la gestion des déchets et matières radioactives serait remise en cause par la décision de fermeture anticipée de ces centrales et par la réduction durable de la capacité installée de production nucléaire. Certes, ces fermetures se traduiraient par une baisse des déchets radioactifs due à une plus faible durée d'exploitation, mais elles auraient également pour conséquence d'avancer le calendrier de stockage des déchets issus du démantèlement de ces centrales. Cela poserait, d'une part, la question de la disponibilité des solutions de stockage et augmenterait le coût actualisé de la gestion de ces déchets et, d'autre part, ferait peser une incertitude sur l'avenir du retraitement des combustibles usés et sur l'utilisation du stock de matières valorisables utilisables dans les réacteurs de génération IV, comme nous le détaillerons plus loin dans ce rapport.

Enfin la fermeture prématurée d'un nombre important de réacteurs aurait également un coût pour la collectivité qui n'a pas été estimé dans sa globalité :

- des coûts directs pour la collectivité, évalués dans le rapport parlementaire sur le coût de la fermeture anticipée de Fessenheim et

[102] CSFN, Cartographie de la filière nucléaire, 2012.

dans un rapport conjoint de l'INSEE Alsace et de la Direction régionale de l'environnement. Ils incluent le coût social en termes d'emploi (850 salariés d'EDF et 510 employés chez des sous-traitants) et les pertes de revenus fiscaux pour les collectivités locales concernées ;

- des coûts directs pour l'exploitant, que l'État pourrait être amené à dédommager et que la Cour des comptes a estimés pour chaque réacteur[103] : diminution des recettes de l'ordre de 2 milliards d'euros (nette de la diminution des charges d'exploitations) ; perte des actifs de production valorisée à un peu moins de 2 milliards d'euros par an ; mais, à l'inverse, diminution des coûts de maintenance de 1,5 milliard d'euros par an environ ;
- enfin, indirectement, le mauvais signal passé aux investisseurs, comme aux prospects et clients de la filière nucléaire à l'export, au travers de ces fermetures anticipées, pourrait engendrer une augmentation du coût de financement du nucléaire et une pénalisation de l'ensemble de la filière, tant pour les activités restantes sur le sol national qu'à l'exportation.

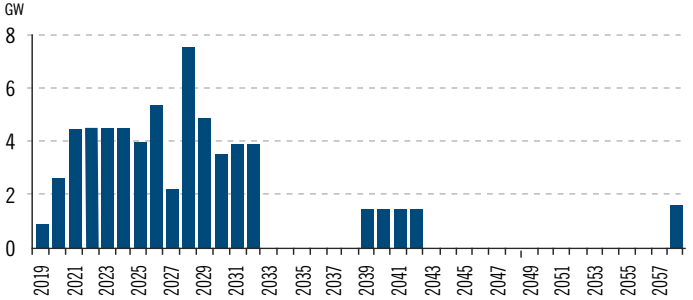
[103] « La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever », *Rapport public annuel,* Cour des comptes, 2016.

3.3. Il est primordial de programmer le renouvellement d'une partie du parc nucléaire français d'ici 2017

3.3.1. Il convient d'acter dès aujourd'hui la nécessité de disposer de nouveaux réacteurs d'ici 2030

75 % du parc français actuel a été construit entre 1980 et 1990, soit 42 réacteurs. Si leur durée d'exploitation fut initialement fixée à 40 ans, Il est envisagé aujourd'hui de la prolonger jusqu'à 50 ans, voire 60 ans pour les plus récents, comme cela se fait actuellement aux USA, où 75 % des réacteurs ont obtenu une prolongation de licence jusqu'à 60 ans. En effet, la prolongation de toutes les tranches actuelles est, dans les hypothèses actuelles de prix de combustibles, la solution de loin la plus économique.. Cette prolongation de l'exploitation des réacteurs est bien entendue soumise à l'autorisation de l'ASN, qui se prononcera à l'issue de la quatrième et de la cinquième visites décennales de sûreté de chaque réacteur du parc pour 10 ans supplémentaires. Les dates de la quatrième visite décennale s'échelonnent entre 2020 et 2030.

Figure 20 : Programme de la quatrième visite décennale de l'ASN (en GW inspectés par an)



Pour autant, on ne peut exclure que certaines tranches ne doivent être arrêtées avant leurs 60 ans, pour des raisons de sûreté ou technico-économiques. Il faut donc être prêt au renouvellement d'une partie du parc nucléaire à partir de 2030, et à la construction d'une série de réacteurs, plus ou moins importante selon les scénarios.

Pour pouvoir évaluer les besoins de renouvellement du parc électro-nucléaire, indépendamment des fermetures anticipées qui pourraient être induites par la LTE, nous avons défini dans le cadre de l'élaboration de ce rapport, trois scénarios fictifs de prolongation des centrales nucléaires historiques[104] :

- Un scénario haut, dans lequel les réacteurs de 900 MW (les plus anciens du parc français) sont tous prolongés jusqu'à 50 ans, et les autres réacteurs (1 300 MW) sont prolongés jusqu'à 60 ans ;

[104] Estimation pour les réacteurs existants à partir de la puissance nette et du taux de disponibilité 2013 ; estimation pour l'EPR à partir des performances annoncées. Source des données : *Les centrales nucléaires dans le monde,* CEA, 2014 et *La poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans,* ASN, contrôle n° 198, novembre 2014.

- Un scénario médian, dans lequel seule la moitié des tranches de 900 MW est prolongée jusqu'à 50 ans, tous les réacteurs de 1 300 MW sont prolongés jusqu'à 50 ans mais seulement la moitié jusqu'à 60 ans ;
- Un scénario bas, dans lequel aucun réacteur de 900 MW n'est prolongé au-delà de 40 ans, et seule la moitié des réacteurs de 1 300 MW est prolongée jusqu'à 50 ans.

Nous avons confronté ces scénarios aux besoins d'électricité nucléaire identifiés par RTE dans son bilan prévisionnel. Pour les besoins de l'analyse, nous avons prolongé les scénarios de RTE jusqu'en 2040. Le graphique ci-dessous présente cette comparaison (à noter que l'EPR de Flamanville est inclus dans notre estimation de la production du parc historique).

Figure 21 - Comparaison des besoins en électricité nucléaire selon les scénarios de RTE et les scénarios de production disponible du parc installé entre 2017 et 2040

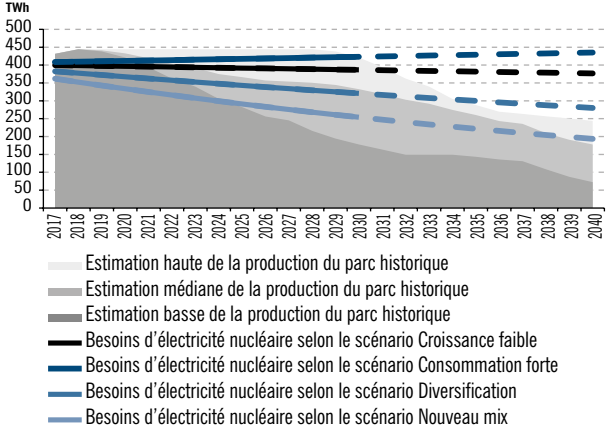


Figure 22 - Année à partir de laquelle la production du parc historique devient insuffisante pour répondre à la demande

		Scénarios RTE de consommation électrique			
		Consommation forte	Croissance faible	Diversification	Nouveau mix
Capacité disponible de production d'électricité du parc historique	Estimation haute	2030	2032	2035	
	Estimation médiane	2022	2023	2032	2039
	Estimation basse	2021	2021	2023	2025

Ces deux graphiques montrent que selon les scénarios, le parc actuel ne satisfait pas aux besoins identifiés par RTE à l'horizon 2025-2030 (voire à l'horizon 2020 dans certains scénarios).

Par ailleurs, il faut compter huit à dix ans pour la mise en service d'un nouvel EPR en France : environ six à huit ans de construction auxquels il faut ajouter environ deux ans pour le processus menant à la publication d'un décret d'autorisation de construction d'une installation nucléaire de base (INB). En prenant l'hypothèse qu'une décision de construction neuve ne sera pas prise avant la prochaine élection présidentielle, un nouveau réacteur pourra, au mieux, être mis en service vers 2025.

Compte tenu du rôle central joué par l'électricité nucléaire dans le mix électrique français, réaffirmé dans la LTE, il est clé d'acter, d'ici 2017, la nécessité de construire de nouvelles capacités nucléaires.

3.3.2. Le renouvellement du parc français doit tenir compte des incertitudes liées aux besoins mais également des facteurs industriels de compétitivité du nucléaire

Dans un contexte de transition énergétique, l'exercice de programmation du renouvellement du parc français est difficile. En effet, comme nous l'avons vu, dans les prochaines décennies, une multitude d'incertitudes planent sur l'ampleur des besoins électriques et sur l'évolution de la compétitivité des sources d'énergie (incluant les coûts des externalités). Aussi devra-t-il faire l'objet de révisions qui prennent en compte les évolutions de ces paramètres.

Figure 23 - Nombre de réacteurs à construire à horizon 2035 selon les différents scénarios

		Scénarios RTE de consommation électrique en 2030			
		Consommation forte	Croissance faible	Diversification	Nouveau mix
Capacité disponible de production d'électricité du parc historique	Estimation haute	1	–	–	–
	Estimation médiane	8	5	–	–
	Estimation basse	16	13	8	3

Cependant la compétitivité énergétique de la France passera aussi par celle de l'énergie électronucléaire et d'une planification de ces chantiers de construction qui prend en compte à la fois les capacités mais également les leviers de compétitivité des industriels.

La planification devra d'abord prendre en compte le fait que l'industrie française a réussi à mettre en service jusqu'à six réacteurs par an dans les années 1980, performance qui ne pourra pas être reproduite. Aussi devra-t-elle intégrer un nécessaire échelonnement à la fois de la fin d'exploitation des réacteurs du parc installé et de celui des constructions neuves.

D'un point de vue industriel, le renouvellement du parc par série ou paliers successifs de construction permettrait d'optimiser la conduite des projets, d'intégrer les retours d'expérience de la série précédente, de minimiser les écarts de conception et de réalisation entre réacteurs d'une même série et ainsi de maximiser les effets d'échelle en période d'exploitation du parc. Aussi ce renouvellement par palier de plusieurs réacteurs est-il clé pour la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Les États-Unis et le Royaume-Uni, dont les parcs nucléaires ont été construits sensiblement en même temps que le parc français ont déjà pris la mesure de ces besoins. Le projet d'Hinkley Point au Royaume-Uni est le premier d'une série de projets visant à renouveler et à étendre le parc anglais de réacteurs, avec une vision construite, de long terme, sur la composition de ce parc. Les États-Unis, qui envisagent pourtant de prolonger leurs réacteurs au-delà de 60 ans, ont également démarré le renouvellement de leur parc. Cette anticipation et cette visibilité sont plus que nécessaires pour la filière industrielle française, afin qu'elle se prépare et qu'elle soit en mesure, à terme, de faire face à un rythme de construction suffisant au renouvellement du parc.

Le nombre de nouveaux réacteurs dépendra des facteurs déjà évoqués mais aussi de la capacité de la filière nucléaire à démontrer sa compétitivité. En effet, un des enjeux majeurs est la maîtrise du coût

de construction et d'exploitation de l'EPR. Le nouvel EPR, qui prend en compte les retours d'expérience des chantiers d'Olkiluoto, de Flamanville 3 et de Taishan, a ainsi un objectif annoncé de 70 €/MWh[105].

3.4. L'État doit clarifier sa stratégie énergétique et renforcer la gouvernance de la filière nucléaire

3.4.1. La planification des capacités doit donner de la visibilité aux industriels au-delà de ce que prévoit aujourd'hui la PPE

Il est absolument primordial, pour la compétitivité de l'électricité, de donner aux industriels une visibilité suffisante sur l'évolution des capacités installées en France, et ce pour toutes les sources d'énergie.

