

## Édito



**Claude Fischer**  
Directrice des  
Entretiens Européens

## Défendons notre industrie et notre marché intérieur

La pauvreté dans le monde nous rappelle qu'industrie et croissance sont liées. Pas de croissance sans industrie ni emplois qualifiés ! L'économie d'après-guerre a su marier l'énergie, l'innovation et l'industrie, ce qui a favorisé un développement de masse dans les pays occidentaux. Mais l'innovation industrielle d'alors a produit beaucoup de CO<sub>2</sub>, et aujourd'hui les activités des hommes, leur consommation, menacent la planète. Il nous faut inventer un nouveau type de croissance : développer une industrie sans CO<sub>2</sub>, une agriculture propre, des transports propres... L'Europe veut donner l'impulsion et a fait le choix d'agir pour l'environnement. Pour l'énergie, elle a adopté un paquet climat ambitieux. Mais en privilégiant les EnR, elle a créé des effets pervers allant à l'encontre des objectifs de sécurité et de compétitivité qu'elle s'était par ailleurs fixés ! L'expérience allemande prouverait même que compenser l'arrêt de la production nucléaire par les EnR n'est pas possible et conduit à utiliser plus de fossiles ! Aujourd'hui, la Commission cherche à adapter le marché pour produire encore plus d'EnR, au détriment du nucléaire qui ne représenterait plus que 20% de la production d'électricité en 2050 contre 50% d'EnR. L'industrie nucléaire a su créer de la croissance et de l'emploi sans polluer ni émettre de gaz à effet de serre qui dérèglent le climat. On sait maîtriser les risques liés au nucléaire et gérer les déchets qu'il produit, et les directives européennes sur la sûreté ont fait de l'Europe la zone la plus sûre du monde. Pourquoi vouloir s'en passer ?

L'idéologie anti-nucléaire aurait-elle gagné ? Ceux qui la prônent sont souvent les mêmes qui prêchent la dé-croissance. Il faut penser investissement pour inventer des nouveaux modèles de développement et ne pas sous-estimer les problèmes d'emplois et de compétitivité. Sinon, nous irons vers plus de chômage et de paupérisation.

La compétitivité du nucléaire est questionnée. Trop cher ? En France, la génération 2, amortie, peut être prolongée de 10 ans, voire de 20 ans, avec une rentabilité de 20%... Le défi est de passer à la 3<sup>ème</sup> génération. Toutes les études prouvent que, organisée en filière, celle-ci serait compétitive, même comparée aux sources éoliennes et solaires dont les coûts, si on intègre ceux du stockage

dont elles auraient besoin pour compenser la réduction de la base, exploseraient, comme l'explique Graham Weale. Une filière européenne permettrait de mutualiser les coûts, de créer des effets de série, et à l'industrie européenne de jouer sa carte dans le monde. Plusieurs régions du monde ont développé la technologie pour répondre à la demande de consommation de leurs populations. L'Afrique aussi s'interroge, qui doit faire face à des défis démographiques énormes et à son industrialisation. Elle aura besoin de l'Europe pour s'approprier la technologie...

L'Europe devrait-elle faire figure d'exception ? Et casser son industrie nucléaire ? Le nucléaire libéralisé est concurrencé par un nucléaire planifié, nous dit Xavier Ursat. Qu'est-ce qui empêche l'Union européenne de défendre son marché et son industrie ? Le dogme de la libéralisation ? L'énergie, et qui plus est nucléaire, n'est pas une marchandise comme les autres, c'est un bien public qui doit être défendu et régulé ! La Commission sait trouver les moyens quand il s'agit d'adapter le marché pour favoriser les investissements dans les EnR. Avec le Winter package, elle a proposé un signal prix et la modernisation des aides d'Etat, alors que les incitations et garanties publiques sont refusées au nucléaire. Celui-ci a besoin d'une réforme du marché avec des contrats de long terme, et d'une politique industrielle qui associe les opérateurs, les régulateurs et les territoires. Celle-ci doit leur permettre une coopération dans le cadre de relations public/privé intelligentes en interne, et favoriser les partenariats d'investisseurs européens et internationaux.

Les Etats ayant fait des choix de mix différents, il faudra respecter ceux qui veulent maintenir et développer le nucléaire. L'Europe pourra ainsi valoriser sur le plan industriel ses objectifs écologiques. Et à l'heure du Brexit, l'Union européenne devra coordonner politique commerciale et politique du marché intérieur, en cohérence avec le renouveau de l'industrie européenne.

## au sommaire

### En page 1

- Edito

### En pages 2 et 3

- Jan Horst Keppler, Jacques Percebois et Graham Weale  
Les 3 grands économistes répondent à nos questions

### En page 4

- Relancer l'ambition 60 ans après le Traité Euratom

### En pages 5 et 6

- La prolongation des centrales, rentable pour la collectivité  
- Le nucléaire de marché concurrencé par un nucléaire planifié et de série  
- Le solaire peut-il devenir compétitif ?

### En page 7

- La stratégie de la Finlande

### En pages 8 et 9

- ENGIE : son rôle dans la transition énergétique avec le nucléaire  
- Russie - Europe : la coopération essentielle

### En pages 10 et 11

- Etats-Unis, remettre de la régulation dans le nucléaire  
- Après l'Afrique du Sud, le Kenya, nouvelle puissance atomique en Afrique  
- La transition énergétique en Belgique

### En pages 12 et 13

- Le nucléaire, acteur engagé pour le dynamisme économique des territoires  
- Les industriels demandent de la stabilité

### En pages 14 et 15

- Energie nucléaire et renouvelables : Quelle complémentarité ?

### En page 16

- Des propositions pour l'investissement de long terme



# Les enjeux de la compétitivité de l'énergie nucléaire

Jan Horst Keppler, Jacques Percebois et Graham Weale répondent à nos questions

**L'énergie nucléaire est-elle essentielle pour une transition énergétique réussie qui réponde aux besoins économiques de base et à l'impératif climatique ?**



**Jacques Percebois** - Un des principaux atouts du nucléaire est qu'il émet très peu de CO<sub>2</sub>, à la différence du charbon, du fioul et même du gaz ; c'est important quand la priorité doit

être donnée à la lutte contre l'effet de serre. Le citoyen français émet en moyenne 4,3 tonnes de CO<sub>2</sub> par an (chiffres 2015) contre 6,3 pour un Anglais et 8,9 pour un Allemand et il le doit principalement à la filière électrique qui a émis 39 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2015 contre 163 au Royaume-Uni et 332 en Allemagne (chiffres Agence internationale de l'énergie). Le nucléaire permet en outre au consommateur domestique français de bénéficier d'un prix du kWh inférieur à ce que l'on observe dans le reste de l'Union européenne, en Allemagne tout spécialement. Le choix nucléaire a permis à la France de retrouver un taux satisfaisant d'indépendance énergétique (environ 50% du bilan primaire). Rappelons qu'elle importe la totalité du pétrole, du gaz et du charbon qu'elle consomme. Le nucléaire est donc essentiel pour la transition énergétique dans le monde, en Europe et en France, à la fois comme facteur de diversification du mix énergétique et comme moyen de lutter contre le réchauffement climatique, imputable largement à l'utilisation massive du charbon dans la production d'électricité.



**Graham Weale** - Un rapport récent de la Commission des Transitions énergétiques a montré que l'électrification avec de l'électricité propre peut atteindre près de la moitié de la décarbonation requise à long terme. Les énergies renouvelables font de grands progrès avec une baisse des coûts et la résolution des problèmes techniques d'intégration, à l'exception du stockage à long terme à des coûts raisonnables. Or dans tout scénario d'électrification élevée, la dernière tranche de la demande d'électricité exigera soit un stockage d'énergies renouvelables, soit une autre forme de production. À cet égard, le nucléaire est le seul candidat réaliste car le stockage d'électricité a une efficacité de cycle très faible. Ceci dit, les projets nucléaires actuels en Europe et aux États-Unis sont prohibitifs, ils présentent des

mauvais bilans en termes d'achèvement dans les délais et dans le budget. Certes, ils chercheront à s'aligner sur les coûts réalisés en Asie. Et dans la mesure où les coûts seront beaucoup plus acceptables que ceux des alternatives, l'énergie nucléaire sera essentielle pour activer une transition énergétique réussie. L'essence de la transition énergétique consiste à rester dans un budget carbone limité, et indépendamment des considérations qui précèdent, toutes les installations nucléaires existantes devraient être utilisées pour produire autant de puissance sans carbone qu'elles peuvent en générer sûrement et économiquement.



**Jan Horst Keppler** - Le nucléaire est une partie indispensable de la solution, même si ce n'est pas la seule. Le résultat dépendra du calendrier et de la disponibilité des alternatives. Pour l'ins-

tant, il demeure la seule source importante d'électricité à faible teneur en carbone, et non pas dans une offre limitée contrairement à l'hydroélectricité. Selon les publications de l'AIE et de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (NEA), c'est aussi la technologie la plus compétitive à faible teneur en carbone, à la fois au niveau de la centrale et a fortiori au niveau du système, qui fournit de l'électricité 24 heures sur 24 indépendamment des conditions météorologiques. Cependant, et comme vient de le dire Graham, les projets nucléaires récents dans les pays de l'OCDE se caractérisent par de grands retards et des dépassements de coûts, alors que les projets renouvelables annoncent régulièrement de nouvelles réductions de coûts. Si la dynamique actuelle persiste, il est peu probable que la part d'énergie nucléaire dans les pays du monde soit très élevée et fondée sur de nouvelles centrales. Ceci dit, il est impossible d'obtenir une décarbonisation totale sur la seule base des énergies renouvelables. Un nouveau système judicieux, les ressources hydroélectriques étant limitées, serait un tiers d'énergie nucléaire, un tiers de renouvelables (éolien et solaire) et un tiers de gaz. Cela garantirait des réductions de CO<sub>2</sub> très importantes (inférieures à 50% des niveaux actuels), serait économiquement sensible et technologiquement réalisable. Il est évident par ailleurs que la solution économiquement la plus avantageuse et la plus écologiquement rationnelle est de faire fonctionner les centrales existantes jusqu'à la fin de leur vie.

**Dans la méthode de calcul actuelle, l'énergie nucléaire est-elle compétitive avec d'autres sources ?**

**Graham** - Il faut distinguer deux cas : la compétitivité des centrales existantes basée sur le coût marginal et celle des nouvelles, basée sur le coût total. Le prix actuel du CO<sub>2</sub> d'environ 5 € / t est bien inférieur au coût social des émissions, qui a été estimé par le gouvernement américain à 30 € / t puis par une étude de l'Université de Stanford à un niveau beaucoup plus élevé de 185 € / t. Si de tels coûts étaient intégrés dans les combustibles fossiles, l'énergie nucléaire existante, coûts du déclassement et du stockage des déchets inclus, serait compétitive par rapport à tous les combustibles fossiles. En ce qui concerne les nouvelles installations, sans compter les coûts de démantèlement et de stockage des déchets, le nucléaire est trop coûteux pour concurrencer les énergies renouvelables sur une base MWh, mais pourra être compétitif lorsque les coûts de stockage saisonniers seront pris en compte.

**Jacques** - Le « coût cash » du kWh nucléaire en France, qui permet de récupérer aujourd'hui les coûts fixes (CAPEX, y compris les coûts dits du « grand carénage ») et les coûts variables (OPEX) du kWh produit par les 58 réacteurs en activité, est de l'ordre de 3,2 à 3,5 centimes d'euro (32 à 35 euros par MWh). Rappelons que ce chiffre reste inférieur au coût de production de toutes les autres énergies, l'hydraulique excepté, et que l'ARENH, prix auquel EDF vend son kWh nucléaire à ses concurrents, est de 4,2 centimes d'euro. Le prix de gros du kWh, de l'ordre de 4 centimes en moyenne sur le marché spot, est largement artificiel et ne permet pas de financer un investissement nouveau quelle que soit l'énergie choisie. Cette faiblesse du prix spot tient largement à l'injection massive de renouvelables financées hors marché. Le coût du nouveau nucléaire (EPR) est certes plus élevé (9 à 10 centimes), ce qui est supérieur au prix de revient du kWh de certaines fermes solaires ou éoliennes, mais des économies d'échelle sont possibles. Notons que l'approche en termes de « coût moyen actualisé à long terme » (LCOE) ne tient pas compte des « coûts systémiques » (raccordement, backup, stockage, équilibrage) qui sont faibles avec le nucléaire mais particulièrement élevés avec les renouvelables intermittents.