Cette visibilité est en particulier clé pour la filière nucléaire, pour laquelle le marché national représente environ 80 % de l'activité. Elle est également indispensable aux industriels pour qu'ils puissent se préparer à mettre en œuvre les programmes évoqués. Qu'il s'agisse du grand carénage ou des constructions neuves, les investissements à prévoir sont bien plus substantiels que ceux de cette dernière décennie et nécessitent donc d'anticiper pour se doter des moyens industriels et humains nécessaires (plans de recrutement, formation, investissement dans les outils industriels) et entreprendre les nécessaires transformations pour gagner en compétitivité. Cependant, quel acteur industriel ou financier s'engagerait aujourd'hui dans un

[105] « Comment EDF espère baisser le coût du nouveau nucléaire », *Les Echos,* 21 octobre 2015.

tel plan et investirait sur un marché avec aussi peu de visibilité et autant de signaux contradictoires ?

Comme nous l'avons déjà mentionné, la fixation de plafonds de production électrique nucléaire en pourcentage du mix électrique ou en capacité, comme stipulée par la LTE, ne remplit pas cet objectif. Fournir une projection de capacité installée serait bien plus pertinent.

A minima, la fixation d'un objectif (et non d'un plafond) de consommation ou de capacité installée permettrait à EDF de s'appuyer (intégrant les décisions de l'ASN) sur des hypothèses de prolongation et de renouvellement qui reposeraient sur des bases plus solides. Dans le cas contraire, comme nous l'avons déjà évoqué, l'instabilité à laquelle serait soumis le projet industriel mettrait en danger la compétitivité de l'énergie produite en France, comme celle de l'ensemble des industriels français du nucléaire, quel que soit leur domaine d'intervention (construction, maintenance et rénovation, démantèlement ou gestion des déchets).

Le cadre proposé par l'outil de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) va dans le sens d'une visibilité accrue, à condition qu'il soit adopté et publié rapidement. La mise à jour régulière de la stratégie énergétique française, grâce à ce cadre, permettrait également un ajustement des scénarios industriels pour toutes les technologies de production d'énergie. Néanmoins, les périodes de cinq ans que couvrent les PPE successives semblent tout à fait inadaptées au cas de l'électricité nucléaire (voire aux autres sources de production d'électricité). Considérant que les périodes de prolongation du parc envisagées sont de 10 à 20 ans, qu'il faut huit à dix ans pour mettre en service un réacteur et que sa durée d'exploitation est de 60 ans, l'horizon proposé par la PPE est trop court.

Par ailleurs, à l'heure de la publication de ce rapport, les éléments figurant dans le projet de PPE semblent largement insuffisants pour répondre aux enjeux de programmation de l'énergie nucléaire. En effet, les comités de suivi de la PPE de mars et novembre 2015 dévoilent des objectifs de capacités installées en termes d'énergies renouvelables (en particulier, pour l'électricité, d'éolien et de solaire), et même le calendrier des appels d'offres associés. Cependant, l'électricité nucléaire n'y est mentionnée que pour évoquer les plafonds inscrits dans la LTE. Pourtant, comme le souligne le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, la PPE doit être l'instrument de la stratégie nationale bas-carbone, et elle « doit traiter de toutes les énergies ». Cette absence de décision est d'autant plus incompréhensible que l'électricité française reste aujourd'hui à près de 75 % produite par le parc nucléaire, et qu'il devra en produire encore beaucoup demain pour approvisionner la France. Au final, elle handicape aussi indirectement les filières des énergies renouvelables. En effet, l'absence de décision concernant l'énergie nucléaire couplée aux décisions d'investissements dans les projets d'énergies renouvelables alimente les surcapacités de production en Europe et, par conséquent, la baisse des prix de gros, fragilisant ainsi les industriels et éloignant les investisseurs.

3.4.2. Les dernières déclarations de la Ministre de l'Écologie, en particulier sur la prolongation de vie du parc existant, semblent aller dans le bon sens, mais il est aujourd'hui difficile de les articuler avec les dispositions de la LTE et les éléments précurseurs de la PPE. En outre, la clarification de la stratégie électronucléaire doit être suivie d'une feuille de route industrielle pour la gestion des déchets

a. La gestion des déchets radioactifs est soumise à un cadre législatif exigeant dont la mise en application est contrôlée

L'industrie nucléaire, comme toute autre industrie, produit des déchets. Compte tenu de la nature de ces déchets, qui peuvent présenter un fort niveau de radioactivité pour plusieurs générations, il est tout à fait légitime que leur gestion soit un sujet de préoccupation pour l'opinion et les pouvoirs publics. Sur la base de ce constat, un cadre législatif particulièrement exigeant et structuré autour des lois de 1991 et 2006 a été construit en France pour orienter l'action publique dans la gestion des déchets radioactifs (environ 60 % de ces déchets sont produits par l'industrie électronucléaire, le reste provenant des activités de recherche ou de défense et des hôpitaux) et définir les rôles et les responsabilités des différents acteurs dans ce domaine.

Ces lois, consolidées dans le code de l'environnement, définissent en particulier les missions de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), établissement public chargé de concevoir et de mettre en œuvre les solutions de gestion des déchets radioactifs ainsi que d'assurer la collecte et la gestion de ces déchets, dans les conditions de sûreté définies par l'ASN. Les principaux producteurs de déchets (AREVA, EDF et le CEA) sont responsables du traitement et du conditionnement des déchets qu'ils produisent, dans les

conditions définies par l'Andra. Ils sont également tenus de constituer des provisions financières permettant de couvrir les charges futures évaluées pour la gestion des déchets radioactifs.

Par ailleurs, l'Andra est tenue par la loi d'établir et de publier tous les trois ans l'inventaire des matières et déchets radioactifs présents en France ainsi que leur localisation sur le territoire national. Le nucléaire est ainsi la seule industrie à tenir à jour un inventaire et à garantir la traçabilité de l'ensemble des déchets qu'elle produit. Sur la base de cet inventaire, la Direction générale pour l'Énergie et le Climat (DGEC) et l'ASN pilotent l'élaboration du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) également révisé tous les trois ans par un groupe de travail pluraliste regroupant associations, industriels et représentants de l'État.

La transparence de l'ensemble de ces activités est garantie par le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN).

L'ensemble de ces dispositifs fonctionne aujourd'hui. L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), dans son rapport d'évaluation du PNGMDR 2013-2015, souligne d'ailleurs « l'avance prise par [la France] sur cette question », ainsi que la qualité du PNGMDR et de son mode d'élaboration.

b. Des filières de gestion sont définies pour chaque catégorie de déchets radioactifs et opérationnelles pour 90 % du volume de ces déchets

En France, environ 2 kg de déchets radioactifs[106] sont produits par an et par habitant. Ce volume est à mettre en perspective avec la production de déchets chimiques et toxiques annuelle, qui représente environ 100 kg de déchets par an et par habitant[107].

Les déchets radioactifs sont classés en cinq grandes familles, en fonction de leur durée de vie[108] et de leur niveau de radioactivité :

- les déchets de haute activité (HA), principalement constitués des produits de fission que l'on retrouve dans les colis de déchets vitrifiés issus des combustibles usés après traitement ;
- les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL), issus des combustibles usés après traitement et des usines de traitement (coques et embouts constituant la gaine du combustible nucléaire…) ;
- les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), « chemises » qui entourent le combustible par exemple, ou déchets issus d'activités d'autres industries (extraction des terres rares notamment) ;
- les déchets de faible activité et moyenne activité à vie courte (FMA-VC), essentiellement issus de l'exploitation (traitement d'effluents liquides ou gazeux), de la maintenance (vêtements, outils, gants, filtres, etc.) et du démantèlement des installations nucléaires ;
- les déchets de très faible activité (TFA), provenant de l'exploitation et du démantèlement des installations nucléaires (gravats, plastiques…).

[106] https://www.andra.fr/pages/fr/menu1/les-dechets-radioactifs/qu-est-ce-qu-un-dechet-radioactif-r-8.html

[107] Rapport d'information sur la gestion des matières et déchets radioactifs, Assemblée Nationale, juillet 2013.

[108] Période au terme de laquelle l'activité d'un radionucléide est divisée par deux.

Le dernier inventaire national, publié par l'Andra en 2015, recense les déchets déjà produits au 31 décembre 2013 et estime le volume des déchets produits à terminaison en prenant une série d'hypothèses structurantes : durée de fonctionnement moyenne de 50 ans de l'ensemble des réacteurs, début de démantèlement des réacteurs prévu à l'horizon 2025 et retraitement de la totalité des combustibles usés.

Figure 24 - Inventaire des déchets radioactifs en France et estimation du volume à terminaison

	Volume à fin 2013 (m^3)	Volume à terminaison (m^3)
HA	3 200	10 000
MA-VL	44 000	72 000
FA-VL	91 000	180 000
FMA-VC	880 000	1 900 000
TFA	440 000	2 200 000
Déchets sans filière	3 800	0
Total général	~ 1 460 000	~ 4 300 000

Source : Inventaire national des déchets radioactifs, Andra, 2015.

Les déchets HA, qui représentent 0,2 % du volume de déchets, concentrent 98 % de la radioactivité totale. Pour donner un ordre de grandeur, l'ensemble des déchets HA produits en France jusqu'à fin 2010 tiendrait dans une piscine olympique. Les déchets FMA-VC et TFA représentent eux environ 90 % du volume et « ne demandent que des mesures de protection limitées, voire symboliques »[109].

Pour chacune de ces catégories de déchets, l'Andra a défini des filières spécifiques de gestion des déchets. Les déchets FMA-VC et TFA disposent de filières de gestion déjà opérationnelles : les déchets

[109] Rapport d'information de la Mission d'information de l'Assemblée nationale sur la gestion des matières et déchets radioactifs, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 3 juillet 2013.

TFA sont stockés sur le Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) et les déchets FMA-VC sont stockés au sein du centre de l'Aube (CSA). Concernant les déchets FA-VL, un centre de stockage à faible profondeur dédié est à l'étude. Un point d'étape, prévu en 2018, devrait permettre de statuer sur l'industrialisation du projet. Enfin, pour les déchets MA-VL et HA, l'Andra est chargée d'étudier et de mettre en œuvre une solution de stockage géologique profond : Cigéo. Il convient de noter que le stockage géologique profond fait l'objet d'un consensus scientifique et politique au niveau international. Il est aujourd'hui considéré comme la solution de référence par presque tous les États confrontés au problème du stockage de déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue[110]. Les premiers colis de déchets devraient être descendus dans Cigéo à l'horizon 2025. Si le projet a connu une dérive de planning (la demande d'autorisation de création du stockage a pris environ trois ans de retard), et est soumis à des incertitudes sur les coûts, le choix de cette solution n'est nullement remis en question ni par l'État, ni par l'ASN, ni par les industriels.