**Jan Horst** - Les investissements dans les centrales de génération II ont été économiquement et financièrement très rentables, mais le défi consiste à évaluer les coûts d'investissement pour les nouvelles centrales. Le contrat pour différence (CfD) pour Hinkley Point C fixe les coûts totaux à 92,50 £ par MWh, ce qui est plus élevé que les coûts annoncés pour l'éolien et le solaire. Cependant, le futur imposera des coûts supplémentaires considérables sur le système électrique dans son ensemble, liés à la flexibilité des options et à



la variabilité de la demande, au stockage et aux coûts de réseau et de connexion, alourdissant la facture finale pour les consommateurs. Les coûts du système varient considérablement avec la situation particulière d'un pays et le degré de production des renouvelables, mais à 30% de pénétration, ils peuvent augmenter de 20 et 30 € par MWh. Les coûts externes liés au changement climatique, à la pollution de l'air ou à la sécurité d'approvisionnement sont difficiles à monétiser. Cependant, les prix actuels des émissions de CO<sub>2</sub> d'environ 6 € dans l'UE et de zéro dans la plupart des autres régions du monde sont trop faibles pour intégrer les coûts des dégâts marginaux.

### **L'énergie nucléaire européenne est-elle plus chère que dans d'autres pays du monde ? Et pourquoi ? Quelle est la perspective du moyen à long terme pour l'Europe et le monde ?**

**Graham** - Les nouvelles centrales nucléaires sont manifestement beaucoup plus chères en Europe et aux États-Unis qu'en Asie. Les raisons de cette différence ne sont pas encore suffisamment documentées, mais incluent le manque d'expérience des constructeurs européens dans la construction de la génération actuelle de réacteurs. Les perspectives à long terme dépendent tout simplement de l'évolution des coûts relatifs du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables, combi-



née au stockage requis pour répondre à la demande horaire au cours de l'année.

**Jan Horst** - L'énergie nucléaire nécessite beaucoup de capital, de longs délais et un cadre institutionnel stable et efficace. Dans la mesure où les systèmes d'électricité en Europe et aux États-Unis deviennent plus axés sur le marché, cela ne facilite pas le déploiement de l'énergie nucléaire. Le dépassement des obstacles est, en principe, encore possible grâce à la fourniture de garanties appropriées sur le niveau des prix de l'électricité à long terme. Cependant, les fournisseurs de centrales électriques de la génération III n'ont pas encore démontré qu'ils sont capables d'avoir une véritable puissance d'alimentation au réseau. Et en Asie, à l'exception d'un petit nombre de BWR au Japon, aucune centrale de Génération III n'a encore été achevée, bien qu'il y ait l'espoir que cela change au cours de l'année à venir.

Principalement pour cette raison, les perspectives pour le nucléaire dans le cadre du mix énergétique mondial sont probablement stables pour les dix prochaines années. Après, cela dépendra de la capacité d'une nouvelle génération de réacteurs à surmonter les défis techniques et financiers actuels.

**Jacques** - La technologie nucléaire n'est pas figée et à côté du programme EPR il existe des projets « d'EPR nouveau », des perspectives prometteuses pour les réacteurs de petite dimension, moins coûteux et plus fiables (SMR pour « Small Modular Reactors ») et pour les réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération (surgénérateurs). Notons enfin que la flexibilité dont fait preuve aujourd'hui le nucléaire, électricité pilotable, permet de bien intégrer l'injection de l'électricité fatale produite par l'éolien et le photovoltaïque tant que celle-ci ne dépasse pas un certain seuil toutefois (30% de la production d'électricité). La puissance nucléaire installée dans le monde devrait augmenter (surtout en Asie), même si la part du nucléaire dans la production d'électricité ne devrait pas croître dans un futur proche. Une chose est sûre : fermer des réacteurs qui fonctionnent et qui sont largement amortis, c'est détruire de la valeur économique.

*Interview réalisée  
par Claude Fischer-Herzog*

## **Débat à ASCPE : le Winter package et l'avenir du nucléaire**

Le 11 mai 2017 à FORATOM, ASCPE recevait **Massimo Garribba**, directeur « Energie nucléaire, sûreté et ITER » à la DG Energie, Commission européenne, **Augustijn Van Haasteren**, chargé politique à la direction « Marché interne de l'énergie » et **Jan Keppler**, chef économiste à l'OCDE, professeur à l'université Paris Dauphine<sup>1</sup>. La rencontre, animée par **Claude Fischer**, s'est inscrite dans le nouveau contexte de l'Europe avec le Brexit, et notamment l'évolution de l'équilibre entre les pays pro et anti-nucléaires, et le « Winter Package » (Clean Energy for all Europeans) de la Commission européenne.

**Massimo Garribba** et **Augustijn Van Haasteren** ont souligné les impacts du nouveau paquet pour le marché de l'électricité : mécanismes de capacité, financement des investissements de long terme... Ceux-ci dessineront-ils de nouvelles possibilités pour l'avenir du nucléaire ? Certes, celui-ci restera dans le mix avec la prolongation des centrales et la construction de nouvelles capacités, mais le scénario de référence, diffusé en juillet 2016, évalue la part du nucléaire dans la production d'électricité à 18% en 2030 (20% selon le PINC<sup>2</sup>). Comment garder notre capacité industrielle ? Pour la Commission, il faut que les opérateurs et les régulateurs se concertent pour aller vers une standardisation des méthodes, et une normalisation des

étapes intermédiaires, qui ont des effets sur la sûreté et la compétitivité. Quid du marché ? La Commission propose de l'adapter à l'objectif de 50% d'EnR pour 2050, en améliorant sa flexibilité et la distribution de l'énergie, en offrant de meilleurs signaux prix pour attirer les investissements long terme, en rétablissant les prix avec les mécanismes de rémunération en cas de besoins (pour les enjeux transfrontaliers par exemple). Parallèlement, la Commission propose d'améliorer le cadre pour multiplier les contrats court terme grâce à une meilleure information des consommateurs, plus d'efficacité et plus de protection pour éviter les black-out et diminuer les spéculations.

**Jan Keppler** s'est interrogé sur le choix des EnR dont les objectifs ne semblent pas clairs : « ce qui a été fait pour les EnR n'a pas été technologiquement neutre, et l'a été indépendamment de l'objectif de réduction de CO<sub>2</sub> ». La Commission a permis le CfD au Royaume Uni, l'emprunt russe en Hongrie, mais l'industrie meurt lentement à cause du cadre institutionnel (marché de court terme, tarification du coût marginal), incompatible avec le nucléaire. Il présente son étude sur les coûts réels du nucléaire comparés à ceux des autres sources, et sa compétitivité comparée à celle d'autres régions du monde<sup>3</sup>.

Il souligne les coûts de système et le contexte



où les prix du marché de l'électricité étant très bas (30€/MWh), il n'y a aucun incitatif à engager de nouvelles constructions. Or, le défi pour l'industrie nucléaire est de passer de la génération 2 à la G3. Le nucléaire pourrait rester compétitif à partir du moment où il joue dans un marché de gros libéralisé. Aussi propose-t-il des contrats à long terme pour les capacités de charge de base disponibles et de réexaminer les mécanismes de soutien pour les EnR qui incitent à la production même lorsque l'électricité n'est pas nécessaire. Une taxe carbone importante serait une solution optimale et moins distortive. Enfin, il propose de développer des ressources de flexibilité pour permettre la coexistence du nucléaire et des renouvelables.

<sup>1</sup> La réunion a rassemblé une quarantaine de participants : on retrouvera le compte rendu de la réunion sur le site [www.entretiens-europeens.org](http://www.entretiens-europeens.org)

<sup>2</sup> Le PINC final a été publié le 12 mai 2017. L'analyse de fond reste la même que celle d'avril 2016.

<sup>3</sup> Cf. Nuclear in low carbon power market. Challenges, incentives, system costs. Pr Jan Horst Keppler. Voir aussi le séminaire sur le Winter Package avec Kristina Yankovich à Paris Dauphine le 30 janvier 2017.

# Relancer l'ambition 60 ans après le Traité EURATOM



En élaborant dans le même moment de l'histoire le traité CECA, le traité Euratom et le traité de Rome, il y a soixante ans, les pères de la construction européenne marquaient le rôle central

de l'énergie dans nos sociétés modernes et dans la politique des États.

Ils fondaient une politique européenne de développement de l'énergie nucléaire. Fille de la physique moderne, tirant parti des forces les plus puissantes de la nature, les forces internes au noyau des atomes, elle offrait en effet d'incomparables perspectives d'efficacité.

Ces perspectives sont depuis devenues réalité et l'on ne saurait trop souligner la réussite industrielle et économique du parc nucléaire européen, depuis plusieurs décennies.

Le parc nucléaire constitue pour l'Europe un atout stratégique, à l'appui des trois piliers de la politique énergétique : compétitivité, environnement, sécurité d'approvisionnement.

**Compétitivité :** l'énergie nucléaire tire son potentiel économique d'une densité de puissance sans égale. Après l'investissement de départ, ses coûts variables sont faibles et prévisibles<sup>1</sup>. Or la compétitivité et la prévisibilité des coûts de l'énergie sont parmi les facteurs structurels qui conditionnent les décisions d'investissement industriel et le développement économique. La part de l'uranium importé dans le coût du kWh est par ailleurs très faible (quelques %) et celle de la valeur ajoutée nationale très élevée. Ceci favorise grandement la balance commerciale, le développement industriel et l'emploi. L'industrie nucléaire est ainsi source d'emploi hautement qualifié, de développement économique et de leadership technologique.

**Environnement :** le fonctionnement des centrales nucléaires n'émet pas de CO<sub>2</sub> et assure une grande qualité de l'air. L'ensemble du cycle de vie des centrales et du combus-

## les enjeux des marchés de l'électricité (« market design »)

Essentiellement fondés sur les coûts marginaux de court-terme, les marchés ne rémunèrent ni ne permettent aujourd'hui les investissements de long terme.

Or les moyens de production électrique décarbonée requièrent des investissements beaucoup plus conséquents que les moyens de production à base de combustibles fossiles. Les mécanismes du marché favorisent aujourd'hui ces dernières, à l'encontre des objectifs de l'accord de Paris. Il s'agit donc de bâtir un marché qui soutienne l'objectif de décarboner le système électrique.

Par ailleurs, si la situation actuelle perdurait, les risques de black-out ou d'excessive dépendance énergétique ne manqueraient pas de croître à moyen terme. Définir des mécanismes intégrant les coûts d'investissement, les coûts système et les externalités dans les prix de marché et assurant aux investisseurs l'indispensable visibilité est une priorité. Et ce d'autant plus qu'un développement significatif des énergies renouvelables suppose que le marché sera, du fait du caractère variable de leur production, structurellement sur-capacitaire, quel que soit le mix énergétique retenu.

tible est extrêmement sobre en carbone<sup>2</sup> : le nucléaire est une composante majeure de la politique de prévention du réchauffement climatique. Il est aussi très peu consommateur d'espace et de paysages. Un haut niveau de sûreté forme de manière incontestable une condition première de son emploi : l'Europe possède les compétences, l'expérience, les exigences, la culture et les contrôles de nature à l'assurer dans la durée. Le traité Euratom a, dans ce domaine, contribué à bâtir un cadre réglementaire européen particulièrement abouti.