Par ailleurs, la France a fait le choix de recycler le combustible usé. Ce choix se traduit par la fabrication de combustibles à base d'uranium de retraitement (URE) d'une part ou de mélange d'oxyde de plutonium et d'oxyde d'uranium (MOX) d'autre part. Ces combustibles, issus du traitement des combustibles usés, sont destinés à être utilisés ultérieurement dans des réacteurs du parc. Cette stratégie permet à la France de renforcer son indépendance énergétique, de disposer d'une maîtrise technologique inégalée mais également de réduire le volume

[110] Comme le précise le rapport d'évaluation du plan de gestion des matières et déchets radioactifs remis par l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques le 18 septembre 2014.

de déchets qu'elle doit stocker par cinq et leur toxicité par dix[111]. Une fois usés, les combustibles MOX et URE sont entreposés, leur utilisation étant prévue dans le cadre de l'exploitation future de réacteurs de génération IV, dits à neutrons rapides (comme par exemple le prototype développé dans le cadre du projet ASTRID par le CEA).

c. Cependant, des choix stratégiques doivent encore être pris dans un contexte de renouvellement du parc

Cela étant, les incertitudes qui pèsent sur la stratégie future de la France en matière de production électronucléaire créent des limites à la stratégie de gestion des déchets radioactifs, en particulier les déchets HA. L'absence d'un programme clair de renouvellement du parc nucléaire français pose également la question de la stratégie de retraitement et de recyclage des combustibles usés. En effet, le MOX n'est consommé que dans 22 réacteurs de 900 MW, les réacteurs de 1 300 MW n'étant pas « moxables ». L'arrêt et le non-remplacement de ces réacteurs conduirait à la fermeture des usines de retraitement en amont. Le PNGMDR envisage cette possibilité et montre qu'elle pourrait conduire à l'arrêt des usines de retraitement dès 2019 et à un doublement du volume de déchets à stocker en couche géologique profonde, éventualité que ne permet pas Cigéo dans son design actuel.

Au-delà du renouvellement du parc, les MOX et URE usés dont l'utilisation ultérieure est prévue dans les réacteurs à neutrons rapides ne sont pas considérés aujourd'hui comme des déchets. Si la décision était prise de ne pas construire de tels réacteurs sur le sol français, ces matières pourraient éventuellement être réutilisées dans des réacteurs à neutrons rapides dont la construction est envisagée dans

[111] *Ibid.*

d'autres pays (États-Unis ou Russie, par exemple). Le cas échéant, ces combustibles usés devraient être considérés comme des déchets qu'il faudrait conditionner et stocker en couche géologique profonde.

Il est par conséquent indispensable que les industriels (AREVA, EDF et le CEA) et l'Andra proposent à l'État une feuille de route industrielle de gestion des matières et déchets radioactifs, en particulier HA, établie en concertation avec l'ASN, et prenant en compte :

- des scénarios partagés de prolongation et de renouvellement du parc traitant notamment de l'avenir du MOX ;
- des scénarios d'introduction de réacteurs à neutrons rapides (issus du prototype ASTRID ou de l'industrialisation d'une technologie développée par un autre acteur) ou d'autres solutions de valorisation des combustibles usés ; à ce stade de maturité de la technologie en France et compte tenu du foisonnement des développements dans le monde, ne serait-il pas judicieux d'ouvrir le champ des possibles plutôt que de ne retenir qu'une seule option en rupture, celle du développement d'ASTRID ?
- les possibilités de retraitement et / ou de valorisation des combustibles usés par d'autres acteurs.

Plusieurs scénarios doivent être ouverts dans cette feuille de route étant donné l'horizon auquel elle suppose de se projeter et le niveau de maturité des technologies de valorisations des déchets. Cependant l'indécision ou l'absence d'une feuille de route n'est pas une option. D'une part, elle renverrait la responsabilité et les coûts de gestion d'une partie des déchets les plus radioactifs aux générations futures, et, d'autre part, elle engendrerait à court terme une incertitude très préjudiciable aux décisions d'investissement des industriels. Comment, par exemple, investir dans le fonctionnement d'une usine

de retraitement de combustible quand il n'existe aucune garantie que cette usine fonctionne au-delà de 2019 ?

En outre, même si l'impact de la gestion des déchets et du démantèlement sur le coût de production de l'électricité nucléaire reste peu significatif, les dépenses cumulées représentent une charge importante en valeur absolue, et les provisions associées impactent la capacité de financement des grands donneurs d'ordre (EDF, AREVA et le CEA). Il est donc crucial de co-construire ces scénarios industriels pour permettre la constitution des provisions nécessaires et suffisantes à la couverture des charges nucléaires de long terme.

3.4.3. Le nucléaire impose des choix de long terme pour lesquels la gouvernance politique doit être améliorée

Au-delà de la programmation des capacités électronucléaires, des décisions politiques sont requises sur des sujets qui concernent tout le cycle nucléaire, comme la gestion des déchets et le démantèlement des installations nucléaires. Ces sujets sont techniquement complexes, présentent de forts enjeux financiers et s'échelonnent sur des cycles longs qui dépassent ceux d'une génération. De la clarté et de la transparence des choix effectués dépend également l'acceptabilité de l'énergie nucléaire.

Les lois de 1991 et 2006 constituent, comme nous l'avons déjà précisé, une avancée majeure dans l'établissement de la stratégie nucléaire de l'État. Elles encadrent la gestion des déchets, la transparence et la sûreté, et fixent des orientations stratégiques sur le recyclage et la gestion des déchets. La loi de 1991 fixe ainsi des objectifs de recherche sur les trois domaines : la séparation/trans-

mutation des déchets à vie longue, le stockage géologique et le conditionnement et l'entreposage de longue durée. La loi de 2006 a confirmé ces axes de recherche et a fixé des échéances pour la mise en œuvre des solutions correspondantes[112].

Depuis, des choix structurants pour la filière française sont encore à faire. La coordination et la mise en œuvre des choix techniques selon un échéancier respecté, l'établissement des modalités réglementaires et de sûreté afférentes ainsi que l'allocation judicieuse des moyens sont d'autant plus critiques que la France entre dans une période où l'outil de production de l'énergie électronucléaire va évoluer et que les investissements correspondants sont déjà conséquents.

Cependant, la gouvernance actuelle du nucléaire en France montre des limites, avec une difficulté à prendre des décisions claires et optimales.

Dans sa revue du PNGMDR[113], l'OPECST soulève ainsi plusieurs faiblesses dans l'exercice de la gouvernance de la gestion des déchets radioactifs. Il souligne l'attentisme du gouvernement qui a retardé la mise en place de la Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF). Instituée dans la loi de 2006, cette Commission ne s'est réunie pour la première fois qu'en 2011 et n'a rendu son premier rapport qu'en 2012. La deuxième version de ce rapport triennal n'a pas encore été publiée au jour où nous écrivons ces lignes.

[112] Hors séparation/transmutation où elle ne demandait qu'une évaluation des perspectives industrielles des deux filières envisageables : ADS et réacteurs à neutrons rapides.

[113] Rapport sur l'évaluation du PNGMDR 2013-2015, OPECST, 18 septembre 2014.

De plus, le débat public organisé en 2013 sur le projet Cigéo a accouché de plusieurs propositions qui ne sont pas du ressort du responsable de projet, l'Andra, et qui n'ont à ce jour pas été prises en compte par le gouvernement.

Sur la gestion des déchets, l'OPECST souligne donc plusieurs défaillances de la part du gouvernement. Ces défaillances ont entraîné un retard dans la mise en œuvre de Cigéo dont le dépôt de la demande d'autorisation du projet a été repoussé de 2015 à 2017. Surtout, la loi de 2006 prévoyait le vote d'ici 2015 d'une nouvelle loi entérinant et détaillant le principe de réversibilité. Or, aucune date n'a encore été avancée pour la discussion au Parlement d'une telle loi.
On peut aussi noter l'absence de remise en question concertée des réglementations concernant le démantèlement (par exemple les seuils de décontamination des sols ou les seuils de libération des déchets).

Dans la mesure où ces choix impactent l'ensemble des citoyens sur plusieurs générations, le politique ne peut pas s'exclure de la gouvernance du nucléaire et se retrancher derrière des administrations, qu'elles soient indépendantes ou non, pour justifier l'immobilisme. Des décisions claires et optimales doivent être prises par le pouvoir politique, en concertation, bien entendu, avec toutes les parties prenantes.

Face à l'absence de décision du gouvernement, il est du rôle du Parlement d'interpeller l'exécutif pour que des décisions claires et optimales soient prises au plus vite, voire de se saisir des sujets les plus urgents et de déposer lui-même des propositions de loi.

La France, avec le PNGMDR, l'OPECST, la Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des

matières et des déchets radioactifs (CNE2), la CNEF ou le HCTISN, dispose d'organismes capables de fournir au pouvoir politique tous les outils et les expertises indispensables à sa prise de décision. Nul organisme ne peut se substituer au politique pour prendre les décisions qui s'imposent. Or, aujourd'hui, l'heure des choix est venue. Le pouvoir politique doit assumer son rôle et prendre au plus vite des décisions claires et optimales concernant l'énergie nucléaire.

Recommandation 7 : Réviser au plus vite l'article L 100-4 alinéa 5 du Code de l'énergie qui donne pour objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 et abroger l'article L 311-5-5 du Code de l'énergie qui plafonne la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 gigawatts.

Recommandation 8 : Dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, donner la visibilité nécessaire aux industriels sur la projection de la capacité nucléaire installée et cela sur un horizon de temps compatible avec les cycles industriels :

- conforter le besoin de prolongation de l'exploitation des centrales existantes tant que les conditions de sûreté le permettent ;
- programmer la mise en service d'une première série de nouveaux réacteurs à l'horizon 2030.

Recommandation 9 : Établir la liste des sujets stratégiques pour une filière compétitive et sûre sur l'ensemble du cycle, les échéances de décision associées, les modalités de travail impliquant l'exécutif, le législatif, les organismes publics et les industriels et piloter leur mise en œuvre.

IV

L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE FRANÇAISE DOIT RÉALISER UN SAUT DE COMPÉTITIVITÉ

4.1. L'industrie nucléaire française vit un moment critique

Si l'industrie nucléaire française, troisième filière industrielle de notre pays[114], a été capable de construire 58 réacteurs nucléaires, de concevoir son propre design, de mettre en service jusqu'à huit réacteurs par an dans les années 1980, d'acquérir une expérience d'exploitation de 1 970 années.réacteurs sans accident majeur de sûreté et d'établir des positions mondiales sur tout le cycle (de la mine au démantèlement, en passant par les services à la base installée), force est de constater qu'elle traverse actuellement une crise sans précédent. Elle doit aujourd'hui réaliser un saut de compétitivité face à une concurrence de plus en plus intense. C'est également une absolue nécessité pour la compétitivité énergétique de la France.

4.1.1. Les industriels français traversent une crise sans précédent

Les symptômes majeurs de la crise sont bien connus, à savoir la défaillance industrielle et financière d'AREVA, les dérives des projets Olkiluoto 3 et Flamanville 3, ainsi que les insuffisantes capacités de financement d'EDF.

[114] Rapport parlementaire n° 4463 déposé le 7 mars 2012.

Les causes, elles, sont multiples. Si les industriels portent leur part de responsabilité, l'État n'est pas exempt de tout reproche.

a. AREVA et les industriels ont failli, mais pas pour les mêmes raisons

Tout d'abord, AREVA paye le tribut d'investissements lourds concomitants à un retournement des marchés et à des difficultés dans l'exécution de certains de ses contrats. En effet, à compter de 2006, AREVA s'est engagée dans de lourds investissements sur tout le cycle du nucléaire mais également, plus marginalement, dans les énergies renouvelables. Nets des cessions, ces investissements annuels se sont élevés en moyenne à 1 780 milliards d'euros entre 2006 et 2010. Or, si la « renaissance » du marché du nucléaire était attendue, elle fut arrêtée par l'accident de Fukushima en 2011, le développement du gaz de schiste aux États-Unis et la crise économique. Les volumes des marchés du nucléaire (services à la base installée ou construction neuve) se sont alors contractés, impactant le développement escompté du groupe. AREVA a finalement réalisé des investissements bien au-dessus de ses moyens financiers, dont Uramin, qui ont conduit à des dépréciations d'actifs de plus de deux milliards d'euros. Les besoins de financement se sont avérés d'autant plus critiques qu'AREVA a connu des difficultés dans l'exécution de certains projets, en particulier l'EPR d'Olkiluoto 3. Cette situation a conduit à un résultat net négatif de 4,8 milliards d'euros en 2014 et à la restructuration du groupe.