**Sécurité d'approvisionnement :** dans un monde aux tensions géopolitiques et aux foyers d'instabilité croissants, où les risques de crise liés à l'énergie se multiplient, l'indépendance énergétique est facteur de stabilité et de paix. Le nucléaire y contribue particulièrement. Les énergies renouvelables s'y associent pour une part, le nucléaire garantissant en outre l'indispensable continuité de service, à toute heure, par tous les temps.

L'ambition manifestée par la signature du traité Euratom, il y a soixante ans, mérite assurément d'être reconnue et renouvelée, car les très profonds fondamentaux qui ont présidé au développement de l'énergie nucléaire

demeurent plus que jamais d'actualité.

Pour préparer l'avenir, en Europe, nous avons en matière d'énergie à nous concentrer sur la sécurité et la continuité d'approvisionnement, sur les moyens d'atteindre les objectifs de l'accord de Paris relatif au climat, sur le fonctionnement des marchés de l'électricité ainsi que sur la compétitivité des nouveaux projets (une fois réalisées les têtes de série).

Les marchés sont aujourd'hui défaillants et il est crucial de les réformer (« market design »), au regard des objectifs de la politique énergétique et des enjeux économiques, climatiques et géopolitiques, dans une perspective d'investissement et de long terme.

Il s'agit en définitive de bâtir le cadre qui accompagne l'exploitation des réacteurs existants dans la durée, favorise l'excellence technologique européenne et soutienne l'investissement, les nouveaux projets et, le moment venu, le renouvellement des parcs nucléaires.

**Bertrand de L'Épinois**

Président de Foratom

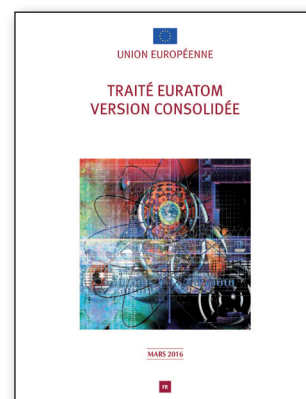


## le nucléaire comme facteur de sécurité des approvisionnements

Le nucléaire consomme très peu de combustible : 7 g d'uranium (une pastille de combustible) produisent autant d'énergie qu'1 t de charbon, 3 barils de pétrole ou 500 m<sup>3</sup> de gaz. On peut ainsi aisément stocker l'uranium nécessaire à plusieurs années de consommation (3 ans aujourd'hui en moyenne en Europe). La très faible part de l'uranium importé dans le coût de production signifie par ailleurs qu'une hausse importante de son prix n'engendrerait qu'une faible hausse du coût du kWh (souvenons-nous a contrario de l'effet des chocs pétroliers sur notre économie), tout en accroissant très significativement les réserves minières et les sources d'approvisionnement. Enfin, les compétences européennes dans le cycle du combustible ainsi que les perspectives des réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération sont de nature à accroître notre indépendance en ressources en matières fissiles.

<sup>1</sup> L'investissement forme de l'ordre des 2/3 du coût de l'électricité nucléaire (selon le taux d'actualisation).

<sup>2</sup> De l'ordre de 10 g/kWh, équivalents aux émissions des énergies renouvelables, à comparer aux 800 g/kWh émis par la production électrique à base de charbon et aux près de 500 g/kWh émis par les centrales au gaz.



# La prolongation des centrales, rentable pour la collectivité



EDF estime à 48 milliards d'euros (courants) le coût du « Grand Carénage », le programme d'investissements sur la période 2014-2025 destiné à maintenir et rénover le parc nucléaire

français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et à prolonger leur durée de fonctionnement après 40 ans. Sur 2014-2025, ce programme représente en moyenne un investissement de 4 Md€/an comparé à un investissement récurrent que l'on peut estimer à moins de 3 Md€ pour un parc tel que le nôtre. Y compris en l'intégrant, il permet d'avoir un coût cash de production qui est aujourd'hui de 32€/MWh. Nous sommes aujourd'hui sur ce plateau d'environ 4 Md€/an et, progressivement, à partir de 2025, nous observerons une inflexion pour atteindre 30€/MWh.

Ce coût peut être rapproché du coût de production des centrales nucléaires aux États-Unis, estimé par Bloomberg en juin 2017 à 35 dollars par MWh. Il s'agit bien de la seule donnée pertinente à comparer aux prix de vente, lorsqu'on veut mesurer la rentabilité de la prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires. Par ailleurs, les dépenses de long terme (déconstruction et gestion des déchets) sont d'ores et déjà intégralement couvertes à plus de 100 % par des actifs

dédiés qui permettront de faire face aux dépenses correspondantes.

Le coût « cash » de production du parc nucléaire français, qui s'établit à 32 €/MWh en tenant compte du Grand Carénage, et qui descend progressivement à moins de 30 €/MWh à l'issue du pic d'activités et de dépenses du programme, est également celui auquel il faut comparer le coût de développement d'autres moyens de production alternatifs.

Ainsi, il est clair que la prolongation de la durée de fonctionnement du parc nucléaire français existant constitue la solution la plus compétitive pour la collectivité. Il n'existe pas de moyens de production neufs coûtant moins cher en coûts cash que le nucléaire existant, y compris en intégrant l'ensemble des investissements nécessaires au Grand Carénage.

## Une source bas carbone disponible

Pour aller vers un futur bas-carbone, la France part d'une situation remarquable, en comparaison de ses grands voisins. Ainsi, en 2015, le parc EDF français émet 17 gCO<sub>2</sub>/KWh, soit, près de 20 fois moins que la moyenne européenne, d'environ 300g ; un des pays les plus émetteurs étant l'Allemagne avec 505g CO<sub>2</sub>/KWh. Pour mémoire, le ratio Allemagne / EDF était de 11 en 2010 (le parc français émettait 11 fois moins de grammes de

CO<sub>2</sub>/Kwh en 2010 ; ce ratio est de 30 en 2015). Une comparaison rapide montre une augmentation du taux d'émission de grammes de CO<sub>2</sub>/Kwh, en Allemagne, entre 2010 et 2014, qui est passé de 449 à 502 grammes de CO<sub>2</sub>/KWh. Ce qui représente une augmentation d'un peu plus de 10%.

Dans le même temps, EDF a arrêté ses centrales thermiques charbon de 250 MW et a amélioré l'utilisation de son parc nucléaire. Cela l'a amené à une diminution des émissions de grammes de CO<sub>2</sub> par KW/h, passant dans les faits de 40 à 17. Il est à noter, par ailleurs, que les particuliers allemands paient leur électricité entre 80% et 100 % plus cher que les Français, la différence de prix étant essentiellement imputable aux énergies renouvelables subventionnées.

Enfin, nucléaire et renouvelables sont complémentaires : compte tenu de leur variabilité, les énergies renouvelables, éoliens et photovoltaïques, nécessitent le recours à d'autres moyens de production en base. Le nucléaire est, à ce titre, le seul moyen de production avec l'hydraulique, en capacité d'assurer cette disponibilité, tout en étant décarboné.

Cela s'inscrit directement dans les objectifs de décarbonation fixés lors de la COP21.

**Dominique Minière**

Directeur du Parc Nucléaire et Thermique, EDF



# Le nucléaire de marché conurrencé par un nucléaire planifié et de série



La compétitivité d'un produit est souvent mesurée à l'aune du cycle de vie de ce produit et du marché sur lequel il est proposé. En matière de nucléaire, les coûts de développement de

la filière Génération 2 (GEN2) sont présentés comme inférieurs à ceux de la Génération 3 (GEN3), comparaison qui paraît encore plus marquée en Europe que dans le reste du monde. Une partie de cet écart s'explique par les trois phases des marchés de l'électricité en Europe :

- La phase de développement du nucléaire portée par une demande croissante d'électricité, dans un contexte de tension sur les prix de marché du pétrole, avec une dynamique soutenue de construction de réacteurs standardisés, sous l'effet de politiques nationales procurant une visibilité suffisante sur les prix.
- La phase d'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, dans un contexte

de prix des fossiles bas, avec l'introduction de subventions pour favoriser le développement d'énergies renouvelables en petites séries. L'optimisation des parcs nucléaires combinée à des prix de marché soutenus permettait aux électriciens de dégager un bénéfice partiellement réinvesti dans des productions renouvelables.

- La phase sur-capacitaire en moyens de production électrique provoquant l'effondrement des prix de gros, privant les électriciens de leurs capacités d'investissement propres. Seule l'Angleterre, limitée en termes d'interconnexion électrique et ayant mis en place un mécanisme de prix garantis, s'est donnée les moyens de lancer de nouvelles capacités nucléaires, venant rejoindre les quelques unités GEN 3 lancées par deux électriciens européens durant la phase d'équilibre.

## L'absence de politique énergétique nuit à l'Europe

Rappelons par ailleurs que l'Europe, en plus de ne disposer de marchés de gros qui ne

donnent des signaux de prix fiables qu'au mieux à 3 ans, pâtit du manque d'une politique énergétique commune et contraint ses pays membres à des politiques restreintes à leurs frontières respectives, réduisant de fait les effets et opportunités d'échelles pour le nucléaire. Cet historique montre la difficulté à mettre en œuvre les bons instruments pour répondre aux objectifs d'une politique énergétique, à trouver l'équilibre entre subventions et effet série.

Par comparaison, les autres régions ayant engagé des programmes nucléaires soutenus tels que la Corée, la Chine ou la Russie ont pu opérer une transition industrielle entre leur GEN2 et leur GEN3, permettant de conserver l'effet série et de limiter l'augmentation des coûts à des modifications de design correspondant à des exigences renforcées. Par ailleurs, ces pays ont su mettre en place les planifications et financements associés selon un schéma national proche de celui de la phase 1 de développement du nucléaire européen.



## Des coûts supportés par les industriels

Comme pour les gros projets d'infrastructures, quels sont les coûts qui sont imputés aux projets nucléaires ? Là encore les répartitions diffèrent selon les visions comptables. Les pays d'Europe étant assez endettés, pour un bon ancrage local, le projet doit créer de la valeur pour la collectivité et donc investir la sphère industrielle, éducative, logistique, etc. Dans d'autres pays en croissance, les dépenses jugées indispensables au développement économique restent supportées par les Etats et /ou régions, affranchissant l'industriel du financement, ce qui peut apparaître comme une forme de subvention. Des principes d'offset peuvent également être instaurés. En effet, les coûts d'un projet

nucléaire peuvent connaître des réalités très différentes dans l'affectation partielle ou totale des coûts liés à plusieurs facteurs : pré-développement, infrastructures plus ou moins existantes ; financement, intérêts intercalaires, garanties ; R&D ; organisation du projet en fonction des objectifs fixés ; niveaux de provisions à affecter ; répartition de contrats entre les phases de construction et les phases opératoires.

Gardons toutefois en tête qu'un projet nucléaire s'inscrit dans la durée. Les régions françaises ont de ce fait bien résisté face à une vague de désindustrialisation, grâce aux centrales qu'elles hébergent. EDF n'a cessé d'optimiser ses réacteurs pour en tirer la meilleure rentabilité et toutes les leçons de construction de Flamanville 3 sont tirées,

intégrant à la filière nucléaire les outils de la compétitivité. La comparaison économique de systèmes énergétiques demeure un exercice extrêmement complexe tant les externalités du projet, leur mode de financement, les dynamiques de marché peuvent influencer sur le jeu d'hypothèses retenues. Il en va ainsi du nucléaire mais aussi des renouvelables.

**Xavier Ursat**

Directeur Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, EDF

## Le solaire peut-il devenir compétitif ?



L'énergie lumineuse dépend de trois facteurs principaux : la latitude du lieu, la saison et la nébulosité du ciel (la pluie, une couverture nuageuse importante ou un brouillard dense pouvant

la réduire à pratiquement zéro. La combinaison de ces trois facteurs conditionne ce que l'on nomme le facteur de charge (temps équivalent de fonctionnement à pleine puissance) d'une installation PV, qui caractérise son productible annuel d'électricité. C'est un paramètre majeur de compétitivité, l'autre paramètre déterminant étant le coût d'investissement par kW installé.