EDF, de son côté, a aussi connu des difficultés dans la construction de l'EPR de Flamanville. Bien que les causes à l'origine des dérives des projets d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 ne soient pas identiques, un point commun les explique tout de même. Antérieurement au lancement des constructions EPR en France et en Finlande, la filière

française a traversé une période « de disette » qui a altéré les savoir-faire des donneurs d'ordre et de leurs partenaires industriels dans le pilotage de grands projets et la réalisation industrielle. Concrètement, EDF, leader historique de la maîtrise d'œuvre nucléaire, n'a pas mené de projet pendant près d'une quinzaine d'années entre les tranches de Civaux 2 et de Flamanville 3. AREVA, de son côté, s'est positionnée en tant qu'architecte-ensemblier pour la première fois sur le projet Olkiluoto 3. La perte de compétences d'EDF et de l'ensemble de la filière ainsi que la difficile montée en compétences d'AREVA expliquent en partie les dérives de coûts et de délais que ces projets connaissent.

Les difficultés rencontrées viennent également du fait que l'EPR d'Olkiluoto constituait un premier de série pour le maître d'œuvre AREVA, l'EPR de Flamanville un premier de série pour le maître d'œuvre EDF. La réalisation d'un premier de série prend toujours plus de temps et est toujours plus coûteuse que lorsque le maître d'œuvre bénéficie du développement et des retours d'expérience de précédents projets. C'est particulièrement vrai pour les industries de très haute technologie, et encore plus dans le cas de l'EPR, réacteur de génération III pour lequel les exigences de sûreté ont été considérablement élevées.

Si la filière française a souffert à la fois d'un creux d'activité entre la génération II et la génération III, mais aussi de la mise en service de la tête de série, elle n'est pas la seule. La plupart des premiers projets de génération III dans le monde accusent des retards, comme le projet Vogtle 3 aux États-Unis.

b. EDF est handicapée par une capacité de financement insuffisante

L'électricien est confronté à de considérables besoins de financements qui résultent de la nécessité de faire face à plusieurs catégories d'investissements : la rénovation du parc existant pour prolonger sa durée de vie, la construction de deux EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point) et la construction des centrales de nouvelle génération en France. Sans compter le financement de projets à l'exportation, qui restent souhaitables, et cela pour ne citer que les investissements dans le nucléaire.

Face à ces besoins, la capacité de financement d'EDF est insuffisante. Ces dernières années, les pouvoirs publics, de droite comme de gauche, ont largement ignoré les demandes de revalorisation substantielle des tarifs réglementés émises par tous les présidents successifs de l'entreprise. L'État a aussi largement utilisé EDF pour sa capacité à verser des dividendes. La Cour des comptes a d'ailleurs pointé du doigt le « souci dominant du dividende » de l'État actionnaire d'EDF dans son rapport dédié à la stratégie internationale du groupe, publié début 2016 : « dès lors que la stratégie internationale a été prudente et peu offensive, la préoccupation majeure de l'État actionnaire a été que le groupe continue à servir un dividende substantiel, malgré une situation financière fragile et même au prix d'un surcroît d'endettement ». La nouvelle orientation, récemment adoptée par le Ministère de l'Économie, qui a accepté un paiement du dividende en actions, afin de laisser les ressources financières afférentes à la disposition de l'entreprise, est opportune.

Au total, la principale certitude est qu'EDF ne pourra pas faire face à ce mur d'investissements sans une augmentation de capital (privée ou publique) et sans le soutien de l'État.

<< Sommaire >>

c. L'État stratège et actionnaire majoritaire d'EDF et AREVA s'est également montré défaillant

La situation dans laquelle s'est retrouvé le groupe AREVA conduit à s'interroger sur le pilotage de l'État actionnaire. L'État a été sollicité à maintes reprises entre 2006 et 2011 par la direction d'AREVA pour une recapitalisation du groupe. Sans juger de la pertinence de sa décision de refuser cette demande, on peut lui reprocher de ne pas avoir fait infléchir la stratégie opérationnelle et financière du groupe afin qu'il ne vive plus au-dessus de ses moyens. Le rapport parlementaire sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire[115] mentionne d'ailleurs que l'État n'a pas rendu les arbitrages qui lui incombaient.

La fragilité de la situation financière d'EDF tient aussi à une gestion de l'État plus influencée par des enjeux de court terme (encaissement de dividendes au détriment du renforcement des fonds propres) et le choix de privilégier les consommateurs.

Pour toutes ses participations, l'État se retrouve d'ailleurs régulièrement confronté à l'alternative suivante : maximiser ses dividendes d'actionnaire ou préserver les fonds propres et donc le développement de l'entreprise. Il serait légitime d'attendre de l'État un comportement d'actionnaire dans la durée mais également de stratège, *a fortiori* dans un secteur de souveraineté pour la France et dans une industrie où les temps de retour sur investissement sont aussi longs.

Enfin, l'État a également laissé se détériorer la relation entre les deux leaders industriels du nucléaire en France, EDF et AREVA. Cette détérioration a eu un impact sur leur coordination sur le marché

[115] Assemblée nationale, Rapport d'information sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire, juillet 2015.

national mais a également pénalisé le développement de la filière nucléaire française à l'export, comme l'illustre notamment la perte de l'appel d'offre des Émirats Arabes Unis. Sans avoir la légitimité nécessaire pour déterminer les responsabilités respectives, l'Institut Montaigne ne peut que déplorer le spectacle donné par ce qui est aussi apparu comme une bataille d'ego entre dirigeants d'entreprises publiques. Ce rôle défaillant de l'État, couplé au manque de visibilité donnée à la filière sur les besoins électronucléaires de la France, a fortement pénalisé le développement des industriels du secteur.

4.1.2. La filière industrielle doit s'inscrire dans une dynamique de performance et de compétitivité

Si AREVA doit poursuivre sa restructuration, tous les acteurs de la filière doivent accélérer leur transformation pour gagner en performance et en compétitivité. Parce que les marges de manœuvre financières sont limitées. Parce que la notoriété de l'industrie française est touchée. Parce que les opportunités commerciales se présentent maintenant : projet d'Hinkley Point, constructions de réacteurs nucléaires ou d'usines de traitement de déchets en Chine et, bien sûr, le renouvellement du parc français.

Comme dans toutes les industries à fort contenu technologique et à cycle long, chaque nouveau programme, tel que celui de la mise en service de la génération III, est structurant et constitue l'opportunité de faire un saut de compétitivité. C'est une opportunité mais aussi une absolue nécessité, compte tenu de l'intensité concurrentielle qui va croissant sur le marché international mais également pour maintenir la compétitivité énergétique de la France.

À titre de comparaison, l'industrie spatiale européenne connaît une période similaire. Sous une pression concurrentielle accrue, notamment de la part du concurrent américain Space X, demain d'entreprises chinoises, elle s'est fixé, dans le cadre de son programme phare Ariane 6, des objectifs de gains de compétitivité pour le lancement de satellites de l'ordre de 40 %. Dans ce cadre, la coentreprise Airbus Safran Launchers a été créée, notamment pour simplifier les schémas industriels (supprimer des « couches » commerciales, industrielles et techniques) et pour utiliser au mieux les compétences existantes dans les deux entreprises, qui représentent près de 70 % de la valeur de la fusée. Sur une technologie où les exigences de sûreté sont également extrêmement élevées, les fournisseurs majeurs du programme Ariane ont été associés dès la phase de conception, en amont, pour étudier les leviers d'optimisation des coûts.

Pour l'industrie nucléaire, il s'agira de mobiliser les compétences autour d'un maître d'œuvre de réacteurs, contrôlé par EDF, et d'un acteur du cycle nucléaire, AREVA, avec la volonté de favoriser le développement de prestataires et équipementiers compétitifs. Ces partenaires industriels devront être impliqués jusque dans les efforts de R&D, réorientés pour répondre au défi de la compétitivité. Pour ce faire, la filière doit se doter d'une gouvernance industrielle forte, capable de guider et de soutenir la transformation du tissu industriel et de mobiliser les talents.

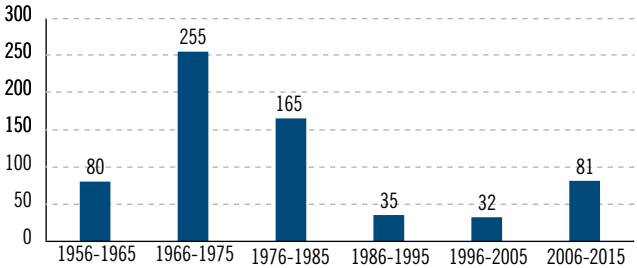
4.2. La réorganisation AREVA-EDF est une opportunité pour doter la France d'un maître d'œuvre de réacteur électronucléaire compétitif sur les marchés mondiaux

Le marché de la construction neuve de réacteurs électronucléaires est caractérisé par un volume en croissance et par une concurrence de plus en plus intense entre des acteurs de très grandes puissances mondiales (ex : Chine, Japon, États-Unis, Russie). Bien que ce soient les difficultés économiques d'AREVA qui aient conduit à sa restructuration, le rapprochement d'AREVA NP et d'EDF représente une réelle opportunité de doter la France d'un maître d'œuvre de réacteur électronucléaire compétitif sur le marché mondial.

4.2.1. Les acteurs français ont perdu en compétitivité sur un marché de la construction neuve de plus en plus concurrentiel

Le marché de la construction neuve de réacteurs nucléaires de puissance est en croissance, malgré le coup d'arrêt temporaire dû à l'accident de Fukushima.

Figure 1 - Nombre de réacteurs mis en construction dans le monde entre 1956 et 2015



Source : *World Nuclear Association*.

Au cours de la décennie 2006-1015, plus de 80 constructions de réacteurs ont démarré, soit 2,5 fois plus que sur la précédente décennie. Et cette tendance devrait encore s'accentuer dans les prochaines années. La *World Nuclear Association* (WNA) estime qu'il existe actuellement dans le monde 173 projets de construction approuvés, en partie ou totalement financés, dont la mise en opération du réacteur est programmée d'ici 2026[116]. Ces projets représentent presque 40 % du parc installé mondial actuel. À titre de comparaison, en février 2009, avant Fukushima et en pleine « renaissance du nucléaire », la WNA recensait 108 projets de construction de réacteur. Le nombre de projets de construction de réacteurs est donc en augmentation. Peut-être que tous les projets ne verront pas le jour ou seront retardés. Cependant, ils témoignent clairement du dynamisme du marché de la construction neuve.

[116] *The Nuclear Fuel Report,* WNA, 2016.

Cette croissance du marché s'est accompagnée d'une intensification de la concurrence internationale. En effet, si on s'intéresse aux réacteurs dont le début de construction constaté ou estimé va de 2009 à 2018, une centaine a fait l'objet d'un appel d'offre à l'international[117]. Sur la fourniture de ces réacteurs, la France, avec les EPR ou les ATMEA, détient un peu plus d'une dizaine de pourcent de part de marché, derrière la Russie et les acteurs américano-japonais qui représentent environ un tiers du marché chacun.

Les concurrents internationaux proposent différents modèles d'affaires et des offres attractives, notamment sur le critère du transfert de technologie ou du financement. L'accord de transfert de la technologie AP1000 entre les États-Unis et la Chine a permis à Toshiba-Westinghouse de se positionner en force en Chine. Le critère du transfert de technologie était clé pour les acteurs chinois dans l'évaluation des offres internationales compte tenu de leur ambition de construire leur filière industrielle nationale. Ils ont ainsi réussi à développer les compétences de maîtrise d'œuvre, tout en concevant leur propre modèle de réacteur à partir de la licence AP1000. Cela leur permet maintenant de se positionner à l'export, en proposant une offre intégrant fourniture du réacteur et maîtrise d'œuvre globale.

À la différence du consortium américano-japonais, les industriels russes ont opté pour un modèle de type « *design-build-own-operate* » qui leur a permis de prendre un tiers du marché de la fourniture de réacteurs, notamment dans les pays hors OCDE qui ne disposent ni d'une filière industrielle nucléaire ni de capacités de financement suffisantes. Ce modèle bénéficie du soutien financier indispensable de l'État russe.