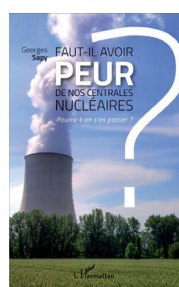
La localisation sur la planète d'une installation PV est donc cruciale pour sa compétitivité. Les différences étant considérables entre une installation située dans la zone intertropicale élargie et une autre située en zone tempérée. La zone de latitudes intertropicales (de  $\pm 23^\circ$  étendue à  $\pm 30$  à  $35^\circ$ ) bénéficie de deux atouts majeurs : une énergie lumineuse reçue maximale hors nébulosités et un faible écart de la durée jour-nuit durant toute l'année (absence de saison marquée). Ce faible écart conduit à une production PV qui varie peu tout au long de l'année, ce qui contribue à un facteur de charge élevé donc à la compétitivité, et rend par ailleurs suffisant un stockage journalier permettant de disposer d'électricité durant la nuit à un coût acceptable. À titre indicatif, une installation PV au sol récente au Chili, située en altitude dans le désert d'Atacama, à la latitude du Tropique du Capricorne et sous un ciel à très faible nébulosité (conditions idéales) atteint un facteur de charge de 2 730 heures par an en moyenne.

Les conditions en zone tempérée, par exemple en Europe sur le 50<sup>ème</sup> parallèle, latitude de Paris, sont bien moins favorables : l'énergie lumineuse y est deux fois plus faible en moyenne annuelle, et deux fois plus faible

en hiver qu'en été. Si on ajoute une durée du jour 2 fois plus faible en hiver qu'en été, la combinaison de ces deux effets conduit à une production 4 fois plus faible en hiver qu'en été et à un facteur de charge de l'ordre de 950 heures par an, soit 3 fois moins que sous les tropiques. Toutes choses égales par ailleurs, la production PV y est donc trois fois plus chère.

Ces caractéristiques propres à l'Europe tempérée ont un autre inconvénient majeur : la production PV y est en opposition avec les besoins : elle est minimale en hiver quand la consommation est au plus haut, et maximale en été quand la consommation est au plus bas. De plus, l'intermittence des productions PV tout au long de l'année implique de disposer de moyens d'appoint/secours (« back-up ») pour suppléer ses manques. Moyens qui ont un coût élevé, venant s'ajouter au coût propre déjà élevé des productions PV.

En résumé, la compétitivité des productions PV, déjà intrinsèquement faible sous nos latitudes moyennes, est encore réduite quand on tient compte des coûts compensatoires de son intermittence. Ces productions devraient donc logiquement être exclusivement envisagées pour les régions sud de l'Europe (sud de la France à la rigueur, Espagne, Portugal, Italie, Grèce) mais apparaissent aberrantes aux latitudes plus élevées (le facteur de charge moyen en Allemagne ne dépasse pas 870 heures...). Pour un coût nécessairement très élevé, bien supérieur à celui du nouveau nucléaire...



**Georges Sapy**

Membre de Sauvons Le Climat  
auteur de « Faut-il avoir peur de nos centrales nucléaires ? »

## Le scénario Efficiency-N

**Énergie nucléaire et captage-stockage du carbone par la biomasse, une solution pour limiter l'augmentation de la température moyenne de surface à 1,5 °C**

Étude réalisée par :

Berger, A., Bles, T., Bréon, F.-M., Brook, B.W.,  
Deffrennes, M., Durand, B., Hansen, P., Huffer, E.,  
Grover, R.B., Guet, C., Liu, W., Livet, F., Nifenecker,  
H., Petit, M., Pierre, G., Prévot, H., Richet, S., Safa,  
H., Salvatores, M., Schneeberger,  
M. and Zhou, S. (2017)

Collaboration GISOC

(Global Initiative to Save Our Climate)

À la suite de la COP21, les parties prenantes (les pays signataires de la déclaration finale) ont demandé au GIEC d'étudier la possibilité de limiter l'augmentation de la température de surface par rapport à la période préindustrielle à 1,5 plutôt que 2 degrés. Associé à la collaboration internationale « Global Initiative for Saving Our Climate (GISOC) » qu'il a suscitée, « l'association Sauvons Le Climat (SLC) » propose un scénario permettant de respecter cette limite. À cette fin, il est nécessaire que le cumul des émissions anthropiques de CO<sub>2</sub> jusqu'en 2100 n'excède pas 600 Gt.

Ce résultat est obtenu grâce au remplacement total des énergies fossiles par un mix, à parts environ égales de nucléaire et de renouvelables dès 2060. La neutralité CO<sub>2</sub> est obtenue en 2060. Après cette date il sera possible de continuer la croissance de la production nucléaire dans la mesure où elle sera assurée essentiellement par des réacteurs surgénérateurs.

Les scénarios alternatifs proposés au GIEC supposent une utilisation massive de la CSC (Capture et stockage CO<sub>2</sub>). Ainsi le scénario MESSAGE Efficiency de l'IIASA, le plus sobre en énergie et supposant une sortie du nucléaire, envisage un stockage de 1300 Gt de CO<sub>2</sub> en 2100, tout en limitant l'augmentation de la consommation énergétique à 40% d'ici 2100. Dans le cas de notre scénario Efficiency-N la quantité de CO<sub>2</sub> stocké (grâce à la biomasse) est limitée à 275 Gt et la consommation énergétique peut augmenter de 150 % en fin de siècle. La puissance nucléaire atteindrait 20000 GWe, essentiellement sous la forme de réacteurs surgénérateurs. La possibilité d'obtenir un tel développement de la puissance nucléaire a été démontrée dans un précédent article (Int. J. Global Energy Issues, Vol. 40, Nos. 1/2, pp.43-78)

Sauvons Le Climat



# Stratégie nucléaire en Finlande : le fondement d'une économie décarbonisée



## Le rôle du privé décisif

La Finlande n'a pas de stratégie nucléaire officielle ; toutes les installations en cours d'exploitation ainsi que les nouveaux projets de construction sont des investissements privés et réalisés sans subventions politiques. Pourtant, le nucléaire joue un rôle décisif en Finlande : actuellement, environ 25% de l'électricité consommée est générée avec quatre unités d'exploitation, deux réacteurs VVER-440 de 500MW et deux BWR 880MW, construits à la fin des années 70 et au début des années 80. Ceux-ci seront complétés par deux nouvelles constructions, OL3 (1600MW EPR) et Fennovoima (1200MW VVER). L'initiative provient de l'industrie. La stratégie climatique et énergétique du gouvernement ne s'est pas concentrée sur le nucléaire, car, selon le ministère, aucune action gouvernementale supplémentaire n'est nécessaire pour assurer l'utilisation de l'énergie nucléaire à l'avenir, dont la part représentera entre 40 et 45% d'ici 2030 dans le mix énergétique.

## Une loi positive pour l'industrie

La loi sur l'énergie nucléaire est en cours de traitement par le ministère de l'emploi et de l'économie. La phase suivante sera une révision parlementaire. Il n'y aura pas de grands changements sauf probablement une nouvelle licence pour le déclassement d'une centrale nucléaire. Le ministère a tenu compte de nombreuses préoccupations de l'industrie qui considère positivement la nouvelle loi.

## Un défi de compétitivité pour le secteur

Traditionnellement, l'énergie nucléaire a été compétitive en Finlande aussi bien que sur le marché nordique, car les centrales ont été construites il y a quelque temps et les coûts d'exploitation ne sont pas très élevés. Ces dernières années, la situation a changé et le secteur nucléaire est confronté à un défi de compétitivité car les prix de gros de l'électricité ont baissé alors que les coûts ont augmenté.

**Prix de l'électricité** - L'ensemble du marché en Europe fait face à des difficultés en raison de l'augmentation de l'offre d'électricité qui a un coût marginal proche de zéro. Sur le marché nordique, cela s'explique notamment par l'augmentation de l'offre d'énergie éolienne ; cependant, ce n'est que la moitié de la vérité. Au cours des 10 dernières années, environ 18 tonnes de capacité ont disparu du marché en raison de la restructura-

tion industrielle en Finlande et en Suède. Ces changements dans l'offre et la demande, conjugués à des prix ETS très faibles, ont conduit à une situation où presque aucun nouvel investissement n'est réalisé dans le secteur de l'énergie sans subvention. Le marché s'est légèrement redressé, mais le défi de la compétitivité demeure.

**Coûts** - Ils se sont rajoutés aux nombreuses augmentations des taxes imposées à l'industrie de l'énergie nucléaire en Finlande et la situation du marché est difficile. Le principal problème est le coût de l'octroi de licences et l'approbation des composants à utiliser dans les centrales nucléaires. Le manque de standardisation ainsi que la nature même de l'industrie ont créé une situation où quelques boulons peuvent coûter autant qu'une nouvelle voiture.



## Ce qui doit être fait

Le secteur de l'énergie devrait avoir une structure saine et sans subvention et un niveau de prix dans lequel le système ETS fonctionnerait comme le seul moteur d'investissement dans la production sans carbone. Ce serait à la fois le moyen le plus économique et le plus rapide d'obtenir des réductions substantielles des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble du secteur de l'énergie.

Zen outre, l'industrie doit collaborer avec le régulateur, les ministères et la chaîne d'approvisionnement pour atteindre un niveau de coût plus raisonnable. Techniquement, il ne devrait pas y avoir de problème. Le secteur de la sûreté tend à se standardiser et s'harmoniser, pourquoi le secteur nucléaire ne pourrait-il pas faire de même ? Le principal défi n'est pas technique mais politique. Il y a déjà de bons signes ; la Commission européenne est consciente du problème et de la nécessité de la normalisation, et le régulateur finlandais a déjà commencé à adopter une méthode d'approche graduelle pour examiner les différentes chaînes d'approvisionnement. Toutefois, il reste beaucoup à faire au niveau de l'UE avec les différentes parties prenantes.

**Tuomo Huttunen**

Conseiller principal Nucléaire  
Finnish Energy

# Actualités sur les installations nucléaires en Finlande

**Le projet Olkiluoto 3 EPR** a atteint une étape importante : le début des essais à froid du circuit primaire, composé de dizaines de tests à différents niveaux de pression, ainsi que l'engagement des pompes de circulation principales.

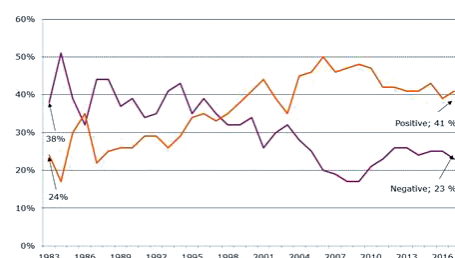
Des tests supplémentaires sont attendus, y compris des essais à chaud à l'automne 2017, ainsi que la livraison de combustible nucléaire sur le site au printemps 2018, après l'octroi de la licence d'exploitation. TVO a informé les marchés nordiques de l'électricité que, selon le programme d'essai du fournisseur de l'usine, l'unité d'usine E3 OL3 produira entre 2 et 4 TWh d'électricité au cours du second semestre de 2018. Le début de production d'électricité est prévu fin de 2018.

**Hanhikivi 1** est dans la phase de construction, et d'obtention de la licence. La livraison de la documentation technique à l'Autorité de réglementation se poursuit, mais il y a eu des retards du fournisseur de l'usine. Par conséquent, Fennovoima a annoncé en septembre qu'elle s'attend à obtenir la licence de construction en 2019 au lieu de 2018, suivie du premier béton. L'usine devrait être opérationnelle à la fin de 2024.

**Loviisa NPP** (2x VVER 440) a été améliorée de 496MW à 503 et 502MW, ce qui a pour résultat la sortie totale de plus de 1000 mégawatts. Les unités ont des licences d'exploitation jusqu'en 2027 et 2030, il n'y a pas eu de demande d'extension de la durée de vie ou d'une nouvelle centrale électrique.

**Posiva** : L'Autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire en Finlande (STUK) a rendu une décision le 25 novembre 2016 et accepté que Posiva puisse commencer la construction de l'installation d'élimination définitive des déchets nucléaires à Olkiluoto. Les premières phases de travail ont démarré..

Development of the acceptance of nuclear power 1983 - 2017  
1983-2004 Gallup omnibus, 2006- telephone interview





# ENGIE : son rôle dans la transition énergétique avec le nucléaire



*En tant que source d'électricité à faible émission de carbone, l'énergie nucléaire est un contributeur indispensable à la transition énergétique et aux objectifs de la COP21. La*

*façon la plus simple et la plus économique de maximiser cette contribution est d'exploiter les centrales existantes tant qu'elles peuvent l'être en toute sûreté, afin de minimiser les émissions totales de CO<sub>2</sub>.*

## Une expertise nucléaire de plus de 50 ans

ENGIE est l'un des rares groupes européens ayant plus de 50 ans d'expertise sur toute la chaîne de valeur nucléaire. Important opérateur nucléaire européen, il possède 7 unités REPen Belgique pour une capacité totale de 5800 MW. À ce jour, ENGIE a une visibilité claire pour leur exploitation jusqu'en 2025. Le groupe est prêt à continuer à exploiter sa flotte au-delà de cette date conformément aux normes de sûreté les plus élevées, si les conditions techniques, économiques et juridiques le permettent.

En plus de sa vaste expérience d'exploitant, de nombreuses entités du groupe ENGIE sont stratégiquement placées dans le domaine de l'ingénierie nucléaire et de la conception, de la construction, de la gestion du combustible, de la maintenance, de la gestion des déchets et des services de démantèlement. Il existe un potentiel considérable de croissance de ces services au cours des prochaines décennies et à mesure que les parcs nucléaires vieillissent, et que de nombreuses centrales voient leur durée d'exploitation prolongée avant l'arrêt progressif et le déclassement. Un potentiel considérable de croissance existe également dans les nouvelles constructions nucléaires. On compte 60 réacteurs neufs en construction et quelques 150 projets à différents stades de développement dans le monde. Douze sur quinze des plus grandes économies du monde ont fait le choix de l'énergie nucléaire dans leur mix énergétique actuel et futur (les 3 exceptions

étant l'Allemagne, l'Australie et l'Italie) et de nombreux pays plus petits, développés et émergents, ont pris des décisions politiques en faveur du nucléaire.

## Une filière confrontée à sa compétitivité

Cependant, la nouvelle puissance nucléaire est de plus en plus confrontée à un problème de compétitivité en raison d'une combinaison de facteurs, y compris le dépassement des coûts de la dernière génération de réacteurs, des réglementations de sécurité de plus en plus strictes, des marchés de l'électricité dysfonctionnels et l'absence d'une tarification du carbone pertinente. Dans un tel contexte, il est peu probable que de nouvelles constructions nucléaires se développent dans des pays et sur des marchés qui ne peuvent offrir une stabilité à long terme des prix de l'électricité et des garanties adéquates aux investisseurs. La réalité est que la plupart des nouveaux réacteurs sont construits par des entreprises verticalement intégrées soutenues par leur État, et dans des pays offrant le cadre réglementaire nécessaire. Les pays ayant un accès limité au gaz et aux ressources renouvelables seront plus susceptibles d'établir des politiques pro-nucléaires.

## Des avancées technologiques prometteuses

Les nombreuses conceptions innovantes actuellement en cours de développement, des réacteurs intrinsèquement sûrs et plus petits peuvent être un autre facteur favorisant les nouvelles constructions nucléaires à moyen terme, offrant des coûts plus bas, des temps de construction plus courts et une flexibilité accrue pour servir de complément pratique à faible émission de carbone aux énergies renouvelables intermittentes. Le contexte actuel fait que les investissements privés dans les nouveaux nucléaires sont extrêmement difficiles. Malgré cela, ENGIE continue de s'engager dans l'essor de l'industrie nucléaire et capitalise sur son expérience dans le développement de projets et l'exploitation nucléaires pour agir en tant que fournisseur



Centrale nucléaire de Tihange en Belgique ENGIE Electrabel

de services pour des projets à travers le monde, en collaboration avec des développeurs, des fournisseurs, des entreprises publiques ou privées, les régulateurs ou les gouvernements, et complétant ainsi la gamme de services d'ingénierie, d'installation, d'exploitation et de maintenance que le Groupe offre.

## Pour une coopération multi-acteurs et des partenariats

L'industrie nucléaire a besoin d'une coopération internationale étroite de tous les acteurs - opérateurs, investisseurs, régulateurs, fabricants d'équipements et prestataires de services - afin de maintenir leur haut niveau d'excellence en faveur de la sûreté des installations. ENGIE développe des partenariats avec de grandes entreprises qui possèdent des technologies nucléaires dans leur cœur de métier, et ont des programmes ambitieux dans le développement de nouvelles technologies pour la transition énergétique. ENGIE et ses filiales (Tractebel, Endel, INEO, Axima, Cofely, etc.) travaillent avec ces entreprises en complémentarités d'expertise et de compétences.

## Développer un cadre d'investissement long terme

Les nombreux pays qui reconnaissent la contribution mondiale du nucléaire comme une source sûre productrice d'électricité sans carbone, doivent développer un cadre d'investissement et de marché adéquat. De son côté, l'industrie nucléaire doit relever le défi de la compétitivité sans aucun compromis sur la sûreté. Ce sont ces conditions qui permettront à l'énergie nucléaire, qui a démontré sa capacité à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> rapidement et efficacement, de jouer son rôle dans la transition énergétique.

**Jan Bartak**

Directeur du Développement Nucléaire, ENGIE



## Le modèle allemand coûteux pour l'Allemagne et pour l'Europe

Quelques mois après avoir accepté de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires de 8 à 10 ans, Angela Merkel décidait en mars 2011 d'en fermer 8 tout de suite, et les 9 autres en 2022. Elle a dû rouvrir des mines de charbon et de lignite pour compenser la perte de production nucléaire : de 17,8%, celle-ci est passée à 13% en 2016, contre 29% pour les EnR et 27% pour le charbon !

Une décision qui lui a déjà coûté, selon l'Institut économique de l'Université de Düsseldorf, 150 milliards € et pourrait lui coûter 370 milliards jusqu'en 2025. Les entreprises ont affiché des pertes records de 16 milliards pour E.ON, 5,7 milliards pour RWE, et

elles devront abonder un fonds dédié la gestion des déchets nucléaires à hauteur de 24 milliards. La Cour de Karlsruhe a accepté une procédure de dédommagement et condamné l'État à rembourser 7 milliards en compensation de la taxe décidée en 2010 en contrepartie de la prolongation de la durée de vie des centrales. Un coût supplémentaire pour les contribuables qui paient l'électricité à des prix excessifs, et dont 6,9 millions d'entre eux ne peuvent plus payer.

Ce choix sera-t-il une opportunité pour l'économie allemande ? Rien n'est moins sûr : les subventions publiques nécessaires pour inciter les investis-

seurs, les problèmes d'acceptabilité des lignes à haute tension, les coûts de stockage de l'électricité nécessaire pour compenser l'intermittence des EnR, la menace de perdre 100 000 emplois dans le charbon, freinent la transition écologique. L'Allemagne cherche à imposer son modèle à l'Europe, ce qui lui permettrait de rendre ses marchés plus flexibles grâce à des interconnexions européennes et utiliser les capacités de manière transfrontalière. Pas sûr que le modèle soit avantageux pour les Européens qui veulent pouvoir choisir leur mix énergétique et pour certains maintenir leur production nucléaire.

**C.F**



# Russie - Europe : la coopération essentielle

## Une année difficile pour l'industrie nucléaire

Les incertitudes entourant la faillite de Westinghouse et les projets de réduction du nucléaire en France et en Corée du Sud, alimentent l'idée du déclin du secteur. La chute des prix de l'énergie solaire et de l'éolien, les retards et les dépassements des coûts des nouvelles constructions nucléaires renforcent la revendication absurde de 100% d'énergies renouvelables.

Une comparaison sérieuse des « coûts actualisés de l'énergie » (LCOE<sup>1</sup>) de différents types d'installations donne une image très différente.

Pour le LCOE nucléaire, les hypothèses concernant le coût du capital sont cruciales<sup>2</sup>. Les centrales nucléaires sont des infrastructures comparables aux réseaux électriques, aux chemins de fer ou aux aéroports, avec un coût de capital réglementé généralement inférieur à 4%. Or les récentes études proposant un coût du capital à 10-12% surestiment le coût du nucléaire de 25 à 30%.

Par ailleurs, les coûts de système et d'équilibrage associés au lissage de l'intermittence des énergies renouvelables, pourraient être aussi élevés que ceux de la génération elle-même. Et soutenir des énergies renouvelables avec du gaz a un prix encore plus élevé<sup>3</sup>. En outre, cela expose le marché à la volatilité des prix du gaz. Celui-ci représente 70% dans la production d'énergie gazière, contrairement à ceux de l'uranium qui représentent 10% dans la production d'énergie nucléaire, un avantage qui pourrait valoir jusqu'à 25 dollars/MWh.

Si on prend en compte tous ces coûts cachés, y compris le prix du carbone, le nucléaire a le meilleur rapport qualité-prix.

Le malentendu sur les coûts a conduit certains gouvernements à se retirer du nucléaire, les marchés à rétrécir et les fournisseurs nucléaires à perdre leurs capacités. Et dans de nombreux pays, le nucléaire n'a pas bénéficié d'une économie d'échelle. Les risques, les retards et les dépassements de coûts sont devenus inévitables.

## Une approche différente

La Russie a construit une chaîne d'approvisionnement nucléaire efficace et gérable, avec la création de Rosatom, une société intégrée, chargée de la conception, de la construction et de l'exploitation des centrales nucléaires, de l'extraction de l'uranium, de la conversion, de l'enrichissement et de la fourniture du combustible, et du déclassement du backend.

Elle s'est lancée dans un programme national de construction de 40 milliards de dollars afin de faire du nucléaire l'épine dorsale de

son infrastructure électrique. Stimulant la demande intérieure, elle a contribué à réduire les risques liés à la chaîne d'approvisionnement et à l'apprentissage accéléré.

Dix ans plus tard, la série VVER-1000/1200 de Rosatom est la seule conception de génération III à eau pressurisée « éprouvée », avec des unités de référence en Inde, en Chine, en Iran et en Russie. En 2016, le VVER-1200 était 1er réacteur nucléaire de génération III au monde. À la fin de l'année, un deuxième VVER-1200 devrait être en ligne marquant le début d'une série. Avec plus de 40 unités d'ici 2030 dans 14 pays, cette économie d'échelle nous permettra de réduire les coûts de construction de plus de 30%.

## Des opportunités avec l'Europe

Cette chaîne crée également d'énormes opportunités pour la coopération internationale, l'Europe étant un partenaire stratégique pour Rosatom. Nous avons une usine commune de fabrication de combustible avec Areva NP qui fournit 11 centrales nucléaires en Europe, nous utilisons la turbine Arabelle pour les VVER ; EDF, Rolls-Royce et Schneider Electric participent aux projets VVER de nouvelle construction et de LTO (Long term operation). Et nous développons une solution de gestion de construction PLM multi-D à la fine pointe de la technologie avec Dassault System. La part des fournisseurs européens de haute technologie dans chaque unité de production de Rosatom est déjà d'environ 1 milliard d'euros.

Chaque réacteur VVER évite jusqu'à 9 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an. Il crée des milliers d'emplois, stimule la croissance économique dans les pays de nos fournisseurs ainsi que dans les pays où se situent les projets.

### Andrey Rozhdestin

PDG de Rosatom Western Europe  
Sarl, France



<sup>1</sup> Le « LCOE » correspond pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée.