[117] Analyses *Archery Strategy Consulting* à partir des données de WNA, AEN et articles de presse.

Les conditions de financement sont en effet une autre clé de la compétitivité et du choix de modèle d'affaires à l'export. Le coût du capital représente, selon la WNA, près de 30 % du coût d'investissement total d'un réacteur nucléaire et constitue donc un déterminant majeur de la compétitivité. Les offres russes, chinoises ou même coréennes comportent des conditions financières préférentielles (prêts avec des durées de remboursement remarquablement longues, supérieures aux 18 ans maximum qui sont la norme dans les pays de l'OCDE, taux d'intérêt particulièrement bas, garanties étatiques…) bien plus compétitives que celles proposées par les acteurs français.

Si la France est le troisième acteur du marché, elle souffre d'un déclin de sa compétitivité à l'export. La perte de l'appel d'offres des Émirats Arabes Unis contre Kepco, l'industriel sud-coréen, en est le symbole. Si la compétitivité peut se jouer, selon les cas, sur le transfert de technologie ou l'offre de financement, d'autres critères rentrent en ligne de compte sur lesquels la France peut faire valoir sa compétitivité, comme la gamme de produits, le niveau de sûreté du design, l'expertise d'EDF comme exploitant de centrales... Cependant, les industriels français doivent avant tout s'attacher à restaurer leur crédibilité et démontrer leur capacité à tenir leurs engagements contractuels sans laquelle aucune offre ne saura être compétitive.

4.2.2. Le rapprochement d'AREVA NP et d'EDF va dans le bon sens mais il faudra aller jusqu'au bout pour créer un maître d'œuvre intégré et compétitif

L'industrie nucléaire, à l'instar de toutes les autres industries, a besoin d'un volume continu d'affaires pour maintenir et développer ses compétences, bénéficier d'effets de série, investir dans sa politique produit et ainsi être compétitive. Aussi les industriels français

ne peuvent-ils pas se reposer sur le seul marché domestique et doivent-ils conquérir des parts de marché à l'export.

Or, comment bénéficier à plein d'effets de série lorsqu'AREVA est maître d'œuvre du réacteur EPR d'Olkiluoto en Finlande et EDF de l'EPR de Flamanville 3 ? Les industriels comme l'État actionnaire peuvent-ils se permettre de supporter les coûts de deux projets-prototypes ?

Dans la phase de commercialisation, la « rivalité » entre AREVA et EDF a été préjudiciable à l'export, grevant d'autant plus leur capacité à gagner des contrats. La perte de l'appel d'offre des Émirats Arabes Unis remporté par Kepco, industriel sud-coréen, en fut une illustration.

Enfin, la gamme de produits et les partenariats sont cruciaux pour un développement à l'export. La filière française ne peut se permettre des divergences de stratégie dans ces domaines entre les deux leaders français.

Pour toutes ces raisons, le rapprochement des activités de conception, gestion de projets et commercialisation de réacteurs électronucléaires d'AREVA et EDF va dans le bon sens pour la compétitivité du maître d'œuvre français mais également de toute la filière.

À titre de comparaison, sur le marché de l'aéronautique civil, dont le volume est beaucoup plus large (142 milliards de dollars pour la production d'aéronefs en 2015[118] contre 34 milliards de dollars pour la construction de réacteurs en 2014[119]), pourrait-on imaginer

[118] Source : Teal Group.

[119] Source : *Research & Markets, Global Nuclear Reactor Construction Market 2015.*

qu'Aerospatiale-Matra d'une part et DASA GMbH d'autre part, les deux industriels respectivement français et allemand qui ont donné naissance au Groupe EADS, auraient aujourd'hui la même position qu'Airbus Group vis-à-vis de Boeing et bientôt Comac ?

Cependant, il faudra aller jusqu'au bout de ce rapprochement et ne pas s'arrêter à l'établissement de liens capitalistiques. Seule une ingénierie de maîtrise d'œuvre réellement intégrée dans son fonctionnement, consolidant l'ingénierie d'AREVA NP, les centres d'ingénierie d'EDF et Sofinel, et dépassant les relations historiques entre ces entités, permettra de faire émerger une ingénierie disposant de l'ensemble des compétences, mature dans sa gestion de projets et compétitive sur le plan mondial. Au-delà du rapprochement, il s'agit également d'une véritable transformation des pratiques de l'ingénierie et de la gestion de projets reposant davantage sur l'ingénierie des systèmes et des outils numériques collaboratifs.

EDF devra également judicieusement arbitrer entre les rôles d'exploitant, de maître d'œuvre de réacteurs électronucléaires, d'équipementier et de prestataire de services à la base installée. Ces activités ne pourront se développer et être compétitives que si elles ciblent d'autres exploitants nucléaires et d'autres maîtres d'œuvre.

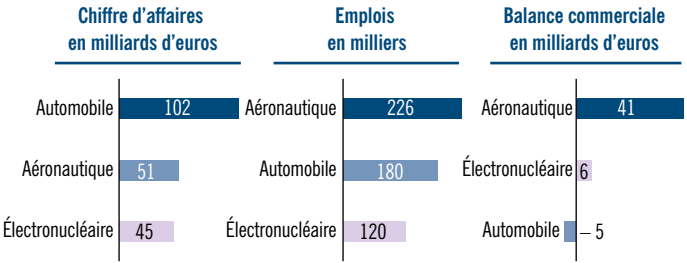
Enfin, compte tenu du paysage concurrentiel et de la problématique du financement, la capacité à bâtir des consortiums industriels et une politique de partenariats adaptée aux marchés cibles, sera également une des clés du développement, à l'instar de ce qui se pratique dans l'industrie pétrolière et gazière pour les grands projets d'extraction.

4.3. Une meilleure compétitivité sur le sol domestique comme à l'export passera par une évolution de la structuration de la filière

4.3.1. Des attentes fortes sont placées dans la filière industrielle auxquelles elle ne peut répondre faute de visibilité

La filière nucléaire française s'est construite avec celle du parc électronucléaire dans les années 1980, construction qui fut une véritable réussite industrielle. Elle est constituée aujourd'hui de 2 500 entreprises qui génèrent un chiffre d'affaires annuel de près de 46 milliards d'euros et environ 220 000 emplois en 2010 selon le CSFN, soit 6,1% de l'emploi industriel en France. Elle est ainsi la troisième filière industrielle française[120] derrière l'automobile et l'aéronautique en termes de chiffre d'affaires et d'emplois.

Figure 2 : Données sur les trois principales filières industrielles françaises



Source : Conseil national de l'industrie, CCFA pour l'automobile. Les chiffres sont de 2014 et de 2010 pour le nucléaire.

[120] *Cartographie de la filière nucléaire,* CSFN, 2012.

Des attentes fortes sont placées dans la filière industrielle pour mener à bien les projets à venir, que cela soit le grand carénage ou le renouvellement des parcs britannique et français. Les difficultés rencontrées sur les premiers projets Olkiluoto 3 et Flamanville 3 ont montré que la perte de savoir-faire a touché le tissu industriel, pas seulement les donneurs d'ordres, et qu'un saut de performance et de compétitivité est indispensable.

Répondre à ces attentes signifie investir, recruter des collaborateurs, développer ses moyens industriels, obtenir des financements. Les acteurs industriels ne peuvent se lancer dans une telle démarche stratégique sans une visibilité suffisante sur le marché domestique qui représente, en moyenne, plus de 80 % de leur activité nucléaire.

Aujourd'hui, ils ne disposent pas de cette visibilité : le manque de clarté de l'État dans sa stratégie énergétique se reflète dans celle des donneurs d'ordres.

Or, il est de la responsabilité de l'État et, par la suite, des donneurs d'ordres de donner de la visibilité et de mettre en place les conditions favorables à leur développement.

4.3.2. Les ETI et PME du secteur nucléaire devront monter en valeur ajoutée pour accompagner les donneurs d'ordres

Compte tenu de l'activité à venir, ne serait-ce que celle liée au renouvellement du parc français, mais également pour revenir dans la course à la compétitivité face à une concurrence qui s'est intensifiée, le rôle des fournisseurs de premier rang et de second rang de

la filière industrielle, grandes entreprises mais majoritairement ETI (entreprises de taille intermédiaire) et PME, doit évoluer.

Cela implique que les donneurs d'ordres français fassent évoluer leur positionnement, révisent ce qu'ils considèrent être leur « cœur de métier » et transfèrent progressivement à leurs fournisseurs des activités trop loin de leurs prérogatives de maître d'œuvre.

Tout en respectant la Directive européenne applicable aux acteurs publics du secteur de l'énergie, les maîtres d'œuvre devront également faire évoluer leurs pratiques d'achats afin d'impliquer les fournisseurs plus en amont, leur laisser davantage de marge de manœuvre et donc de leviers d'optimisation dans les spécifications, et enfin favoriser leur développement vers des activités à plus forte valeur ajoutée.

De leur côté, les ETI et les PME devront investir pour développer non seulement leur capacité industrielle mais également leurs compétences en matière de gestion de projets et d'ingénierie indispensables pour délivrer des prestations ou des systèmes plus globaux.

Certes, une telle évolution du tissu industriel sera progressive. Dans le secteur aéronautique, par exemple, cette transformation s'est échelonnée sur plusieurs grands programmes (ex : A380, A350), donc sur plusieurs décennies. Les donneurs d'ordres (Airbus Group, Boeing) ont renforcé leurs prérogatives de maître d'œuvre contractant avec les compagnies aériennes et développé leurs capacités de marketing et les services. Cette stratégie a nécessité de réallouer leurs ressources (financement, management…). Ils ont alors décidé de se recentrer sur les activités au plus proche de leur cœur de métier (premières étapes de la conception, assemblage final) et de

leurs clients (politique produit, portefeuille de services) en sous-traitant massivement les activités qui en étaient les plus éloignées (design détaillé, production de composants et de sous-ensembles). Ce déplacement sur la chaîne de valeur s'est accompagné d'un transfert de financement et de risques aux fournisseurs de rang 1, dans le cadre de lots de travaux de plus en plus gros et de plus en plus complexes, avec des challenges de pré-intégration de plus en plus ambitieux. Pour faire face à de tels défis, notamment financiers, ces fournisseurs ont dû se consolider pour atteindre le niveau de taille critique nécessaire, pour développer des capacités technologiques, techniques et industrielles ; ainsi que des capacités de gestion de projets et de pilotage de la chaîne d'approvisionnement.

4.3.3. La compétitivité de la filière passera également par un développement à l'export auprès de donneurs d'ordres étrangers

Comme le montre la figure 2, la filière nucléaire contribue positivement à la balance commerciale avec des exportations qui atteignent 5,6 milliards d'euros en 2010. Si les entreprises de la filière ont réussi à dépasser le marché européen et à pénétrer les deux autres grands marchés que sont l'Amérique du Nord et l'Asie, leur développement est principalement lié à l'accompagnement de projets sous maîtrise d'œuvre française à l'étranger. Par exemple, EDF, partenaire de CGNPC pour les deux projets de Taïshan, a soutenu le développement de PME et ETI françaises en Chine au travers de l'association Partenariat France Chine électricité (PFCE).

Cependant, la compétitivité de la filière passera par davantage de dynamisme à l'export, qui représente 16 % du chiffre d'affaires de

la filière française[121] en 2010, et par un développement de la participation d'entreprises françaises, seules ou en partenariats, à des projets sous maîtrise d'œuvre étrangère. Gagner des appels d'offre à l'export est indispensable pour sécuriser le carnet de commandes et maintenir les compétences. De plus, l'exposition à la concurrence internationale et les expériences au contact d'autres maîtres d'œuvre favorisent l'innovation, la montée en maturité des pratiques et, finalement, la compétitivité.

Des entreprises françaises ont bien sûr déjà réussi un tel parcours. Par exemple, Baumert, la filiale du Groupe Gorgé, qui réalise des portes de protection nucléaire, a ouvert une filiale de production en Chine, agréée par trois donneurs d'ordres chinois, et a enregistré des contrats significatifs sur les projets EPR mais également AP1000. C'est bien l'objectif de l'association PFCE que de maximiser les retombées pour les entreprises françaises des constructions de CPR1000 et d'AP1000 sinisés en Chine, au travers notamment de la fabrication d'équipements pour ces centrales.

4.4. L'innovation doit être stimulée, plus collaborative et orientée vers davantage de compétitivité

4.4.1. La force de frappe française en R&D est de premier rang mais est essentiellement focalisée sur la préparation de l'avenir et l'amélioration de la sûreté

La France s'est dotée d'un dispositif de recherche mondialement reconnu, avec une tête de pont : le CEA, troisième déposant de

[121] *Cartographie de la filière nucléaire,* CSFN, 2012.

brevets en France, récemment placé en tête du classement Reuters des agences gouvernementales les plus innovantes au monde[122]. Elle dispose en outre d'infrastructures de recherche de premier plan, notamment du cinquième parc de réacteurs de recherche au monde. Elle s'est positionnée comme un partenaire clé pour les grands projets de recherche en coopération internationale tels qu'ASTRID (le démonstrateur technologique de réacteur de génération IV à neutrons rapides) ou ITER (installation de fusion nucléaire visant une production nette d'énergie), pour ne citer que ceux-là.

La filière industrielle a également investi au total 1,8 milliard d'euros de R&D en 2010[123], soit 4 % de son chiffre d'affaires, ce qui la classe en quatrième position en France. Cependant, les investissements R&D des industriels sont essentiellement concentrés chez les principaux donneurs d'ordre et orientés vers l'amélioration de la sûreté (développement du réacteur de génération III devant prendre en compte les retours d'expérience en matière de sûreté, conception des équipements sous pression nucléaires, etc.). La contribution de la filière industrielle à l'innovation est au final limitée à la fois par la nécessité de maintenir une standardisation du parc installé et par une culture d'innovation très centralisée. Ce modèle atteint aujourd'hui ses limites dans un contexte où la compétitivité est le nerf de la guerre.

4.4.2. De nouvelles orientations en matière de R&D doivent être données visant à améliorer la compétitivité de la filière

Si la R&D est capitale pour préparer l'avenir, et si l'objectif d'améliorer la sûreté doit être poursuivi, elle doit à présent davantage concourir

[122] *The World's Most Innovative Research Institutions,* Reuters, 8 mars 2016.
[123] *Ibid.*

à améliorer la compétitivité de la filière à court et moyen termes. Quatre axes de recherche et développement sont ainsi à privilégier.

Le premier doit viser à améliorer la compétitivité de l'électricité produite par le parc historique, en particulier en optimisant les investissements du grand carénage et la conduite des opérations de maintenance.

Le second axe d'innovation doit avoir pour objectif de rendre l'EPR plus compétitif en réduisant à la fois le coût et le délai de construction. L'EPR, réacteur de génération III, a été conçu avant tout dans un objectif d'amélioration significative de la sûreté par rapport à la génération II. EDF, à travers le projet de nouvel EPR, se fixe un objectif de coût de 70 €/MWh[124]. La compétitivité-coût de l'énergie électronucléaire sur le sol national comme la compétitivité de la filière à l'export sont en jeu.

Le troisième axe d'innovation doit viser à étendre la gamme de réacteurs pour le marché export. Une offre de réacteurs de moyenne puissance (de l'ordre de 1 000 MW) est indispensable pour être compétitif sur certains marchés, notamment dans les pays dont le réseau électrique ne permet pas d'accueillir des réacteurs de forte puissance. Les industriels français ne partent pas de zéro puisqu'AREVA NP a développé l'ATMEA avec le japonais MHI (Mitsubishi Heavy Industries) et que ce réacteur, proposé par le consortium formé par ENGIE, AREVA NP, MHI, Itochu a été retenu par la Turquie.

[124] « Comment EDF espère baisser le coût du nouveau nucléaire », *Les Echos,* 21 octobre 2015.

Pour ce qui concerne les réacteurs de moindre puissance, la question mérite d'être sérieusement examinée. Si un réacteur de moyenne puissance s'inscrit dans la continuité et figure déjà au portefeuille de la plupart des acteurs de la construction neuve, le *Small Modular Reactor* (SMR) est davantage un concept en rupture. Il s'agit d'un réacteur de plus petite puissance (pouvant être comprise entre 50 MWe et 500 MWe). Ce concept est un changement complet de paradigme industriel et répond aux principaux défis du nucléaire, à savoir :

- un financement facilité par un coût et un délai de construction significativement réduits ;
- un volume plus important de réacteurs et d'équipements à construire comparativement à ceux de grande puissance (cinq à 30 fois plus d'unités) pour une puissance donnée, permettant de bénéficier d'un véritable effet de série et d'économies d'échelle ;
- une sûreté accrue et un moindre coût des dispositifs de sûreté, compte tenu de la plus faible puissance du réacteur.

Près de 45 modèles de SMR sont en cours de développement dans le monde. Les grandes puissances nucléaires mondiales sont toutes au rendez-vous, avec des premières mises en service escomptées d'ici quatre ans selon l'AIEA, en Russie, Chine, États-Unis et Argentine. En particulier, un véritable foisonnement de projets voit le jour aux États-Unis, qui ont choisi de subventionner, à hauteur de 425 millions de dollars sur cinq ans, deux projets pour une exploitation commerciale d'ici 2025 : celui de Babcock & Wilcox et celui de NuScale et Rolls-Royce. L'industrie française peut-elle se permettre d'être en retard – ou pire : absente – sur ce segment ?

Enfin, le dernier axe d'innovation concerne le marché du démantèlement. Aujourd'hui, 110 réacteurs commerciaux, 46 prototypes et

plus de 250 réacteurs de recherche ont été mis à l'arrêt dans le monde[125]. 15 ont été entièrement démantelés et 50 sont en cours. L'AIE estime que sur les 440 réacteurs opérationnels, 200 seront mis à l'arrêt d'ici 2040[126]. Selon les pays et les réacteurs, les stratégies de démantèlement diffèrent. Aussi la décision d'arrêt ne signifie-t-elle pas pour autant que le démantèlement peut démarrer. Cependant, l'enjeu est double pour les industriels français, comme AREVA, Onet Technologies, le groupe Veolia qui sont déjà bien placés sur ce marché : démontrer que la filière nucléaire maîtrise son empreinte environnementale et ce dans une enveloppe budgétaire contrôlée et compétitive.

4.4.3. Pour porter ses fruits, l'innovation devra être davantage appliquée et collaborative

Pour gagner en compétitivité, l'innovation appliquée devra monter en puissance. À titre d'exemple, le développement d'un SMR comme celui du nouvel EPR n'est pas un sujet de recherche fondamentale visant à mettre au point une nouvelle technologie nucléaire, mais bien un ensemble d'innovations dans le design du produit, dans les outils et les procédés industriels, les opérations de construction, essais et mise en service. Il revient donc bien aux industriels de prendre le relais de l'innovation et de contribuer à l'orientation de la recherche fondamentale.

Dans ce contexte, la mission du CEA, qui a également pour ambition de transférer ses innovations et le fruit de ses recherches aux industriels, sera primordiale. L'Institut Tripartite, créé en 2014 entre le

[125] *World Nuclear Association :* http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx

[126] *World Energy Outlkook,* AIE, 2014.

CEA, AREVA et EDF et qui coordonne la recherche sur les réacteurs à eau légère et le combustible associé, est de nature à renforcer le soutien de la recherche fondamentale à la compétitivité des industriels.

L'innovation ne concerne pas uniquement les donneurs d'ordres mais bien toute la filière. Que cela soit pour le grand carénage, le nouvel EPR ou les projets de démantèlement, les gains de compétitivité passeront par une collaboration étroite entre les équipementiers, les fournisseurs de prestations EPC *(Engineering, Procurement and Construction)* et les donneurs d'ordres. Les modes de fonctionnement doivent évoluer vers une gestion beaucoup plus collaborative des projets, supportée par des outils numériques communs pour pouvoir intégrer des propositions d'optimisation venant de la filière. Il s'agit d'une véritable évolution des relations entre les donneurs d'ordres et les fournisseurs, dans un contexte où le tissu industriel était par le passé pas ou peu sollicité, cantonné dans un rôle d'exécution, et où les propositions d'innovation incrémentale passaient difficilement le stade du dossier de qualification. Cela nécessitera également d'adapter la répartition de la propriété intellectuelle afin que les fournisseurs puissent valoriser leurs investissements sur les marchés à l'export.

4.5. Les relations entre l'ASN, les industriels et les organismes notifiés doivent évoluer pour plus d'efficience et de sûreté

4.5.1. Plusieurs signaux montrent que la déclinaison industrielle des réglementations liées à la sûreté n'est pas efficiente

L'ensemble des acteurs de la filière industrielle est convaincu du bien-fondé des réglementations liées à la sûreté, de la nécessité de faire évoluer les référentiels dans une logique d'amélioration et de prise en compte des retours d'expérience et de contrôler leur bonne application.

À ce niveau, le dispositif français de sûreté a d'ailleurs fait ses preuves. L'ASN et l'IRSN sont reconnues pour leur expertise. En 2014, l'ASN a mené 773 inspections pour contrôler les installations nucléaires, dont environ 28 % à caractère inopiné[127]. Ses inspections vont du contrôle de la sûreté des installations au contrôle des procédures de gestion de crise en passant par le contrôle des hommes et organisations. Il peut s'agir d'inspections de revue qui s'étendent sur plusieurs jours, d'inspections de chantier qui permettent d'assurer une présence importante de l'ASN sur les sites à l'occasion des arrêts de tranche notamment, d'inspections suite à des événements significatifs particuliers… À la suite de ces inspections, l'ASN dispose d'une palette d'outils pour faire respecter les standards de sûreté aux exploitants. Cela peut aller d'une lettre officielle des services de l'ASN à l'exploitant à des sanctions administratives prononcées après mise en demeure. Enfin, comme nous l'avons déjà mentionné dans

[127] Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2014.

le chapitre 1, les centrales françaises font l'objet de visites tous les 10 ans conduisant à des modifications pour répondre à l'élévation des standards de sûreté. Suite aux accidents de Three Mile Island et Tchernobyl, de nouveaux équipements ont fait leur apparition dans le parc français. Après l'accident de Fukushima, l'ASN et l'IRSN ont mené avec les exploitants un travail d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) sur un périmètre plus large que celui initialement demandé par l'Union européenne[128]. Ces conclusions ont donné lieu à des améliorations concernant les référentiels de construction comme les pratiques d'exploitation.

La transparence est aussi un pilier de la sûreté nucléaire française. À titre d'exemple, tous les incidents classés au niveau 1 et au-dessus font systématiquement l'objet d'une information publiée sur le site Internet de l'ASN.

Cependant, des signaux montrent aujourd'hui que la déclinaison de la règlementation liée à la sûreté en des exigences, des procédures industrielles et des modalités de contrôles ne sont aujourd'hui pas efficientes.

Les temps de convergence entre les industriels et l'ASN pour décliner une réglementation en exigences industrielles sont trop longs au regard des dates d'entrée en vigueur de la réglementation. Par exemple, dans le cadre de l'arrêté « Équipements sous pression nucléaire » (ESPN), un premier guide à destination des industriels a été émis trois ans après la date d'application de l'arrêté. Puis une mise à jour a été réalisée trois ans plus tard mais ne statue pas sur tous les thèmes de révision envisagés. Enfin, l'application de ce

[128] Les évaluations françaises ne se limitaient pas aux réacteurs mais concernaient toutes les INB, et un chapitre dédié à la sous-traitance a été ajouté à la demande du HCTISN.

guide peut être considérée comme rétroactive puisque l'ASN se réserve le droit de statuer sur son application au cas par cas pour les équipements en cours d'évaluation de conformité, soit tous les équipements en cours de processus industriel depuis près d'un an et demi.