<sup>2</sup> Une étude récente de l'AIE et de l'AEN de l'OCDE révèle que, pour les installations qui devraient être commandées en 2020, en supposant que le coût du capital soit de 3% et celui du carbone à 30 dollars par tonne, le nucléaire représentera le prix le plus bas pour tous les pays, avec une moyenne de 50/55 dollars/MWh, inférieur au charbon (70/75/MWh) et vent terrestre (65/70/MWh). Cela change considérablement si le coût du capital est de 7%, le prix par MWh passant à plus de 80 dollars. A 10%, il s'élèverait alors à 110 dollars, ce qui en ferait la source la plus chère.

<sup>3</sup> Selon le Groupe Lazard, le facteur de faible capacité pour la génération de gaz de secours signifie qu'il coûterait entre 165 et 217 dollars/MWh en supposant un prix du gaz de 3,45 dollars/MMBtu.

## BREXATOM Vers des renégociations bilatérales

Avec le départ du Royaume-Uni d'Euratom, traité fondateur de l'Union, les États nucléaires perdront un puissant allié face à l'Allemagne qui œuvre pour que tous les fonds d'Euratom soient orientés vers des programmes de démantèlement plutôt que dans la production et la recherche. Le Royaume-Uni devra-t-il renoncer aux mécanismes de coopération instaurés par Euratom pour la recherche, la sûreté et la radioprotection ? On peut s'interroger sur l'avenir du partenariat concernant la fusion, avec le JET (Joint European Torus), le laboratoire situé près d'Oxford qu'Euratom finance à hauteur de 50%, ou celui de la construction d'ITER à Cadarache au budget de 18 milliards d'euros.

Certes, comme pour le Brexit, les négociations vont s'engager avec les États membres d'Euratom, car la décision de quitter le traité ne signifie pas que le Royaume-Uni renonce à l'énergie nucléaire. Foratom a même plaidé début avril pour que le Royaume-Uni bénéficie des dispositions d'Euratom si de nouveaux accords n'avaient pas été conclus dans les délais de retrait de deux ans, ce qui pour certains députés britanniques, pourrait prendre 10 ans. Pour la France, l'enjeu est de taille. La quasi-totalité du parc est exploitée par EDF Energy. Le groupe est engagé pour la construction de deux EPR à Hinkley Point, un projet à 21 milliards qui doit débuter en 2019 et fournir à terme 7 % de l'électricité du Royaume-Uni. Il est important pour les deux parties de recréer les conditions politiques et juridiques nécessaires au commerce et aux coopérations bilatérales pour consolider le partenariat franco-britannique.



Par ailleurs, le Royaume-Uni est un partenaire de premier plan pour la France sur le marché intérieur de l'électricité. En effet, il compte 3GW de capacités d'interconnexions avec l'Europe continentale, et pourrait atteindre 9,8 GW d'ici 2022 si tous les projets approuvés sont mis en œuvre. L'arrêt des financements dédiés à ces projets d'intérêts communs (PIC) ou Connecting Europe Facility (CEF), pourrait remettre en cause ces investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à l'Union européenne (et réciproquement au Royaume-Uni), et porterait un sérieux coup aux relations commerciales avec la France.

# Etats-Unis, remettre de la régulation dans le nucléaire

New York, Illinois, Connecticut, Ohio, New Jersey... Les Etats se mobilisent auprès des exploitants pour sauver les centrales nucléaires : tous plaident pour l'instauration de mécanismes permettant de préserver le nucléaire, indispensable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre<sup>1</sup>.

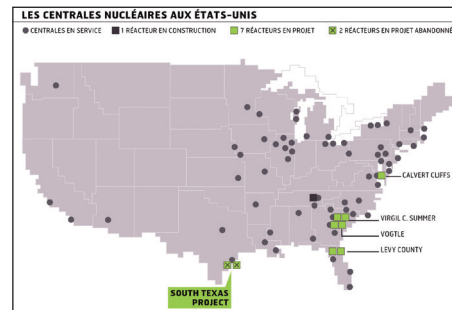
Alors qu'ils produisent 20% d'électricité nucléaire, les Etats-Unis sont confrontés à de gros enjeux de compétitivité qui menacent leur parc nucléaire. Le marché est déréglementé, et l'abondance du gaz de schiste, la baisse des cours des fossiles, celle de la consommation, le développement des énergies renouvelables ont poussé les prix de vente à baisse, concurrençant un nucléaire qui voit s'effriter la rentabilité de ses installations et se voit obligé de réduire ses capacités : avec une centaine de réacteurs, le parc nucléaire américain reste le plus important du monde, mais ce sont plusieurs dizaines de centrales qui pourraient fermer dans les Etats dérégulés (« merchant »)...

Les fermetures -si elles devaient se concrétiser- seraient lourdes de conséquences pour les économies des régions, mais aussi sur les factures d'électricité pour les consommateurs, sans parler de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre de plusieurs millions de tonnes de CO<sub>2</sub>/an.

Réréguler : les exploitants nucléaires entendent sauver leur modèle économique et se mobilisent autour de propositions diverses, allant de l'octroi de « crédits zéro émission »

à la négociation de contrats de long terme. Ainsi, à l'image des dispositions prises dans les Etats de New-York et de l'Illinois, avec la mise en place d'un système de Zero Emission Credit (ZEC), qui vise en particulier à soutenir les centrales nucléaires<sup>2</sup>, le Connecticut est engagé dans l'élaboration d'une loi visant à permettre à Millstone, la seule centrale de l'Etat (de 2335 MW) exploitée par Dominion, de signer un contrat de long terme dans la fourniture d'électricité à l'Etat. Ce qui lui attire les foudres des autres producteurs d'électricité (alors que ça existe déjà pour le solaire ou l'éolien). L'Etat de l'Ohio est tenté d'imposer, sous la pression de FirstEnergy qui a décidé de se retirer de la production nucléaire, un dispositif de Zero Emission Credit, ce qui permettrait de pérenniser l'exploitation des deux centrales menacées de fermeture, et de préserver ainsi leur compétitivité, mais aussi l'emploi et l'activité économique. Le New Jersey quant à lui dialogue avec la PSEG qui souhaite anticiper les problèmes de compétitivité pour mettre en place une aide financière s'inspirant des ZEC pour ses deux centrales.

En attendant ces nouvelles régulations, l'industrie nucléaire américaine n'a d'autres choix que de baisser ses coûts de production,



ou compris en discutant avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur ses demandes d'investissements. Elle a obtenu l'autorisation d'exploiter les réacteurs pour une durée de 60 à 80 ans. Dans de telles conditions, des réacteurs des années 70 seront toujours exploités en 2050, ce qui leur permettra de retrouver des taux de rentabilité exceptionnels. Mais la situation actuelle, avec des prix du pétrole et du gaz au plus bas, n'encourage pas le développement de nouvelles capacités. La nouvelle centrale Watts Bar 2 au Tennessee, la « 1<sup>ère</sup> centrale nucléaire du 21<sup>ème</sup> siècle aux Etats-Unis<sup>3</sup> », ouverte vingt ans après la dernière unité connectée au réseau américain, fait figure d'exception.

**Claude Fischer**

<sup>1</sup> Cet article est réalisé à partir d'une note de la SFEN s'appuyant sur des informations fournies par l'Ambassade de France aux Etats Unis - 25 avril 2017

<sup>2</sup> Une bataille juridique est menée par divers producteurs et associations de contribuables accusant les Etats de distorsion de marché et de violation de la Constitution.

<sup>3</sup> Cf. « Nucléaire : à la recherche de la compétitivité perdue » par Véronique Le Billon. Les Echos - 31 mai 2016.

## Quand la Chine investit

La Chine a bien compris que le nucléaire représente, au même titre que les énergies renouvelables, une solution pour se défaire de sa dépendance ultra polluante au charbon, et pour répondre à une demande croissante d'électricité de sa population.

Composé de 36 réacteurs en exploitation en 2017 et 21 réacteurs en construction, son parc nucléaire représente une puissance installée de plus de 28200 MWe. Et ce n'est sans doute qu'un début. Le 13<sup>e</sup> plan quinquennal du pays, approuvé en mars 2016, prévoit notamment le doublement de la production d'énergie nucléaire. Le Conseil d'Etat chinois doit ainsi approuver la construction de six à huit nouveaux réacteurs nucléaires par an, ce qui pourrait porter la puissance nucléaire installée du pays à 58 GW d'ici à 2020 (plus 30 GW en construction), 150 à 200 GW en 2030 et même 500 GW en 2050.

La filière nucléaire européenne a une carte à jouer. En témoigne la construction des deux réacteurs EPR d'une puissance de 1600 MW chacun par EDF et son allié CGN à Taishan, le tout pour un investissement d'1 milliard d'euros.

## Après l'Afrique du Sud, le Kenya, nouvelle puissance atomique africaine ?

Le Kenya, qui importe de l'électricité de l'Ethiopie (grande puissance hydraulique), est confronté à sa forte demande intérieure en énergie, accélérée par une industrialisation massive et rapide, mais la production à partir des ressources hydrauliques, éoliennes et même géothermiques planifiée pour 2025 ne suffira pas.

Le Kenya propose d'intégrer l'énergie nucléaire dans son mix énergétique pour atteindre 1000 MW en 2017, 4.000 MW dix ans plus tard.

### Des partenariats à l'international

La Kenya Nuclear Electricity Board (KNEB) multiplie les partenariats à l'international pour bénéficier de l'expérience et de l'expertise nucléaires pour le choix des sites et les études de faisabilité. « Nous avons déjà signé des accords avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ainsi que le gouvernement chinois pour accélérer le développement de l'énergie nucléaire au Kenya. Néanmoins, en raison de nouveaux défis tels que la nécessité de mettre en place l'infrastructure nécessaire, la centrale électrique ne peut être fonctionnelle qu'après 2027 », a révélé Collins Juma, le PDG de la KNEB. Les coûts du projet sont estimés à 9 milliards de dollars, et des pays comme la Slovaquie, la Corée du Sud, la Chine et la France se sont déjà positionnés.

### L'avenir énergétique de l'Afrique

C'est toute l'Afrique qui s'interroge sur la place du nucléaire dans son mix. Elle aura besoin de fournir plus de 2 milliards d'habitants en électricité. Elle possède près de 20% des ressources mondiales en uranium dans 34 pays. Le Maroc, le Ghana, le Niger, la Tunisie, l'Egypte et même l'Ouganda,



ambitionnent eux aussi de rejoindre l'Afrique du Sud sur la liste des pays nucléaires. L'émergence d'un parc nucléaire africain, symbole de vitalité économique et de puissance sur la scène internationale, changera radicalement la donne économique sur le continent. Pour les pays occidentaux, l'enjeu est double. Il faut d'une part qu'ils s'assurent une place dans la construction et l'exploitation des futures centrales, et d'autre part, qu'ils s'assurent un accès à l'uranium africain pour faire vivre leurs propres centrales.

### Pour un débat avec Les Entrepreneurs Eurafriens

Quelle coopération envisager entre l'Europe et l'Afrique ? Le nucléaire exige des conditions de stabilité politique, et les Africains doivent pouvoir s'approprier le nucléaire, se former pour bâtir un nucléaire sûr et durable. Avec Les Entrepreneurs Eurafriens<sup>1</sup>, nous sommes disposés à ouvrir et développer le débat.