Les industriels, l'ASN et les organismes notifiés rencontrent ensuite des difficultés pour converger sur un ensemble de procédures industrielles, applicables d'un point de vue opérationnel et stables dans le temps. Cela se traduit concrètement pour un industriel par deux à trois révisions par jour sur une base de 200 procédures appliquées sur un chantier comme celui de l'EPR, mais également par des délais de validation qui impactent le planning industriel.

Les modalités de contrôle permettant de justifier la conformité d'application se sont alourdies sur le plan administratif, voire s'avèrent difficiles sinon impossibles à mettre en œuvre. Il peut être demandé un zéro défaut sur des Examens Visuels Finaux. Or, le zéro défaut n'existe dans aucune industrie, tout comme « un défaut » peut n'avoir aucun impact en termes de sûreté.

Si la perte de compétences des industriels a incité l'ASN, à juste titre, à renforcer ses contrôles, il est difficile de garantir que les organismes notifiés qui la représentent et qui contrôlent les industriels aient eu les moyens de constituer et de maintenir des équipes ayant un niveau d'expertise suffisant. Tout cela a contribué à un manque de prise de recul, des procédures administratives alourdies et à l'instauration d'une forme de défiance entre les parties prenantes, l'ASN, les organismes notifiés et les industriels, ce qui ne facilite ni les travaux de convergence ni le contrôle.

4.5.2. Il est nécessaire de faire évoluer les relations entre l'ASN, les industriels et les organismes notifiés

Cette situation n'est pas neutre pour les industriels. De manière évidente, elle impacte lourdement leur performance opérationnelle, leur compétitivité et leur fait prendre des risques industriels qui peuvent être préjudiciables. Ils évoluent dans un dispositif d'exigences et même de procédures industrielles qui n'est pas stabilisé, alors qu'un cadre stable est bien une condition *sine qua non* pour une bonne application et un haut niveau de qualité et de sûreté. Les industriels comme l'ASN sont également touchés par l'augmentation des temps de cycle et des ressources nécessaires aux formalités administratives ainsi qu'à la convergence sur les référentiels de sûreté et les procédures industrielles. Autant d'éléments qui constituent un véritable frein aux velléités de certains industriels de se développer dans le secteur nucléaire.

La sûreté elle-même peut s'en trouver dégradée. Dans le nucléaire comme dans tous les autres secteurs, le renforcement des formalités administratives liées aux contrôles peut contribuer à détourner l'attention des opérationnels comme celle des organismes notifiés ou de l'ASN des réels enjeux pour la sûreté, voire à déresponsabiliser le « contrôlé ». Enfin, plus les délais de convergence sont longs, plus la mise en œuvre des référentiels est tardive, entraînant dans certains cas des retards par rapport aux dates butoir fixées.

Il est crucial de faire évoluer cette situation qui est d'autant plus préoccupante que, comme nous l'avons souligné, la sûreté n'est pas négociable, que les sujets à forts enjeux de sûreté et de compétitivité vont se multiplier (prolongation du parc existant, évolution de l'EPR, etc.), et que l'industrie est confrontée à la nécessité d'améliorer sa performance opérationnelle.

Pour le parc installé, les modifications de sûreté sont mises en œuvre à l'occasion des visites décennales. Aussi serait-il judicieux d'étudier la mise en œuvre de paliers de référentiels de sûreté également pour les constructions neuves, afin de les stabiliser pour une série de réacteurs tout en continuant de favoriser le progrès continu.

En outre, il est clé de fluidifier les relations entre l'ASN, son appui l'IRSN, les organismes notifiés qui représentent l'ASN, et les industriels, car seule une meilleure collaboration entre ces parties prenantes conduira à la mise en œuvre efficiente de solutions optimales en matière de sûreté. Chaque partie prenante doit remettre en question son mode de fonctionnement. Comment faire évoluer les processus d'instruction pour davantage de sérénité et de collégialité ? Comment la faisabilité industrielle peut-elle être prise en compte plus en amont, en particulier dans les groupes permanents ? Comment mieux prendre en compte les avis d'experts internationaux ? Comment établir des calendriers de travail conjoints ? Quel niveau de délégation et quelle organisation pour accélérer les prises de décision ?

Les ministères concernés doivent conduire une analyse des relations « contrôleur-contrôlé » et de la gouvernance associée dans d'autres pays ou dans d'autres secteurs d'activité (le domaine de la santé, par exemple) en vue de trouver les solutions appropriées. L'ASN, les principaux industriels et les organismes notifiés devraient ensuite être invités à s'inspirer de ce *benchmarking* pour proposer les évolutions nécessaires.

4.6. La filière a besoin d'une gouvernance forte et coordonnée pour être davantage compétitive sur le marché domestique comme à l'export

La filière nucléaire française traverse une crise sans précédent et elle doit aujourd'hui réaliser un saut de compétitivité. Pour y parvenir, les challenges sont nombreux, concernent l'ensemble des parties prenantes et devront également mobiliser l'État, les investisseurs privés et publics, ainsi que les centres de recherche et de formation.

Beaucoup de structures existent (associations, pôle de compétitivité, pôle d'excellence, syndicats professionnels…) et lancent des initiatives visant à répondre à ces défis. Comme toutes les filières stratégiques, la filière nucléaire a été dotée d'un Comité stratégique de filière (le CSFN). Ce Comité regroupe l'ensemble des parties prenantes du nucléaire, mais n'est, ni dans sa composition, ni dans ses missions, une instance de pilotage industrielle de la filière. Le GIIN, créé en 1958, ressemble plus à une fédération d'organisations professionnelles qu'à un groupement industriel, et cette responsabilité ne peut lui échoir. L'ancrage dans les territoires est encore limité puisqu'un seul pôle de compétitivité a été reconnu, le Pôle Nucléaire Bourgogne. Un pôle d'excellence, Nucléopolis, s'est créé.

La filière nucléaire manque donc aujourd'hui d'une gouvernance industrielle forte, à l'instar des groupements existant dans le secteur aéronautique et spatial (GIFAS) ou naval (GICAN), capables de :

- définir et aligner les messages qui doivent être portés par la filière nucléaire dans son ensemble, au niveau local, national et international et les communiquer d'une seule voix ;

- prioriser les actions à mener, définir les moyens (financiers, humains…) nécessaires à leur mise en œuvre et obtenir ces moyens auprès des industriels mais aussi des régions, de l'État voire de l'Union européenne ;
- mettre en œuvre les plans d'actions pour toute la filière.

Pour être en mesure de remplir efficacement ces missions, un tel groupement devra s'assurer d'être ancré dans les territoires, au plus proche des industriels.

Seuls les grands donneurs d'ordres, aux côtés des industriels de premier rang du secteur, peuvent mettre en place un tel groupement, lui donner un sens et faire en sorte qu'il dispose des moyens nécessaires à l'exercice de ses missions.

Dans l'aéronautique par exemple, la chaîne d'approvisionnement est une problématique à forts enjeux. Le GIFAS a permis la création de l'association S.P.A.C.E, dans laquelle les membres exécutifs (les grands donneurs d'ordres de la filière aéronautique) mettent à disposition des ressources internes spécialisées pour assister les fournisseurs dans la mise en place de plans de performance de la chaîne d'approvisionnement.

Enfin, un groupement industriel peut également jouer un rôle de catalyseur de l'innovation collaborative, en définissant des programmes fédérateurs auxquels peuvent participer les différents industriels du secteur, les centres de recherche et les universités.

Recommandation 10 : Saisir l'opportunité de la réorganisation entre AREVA et EDF pour doter la France d'un maître d'œuvre de réacteurs électronucléaires compétitif sur le marché mondial.

Recommandation 11 : Accompagner le développement des PME et ETI françaises en leur confiant des marchés nationaux à plus forte valeur ajoutée et en les incitant à se développer sur les marchés export avec d'autres maîtres d'œuvre, seules ou *via* des partenariats.

Recommandation 12 : Flécher les efforts de R&D vers l'amélioration de la compétitivité de la filière :

- en favorisant l'innovation applicative et collaborative entre les acteurs de la filière ;
- sur le marché de la construction neuve, en faisant évoluer la gamme de réacteurs et en étudiant notamment la rupture technico-économique que représentent les SMR *(Small Modular Reactors).*

Recommandation 13 : Doter la filière nucléaire d'une gouvernance industrielle forte et coordonnée, capable de guider et soutenir sa transformation, redonner de la fierté, mobiliser et attirer les talents indispensables à son développement.

Recommandation 14 : Fluidifier l'application des réglementations de sûreté et les relations entre l'ASN, les organismes notifiés et les industriels pour une mise en œuvre prenant mieux en compte les objectifs de sûreté et de compétitivité des acteurs :

- créer des paliers de référentiels de sûreté pour la construction neuve, afin de les stabiliser pour une série de réacteurs tout en continuant de favoriser le progrès continu ;
- lancer une analyse des relations « contrôleur-contrôlé », en particulier de la gouvernance et des processus d'instruction :
  - en comparant les pratiques avec celles d'autres pays et d'autres secteurs,
  - en invitant l'ASN, les principaux industriels et les organismes notifiés à s'en inspirer, pour proposer les évolutions nécessaires ;
- rendre obligatoire les consultations des groupes permanents d'experts pour avis préalablement aux décisions du Président et des Commissaires de l'ASN.

REMERCIEMENTS

L'institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution à ce travail. Les propos présentés dans le présent rapport n'engagent ni les personnes citées ni les institutions qu'elles représentent.

Le groupe de travail

- **Jean-Paul Tran Thiet,** avocat associé, White&Case, président du groupe de travail
- **Stéphane Albernhe,** partner, Archery Strategy Consulting
- **Pierre Aubouin,** directeur du département « Infrastructures et transport », Caisse des dépôts et consignations
- **David Chaudat,** associé, Mazars
- **Benjamin Fremaux,** managing director, Messier Maris & Associés
- **Patrice Geoffron,** professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine, directeur du LEDa-CGEMP
- **Jacques Gérault,** préfet
- **Claude Jaouen,** président, Consulting4Top
- **Gérard Kottmann,** président de l'Association des industriels français exportateurs du nucléaire (AIFEN) et président d'Honneur du PNB
- **Laetitia Puyfaucher,** présidente, Pelham Media
- **Laurent Stricker,** ancien chairmain de la Word Association of Nuclear Operators

Les rapporteurs

- **Corinne Thérond Koos,** partner, Archery Strategy Consulting, rapporteure générale
- **Charles Castel,** associate project manager, Archery Strategy Consulting
- **Laurent Fouco,** consultant, Archery Strategy Consulting
- **Anne-Sophie Maignant,** ingénieur
- **Raphaële de la Martinière,** consultante, Archery Strategy Consulting

Ainsi que **Marc-Antoine Authier** pour l'Institut Montaigne

Les personnes auditionnées

- **Pierre-Marie Abadie,** directeur général, ANDRA
- **Philippe Anglaret,** président, GIIN
- **Jan Bartak,** directeur du Développement Nucléaire, Engie
- **Philippe Bonnave,** président-directeur général, Bouygues Construction
- **Serge Bouffard,** Président, Nucleopolis
- **Jean-Paul Bouttes,** chef économiste, EDF
- **Yves Bréchet,** Haut-commissaire à l'énergie atomique, CEA
- **Stéphane Bresson,** directeur, Pôle de compétitivité Nucleopolis
- **François Brottes,** président, RTE
- **Jean-Marc Capdevila,** Conseiller nucléaire, Ambassade de France à Washington
- **Jean-Marie Chevalier,** Professeur émérite à l'Université Paris-Dauphine, Dauphine