**C.F.**

<sup>1</sup> Les Entrepreneurs Eurafriens ont été créés par ASCPE en 2014



# Le choix de la Belgique et ses conséquences pour la sécurité d'approvisionnement, les prix et le climat



Il y a déjà près de quinze ans que le gouvernement belge décidait d'arrêter les centrales nucléaires du pays après 40 ans de fonctionnement. Cette décision, qui portait sur l'après 2015, a été prise dans une indifférence à peu près généralisée ; elle semblait d'ailleurs largement réversible dans un contexte de « nouveau nucléaire ». Entretemps, l'accident de Fukushima a fondamentalement modifié la politique énergétique de nombreux pays d'Europe et la subside massive des énergies renouvelables a complètement perturbé le marché de l'électricité. Néanmoins, à l'approche des premières fermetures nucléaires prévues en 2015 (Doel 1-2 et Tihange 1), le Gouvernement belge a dû faire marche arrière car la sécurité d'approvisionnement du pays risquait d'être sérieusement malmenée. Pourquoi ? Parce que trop souvent, le problème du mix énergétique est présenté en noir et blanc : la sortie du nucléaire et sa substitution totale par les renouvelables à terme.

Le Forum Nucléaire belge, en collaboration avec PwC, a étudié récemment la complémentarité de ces deux énergies et ses conséquences sur l'approvisionnement de la Belgique, sur les prix et sur le climat<sup>1</sup>. Cette étude montre premièrement que la croissance potentielle des énergies renouvelables et le maintien d'un parc nucléaire de même capacité ne permettent même pas de couvrir les besoins du pays à long terme sans un recours important aux combustibles fossiles (principalement le gaz) ou aux importations. Elle montre ensuite que la complémentarité des énergies nucléaire et renouvelable permet de maintenir le niveau des prix et de l'énergie vers le bas. Elle montre enfin que la coexistence des sources nucléaires et renouvelables permet d'améliorer le caractère décarboné de la production d'électricité sur le long terme.

Ceci confirme largement le point de vue affirmé depuis longtemps par le Forum Nucléaire belge : le mix énergétique du futur est celui de la complémentarité du nucléaire et du renouvelable et non pas de leur opposition.

NUCLÉAIRE  
**FORUM**  
NUCLÉAIRE

**Robert Leclerc**

Président du Forum Nucléaire

<sup>1</sup> Cf. <https://www.forumnucleaire.be/theme/energie/le-role-du-nucleaire-et-des-renouvelables-au-sein-de-la-transition-energetique>

## Plus sûr et moins cher : la clé de la standardisation

12th European Nuclear Energy Forum  
Prague, Czech Republic  
22-23 May 2017

Lors du débat organisé par l'ENEF le 23 mai à Prague, une opinion s'est dégagée, unanime : la standardisation des équipements permet des gains de coûts et de temps. Si les autres industries ont réussi cette standardisation, le nucléaire doit pouvoir la réussir aussi : il en va de sa compétitivité. **Jarmo Tanhua**, de TVO, a ajouté qu'il ne faut pas oublier la standardisation des procédures permettant une meilleure sûreté, une meilleure transparence. Mais la standardisation ne sera réussie que si les autorités de régulation et les institutions européennes jouent leur rôle. Car, a confirmé **Matheus Abbt**, la standardisation améliorera la perception du risque, et éliminera des incertitudes si elle est soutenue par un cadre européen. **Jan Haverkamp**, vice-président de Nuclear Transparency Watch, reconnaît qu'après Fukushima, les standards ont été relevés. Mais si les coûts sont le moteur de l'harmonisation, cela les tirera vers le bas, a-t-il affirmé. Comment articuler sûreté et compétitivité ? **Massimo Garribba** reconnaît qu'il peut y avoir contradiction, mais qu'une dynamique s'est mise en place avec le cadre législatif et les premiers outils fournis par la Commission. **Andrew Wasylyk**, chargé de projet au World Nuclear Association, rappelle que la demande en électricité devrait doubler en 2050. Le nucléaire jouera un rôle clé : il devrait couvrir 25% de la demande en électricité. Mais pour y arriver, il ne faut pas de barrière pour les nouvelles constructions. Il plaide pour une cohérence des régimes d'autorisation, une coopération avec les autorités de régulation (indépendance ne signifiant pas isolement) et les entreprises, et une bonne vitesse de construction. L'association promeut l'idée d'une cohérence internationale et des régimes d'autorisation prédictibles. **Massimo Garribba** souligne les tensions entre responsabilité nationale et responsabilité supranationale, et invite les régulateurs et les Etats à mieux coopérer pour aller vers une standardisation consolidée.

**Manon Tanguy**

Chargée de mission à ASCPE

energy post

### Interview de Claude Fischer Herzog : "EU needs a nuclear industrial policy"

September 26, 2017 by Clare Taylor



Europe is in danger of losing its leading position in nuclear power, warns Claude Fischer Herzog, Director of ASCPE-Les Entretiens Européens et Eurafriens, she calls on the EU to develop an industrial policy of which nuclear power will form an integral part...

[Read more... <http://energypost.eu/15754-2/>]

**Erratum : une faute de traduction a été faite dans la réponse à la question sur la sûreté : Il faut lire « But if safety does not become a dimension of nuclear competitiveness in Europe, it will be counterproductive! » et non pas « But if safety becomes... »**

**Vous pouvez vous procurer l'article en français sur [www.entretiens.europeens.org](http://www.entretiens.europeens.org)**

### Sécurité nucléaire en Europe Quatrième conférence réglementaire



ENSREG a tenu sa première conférence réglementaire sur la sécurité nucléaire en 2011, la deuxième en 2013 et la troisième en 2015. **La quatrième a eu lieu les 28 et 29 juin 2017.**

Ces événements donnent l'occasion aux représentants d'ENSREG et aux parties prenantes du monde entier d'échanger des expériences et des points de vue sur les défis rencontrés et les réalisations en matière de sûreté nucléaire dans l'UE et dans le monde. La conférence de 2017 a été diffusée sur le Web via le site ENSREG et les enregistrements vidéo sont encore disponibles :

1<sup>er</sup> jour : <https://webcast.ec.europa.eu/4th-european-nuclear-safety-conference-ensreg-gasp-1>

Conférence de presse : <https://webcast.ec.europa.eu/4th-european-nuclear-safety-conference-ensreg-gasp-2>

2<sup>ème</sup> jour : <https://webcast.ec.europa.eu/4th-european-nuclear-safety-conference-ensreg-gasp-2>

# Le nucléaire, acteur engagé pour le dynamisme économique des territoires



En un demi-siècle, les usines, les centrales et les centres de recherche ont contribué à structurer l'identité et la vie locales. Troisième filière industrielle, la filière nucléaire rassemble

220 000 professionnels et 2 500 entreprises avec des installations de pointe partout en France, dans des domaines d'activité qui vont de l'énergie à la santé.

D'ici à 2020, la filière recrutera chaque année près de 8 000 professionnels. Deux fois plus qualifiés que la moyenne de l'industrie, les emplois de la filière sont durables, et en grande majorité non délocalisables. Par ailleurs, en maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur de la production nucléaire, la filière française capte une plus grande proportion des emplois et n'est tributaire d'aucun savoir-faire technologique ni industriel étranger.

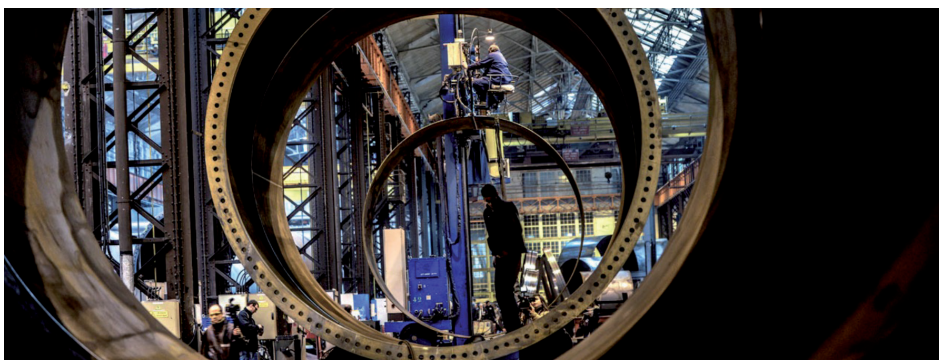
## Retrouvez les études de la SFEN



Une nouvelle ambition pour l'énergie nucléaire



Le nucléaire au service de la réussite des territoires



L'usine du Creusot

## Une industrie à haute valeur ajoutée et des emplois très qualifiés

Pour s'assurer du renouvellement de ses compétences, l'industrie mise plus que jamais sur la qualité de ses formations. Dans ce contexte, le support des collectivités locales, particulièrement des régions, est essentiel pour renforcer ces formations qui permettront de former un vivier d'ingénieurs et de techniciens de haut niveau. Les formations nucléaires françaises figurent d'ailleurs parmi les plus réputées et attirent des étudiants venus des quatre coins du monde.

Au-delà des emplois directs et indirects, l'industrie nucléaire génère 190 000 emplois induits et participe à la vitalité des territoires, notamment ruraux, ou ceux touchés par la désindustrialisation. Avec un pouvoir d'achat plus important que la moyenne des Français, les professionnels du secteur dynamisent le tissu économique local. Sur le plan industriel, la filière investit plus que jamais dans les territoires où elle se trouve en privilégiant la commande à des entreprises locales pour moderniser ses installations.

## Une filière favorisant les PME locales

A titre d'exemple, les centrales nucléaires de Penly et de Paluel (Normandie) ont passé en 2014 un tiers de leurs marchés auprès d'entreprises locales. De son côté, l'usine de traite-

ment des combustibles de La Hague effectue trois quarts de ses achats dans la région.

Les chantiers de construction génèrent également un nombre important d'emplois qualifiés et durables. Pour la construction de l'EPR de Flamanville, plus de 4 000 postes ont été créés, dont la moitié de travailleurs locaux. Pour ce faire, un partenariat d'envergure a été mis en place avec les acteurs de l'emploi et la région Normandie afin de former 1 061 chômeurs qui ont intégré le chantier.

## Royaume Uni : un partenariat gagnant-gagnant

De l'autre côté de la Manche, la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point créera de nombreux emplois au Royaume-Uni, mais également en France où seront réalisées l'ingénierie et la fabrication de certains composants. Ce chantier bénéficiera à l'ensemble du tissu industriel français : des grands groupes aux ETI. Sur les 21,6 milliards d'euros nécessaires à l'aboutissement du projet, 40 % des contrats bénéficieront à l'industrie française. Selon une étude PWC de 2011, un EPR implanté en Europe génère près de 3 750 emplois par an en France pendant la phase de construction. Le projet Hinkley Point pourrait ainsi générer plus de 7000 emplois industriels en France.

**Valérie Faudon,**

Déléguée générale de la SFEN

## France, un signal politique qui risque de lui coûter cher

Ramener la part du nucléaire dans la production électrique d'ici 2025 à 50% coûterait 17 réacteurs à la France. C'est le chiffre avancé par la Cour des Comptes, repris par Nicolas Hulot, le ministre de la Transition écologique. **Une feuille de route difficile à tenir tant l'objectif semble surréaliste !**

EnR contre nucléaire : le gouvernement est prêt à dépenser 15 milliards € pour investir dans les renouvelables et à simplifier les procédures d'autorisation des projets éoliens ou solaires (dont le rythme de mise en œuvre est très insuffisant pour combler la perte de production d'électricité nucléaire). Alors que notre parc nucléaire fournit encore 72% de la production électrique, que la majorité des centrales sont amorties, qu'elles

peuvent encore vivre 10, voire 20 ans, **cette décision, si elle s'appliquait, serait un énorme gâchis économique... et climatique !** Le nucléaire permet à la France d'émettre moins de gaz à effet de serre que tous les autres pays d'Europe et il assure un approvisionnement sûr et notre indépendance énergétique. En Allemagne, la fermeture des centrales a conduit à rouvrir des mines de charbon. Nous, on devra importer plus de fossiles !

**Dans quelle stratégie industrielle cette proposition s'inscrit-elle ?** Le gouvernement a-t-il décidé d'affaiblir la France et de fragiliser sa filière au moment même où le monde entre dans une nouvelle ère nucléaire avec l'arrivée de pays plus nombreux dans le nucléaire (ils seront 36 en 2025

contre 31 actuellement), et le « nouveau nucléaire » qui va révolutionner l'accès de tous à l'électricité et la décarbonation notre économie ? Rouler propre en 2040 (un autre objectif du gouvernement), consommera 20% de la production électrique et nécessitera de doubler la demande de pointe.