- **Pierre-Franck Chevet,** président, ASN
- **Cyrille Cormier,** chargé de campagne énergie et climat, Greenpeace
- **Patrick Criqui,** directeur de recherche au CNRS, Université de Grenoble-Alpes, CNRS
- **Yannick d'Escatha,** expert nucléaire
- **Philippe de Ladoucette,** président, CRE
- **Philippe Delobelle,** directeur de la ligne de produit nucléaire et autres énergies, Ponticelli
- **Valérie Derouet,** coordinateur CSFN et directrice auprès du Directeur exécutif groupe production ingénierie d'EDF, CSFN
- **Guillaume Dureau,** directeur exécutif du business group aval, AREVA
- **André Einaudi,** président-directeur général, ORTEC
- **Sébastien Farin,** alors directeur adjoint de la communication et du dialogue avec la société, ANDRA
- **Bertrand Gauvain,** délégué général, PNB
- **Arnaud Gay,** directeur des opérations internationales des activités aval, AREVA
- **Philippe Knoche,** directeur général, AREVA
- **André-Claude Lacoste,** ancien président, ASN
- **Patrick Lacquement,** président-directeur général, Ponticelli
- **Anne Lauvergeon,** présidente d'ALP, présidente de Sigfox
- **Jean-Claude Lenoir,** président de la Commission des Affaires économiques, Sénat
- **François Lévêque,** Professeur d'économie, Mines ParisTech
- **Jean-Bernard Levy,** président-directeur général, EDF
- **Charles-Antoine Louët,** sous-directeur du service « industrie nucléaire », DGEC

- **Hervé Machenaud,** président, PFCE
- **Dominique Minière,** directeur production nucléaire et thermique, EDF
- **Dominique Mockly,** responsable de l'organisation commerciale et marketing et des enjeux de développement d'AREVA en Asie et au Royaume-Uni, AREVA
- **Jacques Repussard,** alors directeur général, IRSN
- **Yannick Rousselet,** chargé de campagne nucléaire, Greenpeace
- **Edouard Sauvage,** alors directeur de la stratégie, Engie
- **Gerhard Schick,** député et porte-parole des Verts pour les affaires financières, Bundestag
- **Mycle Schneider,** consultant indépendant, auteur principal et éditeur du World Nuclear Industry Status Report
- **Olivier Strebelle,** directeur général adjoint - Stratégie et business development, Groupe Gorgé
- **Gerassimos Thomas,** directeur général adjoint, Commission européenne DG énergie
- **Xavier Ursat,** directeur exécutif groupe - ingénierie et projets nouveau nucléaire, EDF
- **Philippe Varin,** président, AREVA
- **Sylvain Vitet,** chef de mission coordination auprès du coordinateur du CSFN
- **Daniel Verwaerde,** administrateur général, CEA
- **Olivier Wantz,** directeur général adjoint, AREVA
- **Alexis Zajdenweber,** directeur de participations énergie, APE

Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent.

LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

- Le numérique pour réussir dès l'école primaire (mars 2016)
- Retraites : pour une réforme durable (février 2016)
- Décentralisation : sortons de la confusion / Repenser l'action publique dans les territoires (janvier 2016)
- Climat et entreprises : de la mobilisation à l'action / Sept propositions pour préparer l'après-COP21 (novembre 2015)
- Discriminations religieuses à l'embauche : une réalité (octobre 2015)
- Sauver le dialogue social (septembre 2015)
- Politique du logement : faire sauter les verrous (juillet 2015)
- Faire du bien vieillir un projet de société (juin 2015)
- Dépense publique : le temps de l'action (mai 2015)
- Apprentissage : un vaccin contre le chômage des jeunes (mai 2015)
- Big Data et objets connectés. Faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)
- Université : pour une nouvelle ambition (avril 2015)
- Rallumer la télévision : 10 propositions pour faire rayonner l'audiovisuel français (février 2015)
- Marché du travail : la grande fracture (février 2015)
- Concilier efficacité économique et démocratie : l'exemple mutualiste (décembre 2014)
- Résidences Seniors : une alternative à développer (décembre 2014)
- Business schools : rester des champions dans la compétition internationale (novembre 2014)
- Prévention des maladies psychiatriques : pour en finir avec le retard français (octobre 2014)
- Temps de travail : mettre fin aux blocages (octobre 2014)
- Réforme de la formation professionnelle : entre avancées, occasions manquées et pari financier (septembre 2014)

- Dix ans de politiques de diversité : quel bilan ? (septembre 2014)
- Et la confiance, bordel ? (août 2014)
- Gaz de schiste : comment avancer (juillet 2014)
- Pour une véritable politique publique du renseignement (juillet 2014)
- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance chômage (décembre 2013)
- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement Contribution au XXVI[e] sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)
- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ? (avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)

<< Sommaire >>

- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique
  15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)
- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen Un impératif pour renforcer l'État de droit (novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)
- Comment concilier régulation financière et croissance :
  20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademecum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)
- La France au miroir de l'Italie (février 2012)
- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)

- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence… » Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ? Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)
- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)
- HLM, parc privé Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France… Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam… Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ? (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012 Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus Pour un service civique universel européen (avril 2007)

<< Sommaire >>

- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations… Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres…) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :
www.institutmontaigne.org

INSTITUT
MONTAIGNE

AIR FRANCE-KLM
AIRBUS GROUP
ALLEN & OVERY
ALLIANZ
ALVAREZ & MARSAL FRANCE
ARCHERY STRATEGY CONSULTING
ARCHIMED
ARDIAN
AREVA
ASSOCIATION PASSERELLE
AT KEARNEY
AUGUST & DEBOUZY AVOCATS
AXA
BAKER & MCKENZIE
BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH
BEARING POINT
BNI FRANCE
BNP PARIBAS
BOLLORÉ
BOUYGUES
BPCE
CAISSE DES DEPÔTS
CAPGEMINI
CARBONNIER LAMAZE RASLE & ASSOCIÉS
CARREFOUR
CASINO
CGI FRANCE
CISCO SYSTEMS FRANCE
CNP ASSURANCES
COHEN AMIR-ASLANI ASSOCIÉS
CRÉDIT AGRICOLE
CRÉDIT FONCIER
DAVIS POLK & WARDWELL
DE PARDIEU BROCAS MAFFEI
DENTSU AEGIS NETWORK
DEVELOPMENT INSTITUTE INTERNATIONAL
EDF
ELSAN
ENGIE
EQUANCY
EURAZEO
EUROSTAR
FONCIÈRE INEA
GAILLARD PARTNERS
GRAS SAVOYE
GROUPAMA
GROUPE EDMOND DE ROTHSCHILD
GROUPE M6
GROUPE ORANGE
HENNER
HSBC FRANCE
IBM FRANCE
ING BANK FRANCE
INTERNATIONAL SOS
IONIS EDUCATION GROUP
ISRP
JALMA
JEANTET ET ASSOCIÉS
KPMG
KURT SALMON
LA BANQUE POSTALE
LAZARD FRERES
LINEDATA SERVICES

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

INSTITUT
MONTAIGNE

LIR
LIVANOVA
LVMH
MACSF
MALAKOFF MEDERIC
MAZARS
MCKINSEY & COMPANY FRANCE
MEDIA PARTICIPATIONS
MERCER
MICHELIN
MICROSOFT
OBEA
ONDRA PARTNERS
PAI PARTNERS
PIERRE & VACANCES
PLASTIC OMNIUM
PWC
RADIALL
RAISE
RAMSAY GÉNÉRALE DE SANTÉ
RANDSTAD
RATP
REDEX
REXEL
RICOL, LASTEYRIE CORPORATE FINANCE
ROCHE
ROLAND BERGER STRATEGY CONSULTANTS
ROTHSCHILD & CIE
SANOFI
SANTECLAIR
SCHNEIDER ELECTRIC SA
SERVIER
SIA PARTNERS
SIACI
SNCF
SNCF Réseau (anciennement Réseau Ferré de France)
SODEXO
SOLVAY
STALLERGENES
SUEZ ENVIRONNEMENT
TECNET PARTICIPATIONS SARL
THE BOSTON CONSULTING GROUP
TILDER
TOTAL
TUDEL ASSOCIÉS
VEOLIA
VINCI
VIVENDI
VOYAGEURS DU MONDE
WENDEL
WORDAPPEAL

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

Imprimé en France
Dépôt légal : Juin 2016
ISSN : 1771-6756
Achevé d'imprimer en Juin 2016

INSTITUT
MONTAIGNE

COMITÉ DIRECTEUR

PRÉSIDENT

Henri de Castries Président-directeur général, AXA

David Azéma *Chairman Global Infrastructure Group,* Bank of America Merrill Lynch
Emmanuelle Barbara *Managing Partner,* August & Debouzy
Nicolas Baverez Avocat, Gibson Dunn & Crutcher
Marguerite Bérard-Andrieu Directrice générale adjointe en charge de la Stratégie, groupe BPCE
Jean-Pierre Clamadieu Président du Comité exécutif, Solvay
Olivier Duhamel Professeur émérite des Universités, Sciences Po
Mireille Faugère Conseiller Maître, Cour des comptes
Christian Forestier ancien recteur
Marwan Lahoud Directeur général délégué, Airbus Group
Natalie Rastoin Directrice générale, Ogilvy France
René Ricol Associé fondateur, Ricol Lasteyrie Corporate Finance
Jean-Dominique Senard Président, Michelin
Arnaud Vaissié Co-fondateur et Président-directeur général, International SOS
Philippe Wahl Président-directeur général, Groupe La Poste
Lionel Zinsou Président, PAI Partners

PRÉSIDENT D'HONNEUR

Claude Bébéar Fondateur et Président d'honneur, AXA
Bernard de La Rochefoucauld Président, Les Parcs et Jardins de France

CONSEIL D'ORIENTATION

PRÉSIDENT

Ezra Suleiman Professeur, Princeton University

Benoît d'Angelin Président, Ondra Partners
Frank Bournois Directeur général, ESCP Europe
Pierre Cahuc Professeur d'économie, École Polytechnique
Loraine Donnedieu de Vabres Avocate, associée gérante, Jeantet et Associés
Pierre Godé ancien vice-Président, Groupe LVMH
Michel Godet Professeur, CNAM
Françoise Holder Administratrice, Groupe Holder
Philippe Josse Conseiller d'État
Marianne Laigneau Directrice des ressources humaines, Groupe EDF
Sophie Pedder Chef du Bureau de Paris, *The Economist*
Hélène Rey Professeur d'économie, *London Business School*

Laurent Bigorgne Directeur

INSTITUT
MONTAIGNE

IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

Nucléaire : l'heure des choix

Quel est l'avenir de l'énergie nucléaire ? Si la question n'est pas nouvelle, il est aujourd'hui urgent d'y apporter une vraie réponse. La recomposition à l'œuvre de l'industrie nucléaire y invite. Le contexte politique, technique et économique l'exige, car il a profondément changé.

L'Institut Montaigne souhaite donc mettre en garde contre les dangers auxquels conduirait l'inaction des pouvoirs publics, aussi bien pour ce qui concerne la prolongation du parc et la programmation de son renouvellement partiel, que la capacité d'investissement des acteurs économiques, l'évolution des prix réglementés ou encore la tarification du carbone. C'est d'une politique globale et ambitieuse dont l'industrie nucléaire française a aujourd'hui besoin. Le handicap majeur serait l'absence de choix politiques et de décisions opérationnelles, en France comme en Europe.

Incontestablement, l'heure des choix est arrivée.

Rejoignez-nous sur :

Suivez chaque semaine notre actualité en vous abonnant à notre newsletter sur :
www.institutmontaigne.org

Institut Montaigne
59, rue La Boétie - 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60 - Fax +33 (0)1 53 89 05 61
www.institutmontaigne.org - www.desideespourdemain.fr

10 €
ISSN 1771-6764
Juin 2016