Le coût d'une telle décision est par ailleurs exorbitant<sup>1</sup>. Autant dire que l'engagement ne pourra pas tenir. **Mais l'effet d'annonce, lui, est dévastateur !** Là est sans doute le plus gros gâchis pour l'avenir de la filière.

**C.F.**

<sup>1</sup> On parle de 5,7 milliards de revenus en moins par an pour EDF et d'un déficit d'exploitation de 1,8 milliard. Plus l'indemnisation que devra payer le gouvernement sur le manque à gagner de l'arrêt de vie des centrales (sans parler des coûts de démantèlement ou la perte des emplois). Cf. Les Echos du 11 juillet 2017.



## L'innovation, un enjeu de compétitivité



Comme pour toute industrie, l'innovation est un enjeu de compétitivité pour le nucléaire. Dans un interview accordé à la SFEN, François Gauché soulève trois défis essentiels pour aller vers un nucléaire toujours plus

sûr, plus compétitif et durable : technologique, scientifique et numérique. Pour le directeur de la DEN (Direction de l'Energie Nucléaire) au CEA, les projets ont besoin de soutien politique et budgétaire pour rassembler les meilleures compétences et les solutions nouvelles et développer des outils de modélisation et de simulation, couplés à des plateformes expérimentales adaptées. La coopération entre les donneurs d'ordre, les acteurs de la recherche et les industriels (PME et grands groupes) est essentielle pour faire émerger des projets coopératifs.

### Des partenariats pour une mutualisation

Le CEA travaille avec les grands groupes comme EDF, AREVA ou l'ANDRA qui mutualisent leurs moyens et compétences. Il collabore aussi avec d'autres acteurs industriels comme les PME/PMI dans le cadre du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN) pour développer de nouvelles technologies et les aider à porter elles-mêmes les innovations, ou les intégrer dans des consortiums répondant à des appels d'offre émanant de guichets de financement. Ainsi le projet de réacteur ASTRID rassemble une pluralité d'acteurs. Airbus Safran Launchers, Alcen, Areva NP, Bouygues, CNIM, EDF, General Electric, JAEA, MHI et MFBR, NOX, Onet technologies, Rolls-Royce, TOSHIBA, Velan et Technetics. Ce projet de réacteur de quatrième génération n'est pas de commercialiser le réacteur, mais de l'utiliser comme un « démonstrateur technologique », en rupture avec Phénix et Superphénix, répondant à de fortes exigences en termes de sécurité.



### Une filière en pleine évolution

Une cinquantaine de start-up imagine de nouveaux systèmes nucléaires et la Chine investit massivement dans un panel large de technologies. La France et le CEA sont impliquées pour maintenir les compétences et l'excellence sur tout le cycle du combustible. Préparer les futures générations pour que celles-ci soient toujours plus sûrs et compétitives par une meilleure gestion des ressources.

## Les industriels consommateurs d'électricité demandent plus de stabilité et des prix compétitifs



La politique climatique et l'indépendance énergétique sont les principaux moteurs de la transition énergétique que l'Europe parcourt actuellement. Pour la production d'électricité,

les sources d'énergie renouvelables (essentiellement l'énergie solaire et éolienne, mais aussi d'autres technologies) deviennent les futurs substituts des « anciennes » centrales thermiques, en particulier celles basées sur les combustibles fossiles. Les consommateurs industriels dans toute l'Europe sont conscients de l'importance des défis et appuient cette transition, ce qui est inévitable, en effet, à moyen terme.

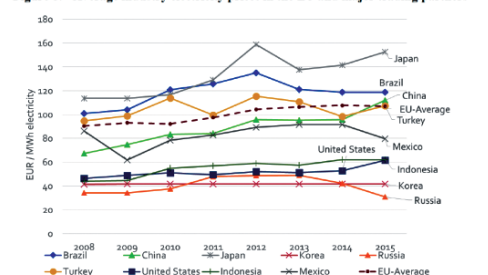
### Besoin de sécurité

Dans le même temps, cependant, les consommateurs industriels d'électricité ont également besoin d'un minimum de sécurité d'approvisionnement afin de garantir l'intégrité, la sécurité et l'efficacité de leurs processus, ainsi que des coûts et des prix de l'énergie compétitifs afin de pouvoir faire face à la concurrence internationale. Les technologies d'aujourd'hui pour la production d'énergie renouvelable ont fait des progrès substantiels au cours de la dernière décennie sur ces deux points, mais sont en même temps préoccupantes pour les deux aspects.

### Un mix diversifié est nécessaire

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, les panneaux solaires ainsi que les moulins à vent ont bénéficié d'un soutien massif en Europe et connaissent une croissance explosive au cours des 15 dernières années. Dans certains pays de l'UE, ils sont déjà devenus la source de capacité de production la plus importante. Cependant, leur disponibilité est fonction des conditions météorologiques et, malheureusement, dans la plupart des régions d'Europe, elles sont loin d'être optimales. D'autres sources de capacité doivent donc fournir de l'électricité lorsque le soleil ne brille pas et / ou le vent ne souffle pas. Le stockage de puissance étant encore trop coûteux et les capacités de réseau pour les échanges d'énergie à l'échelle de l'UE étant encore trop limitées pour permettre des échanges sans contrainte (une solution qui serait en tout cas aussi coûteuse), des centrales thermiques sont encore nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le gaz, le charbon et les centrales nucléaires ont clairement démontré leur efficacité au cours des dernières décennies.

Figure 8: Average industry electricity prices in the EU and major trading partners



### C'est toujours le consommateur final qui paie

En ce qui concerne les prix concurrentiels, et malgré les énormes progrès réalisés ces dernières années, les technologies actuelles des sources d'énergie renouvelables ont encore besoin de subventions pour trouver leur chemin sur le marché de l'électricité. Ces coûts supplémentaires sont généralement facturés aux consommateurs finaux grâce à des tarifs ou des suppléments de réseau plus élevés, ce qui ajoute au handicap concurrentiel des consommateurs industriels en Europe par rapport à certaines zones industrielles dans le reste du monde (voir le graphique).

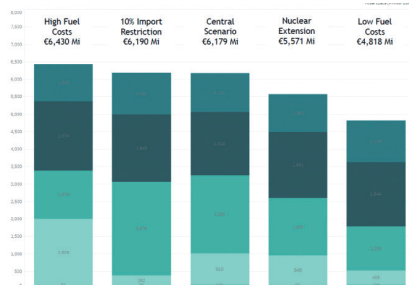


Figure 4-20 - Scenario comparison: annual energy system cost in 2030 (million Euros)

Les consommateurs industriels en Europe reconnaissent la nécessité pour l'UE d'évoluer vers des technologies de production d'électricité à faible émission de carbone en Europe, mais ont en même temps besoin d'électricité à un prix compétitif et fiable afin de maintenir leurs activités sur le continent. Des percées technologiques sont donc nécessaires pour atteindre à la fois les politiques climatiques et énergétiques en Europe, objectif qui doit être atteint grâce aux efforts continus de recherche et de développement. Dans l'intervalle, des centrales thermiques à faible teneur en carbone efficaces (si possible) continueront à être nécessaires pour combler l'écart. Une étude récente d'EnergyVille montre qu'en Belgique, la transition énergétique sera sensiblement plus coûteuse si tous les projets nucléaires sont fermés d'ici 2025 comme prévu par le gouvernement.

**Peter Claes**

Directeur de FEBELIEC, Vice-Président de l'IIFEC

# Nucléaire et EnR

## Quelles complémentarités ?



En octobre 2014, le Conseil européen a adopté un cadre stratégique pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030, établissant un ambitieux objectif national

d'une réduction d'au moins 40% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030. L'accord de Paris a confirmé l'approche de l'UE. La mise en œuvre du cadre pour l'énergie et le climat à l'horizon 2030, comme convenu par le Conseil européen, constitue une priorité dans le suivi de l'accord de Paris.

### Des caractéristiques en commun

Les principales sources d'énergie à faible émission de carbone, nucléaire et énergies renouvelables, fournissent déjà plus de la moitié de l'électricité nécessaire dans l'UE. Ces sources ont plusieurs caractéristiques en commun. Tout en ayant de faibles coûts d'exploitation, ils doivent faire face à des coûts d'investissement initiaux élevés. Dans le contexte actuel de faibles prix de gros et de forte volatilité des prix de l'électricité, cela représente un défi important pour garantir les investissements nécessaires sur les marchés de capitaux en vue de renforcer la capacité de production future. Une solution à ce problème consiste à s'assurer que le marché donne les bons signaux d'investissement et, dans la mesure nécessaire, à intervenir en corrigeant les inefficiences du marché. Cependant, tout mécanisme de correction doit être pleinement conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. L'ambition de l'UE est que les investissements dans les technologies à faible émission de carbone soient stimulés par le marché et que, une fois ces technologies arrivées à maturité, les systèmes de soutien favorables au marché disparaissent progressivement. Les sources renouvelables sont déjà devenues plus compétitives et le besoin de les subventionner est moins pressant. Le secteur nucléaire devrait aller dans la même direction, notamment par la normalisation, l'octroi de licences plus efficaces, un meilleur contrôle de la chaîne d'approvisionnement et d'autres moyens.

### De la base à la pointe : besoin de sources fiables

Dans certaines circonstances, le nucléaire et les énergies renouvelables peuvent servir de sources de base ou de sources plus flexibles. Les sources d'énergie renouvelable, telles que les centrales hydroélectriques (sur les rivières avec des réservoirs, lorsqu'elles sont disponibles) et les biocarburants fournissent déjà une source fiable d'électricité de base. L'énergie nucléaire, lorsqu'elle fonctionne en mode de charge de base, est la source la plus connue de puissance de charge distribuable.

Sur l'échelle allant de la charge de base aux sources flexibles, l'énergie nucléaire peut également être utilisée sous le mode dit de « chargement de charge », lorsqu'elle devient une source plus flexible. Cette flexibilité peut prendre la forme d'un contrôle de fréquence, c'est-à-dire augmenter ou diminuer la puissance de fonctionnement en réponse aux besoins du réseau. Ce sont généralement des changements relativement petits (2-5% de leur production en quelques secondes ou quelques minutes, selon la taille de la grille). L'autre forme de flexibilité consiste à suivre la charge quotidienne ou hebdomadaire prévue, ce qui adapte l'offre aux variations cycliques de la demande, telles que des diminutions pendant les nuits ou

les week-ends, ou des changements plus subtils en réponse aux besoins du réseau.

Une autre source d'énergie flexible mais aussi relativement imprévisible sont les sources dites intermittentes. Ce sont les sources d'énergie renouvelables variables telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Le principal avantage de ces sources, en plus de leurs caractéristiques sobres en carbone, est qu'une fois construites, leur coût marginal est très faible, voire nul.

### Des usages complémentaires

L'expérience existe déjà dans des pays comme l'Allemagne et la France sur la faisabilité technique de l'utilisation complémentaire des sources d'énergie renouvelables et de l'énergie nucléaire. L'Allemagne, en particulier, a exploité avec succès ses centrales nucléaires dans le mode de suivi de charge depuis 30 ans et possède ainsi une vaste expérience des avantages et des défis d'un tel système. Les défis les plus connus, à savoir les interruptions plus longues dues aux remplacements de certaines parties des centrales nucléaires qui s'usent plus rapidement sur ce mode, ainsi que les conséquences économiques des revenus perdus au cours de la production réduite sont au moins en





partie influencés par les effets de stabilisation sur le prix du marché, lorsque les centrales nucléaires réduisent la production pendant les périodes de faible demande (et donc les prix ne sont pas poussés plus bas).

De plus, les nouveaux modèles de centrales nucléaires, tels que le réacteur à eau bouillante avancée (ABWR) et le réacteur européen à pression pressurisée (EPR), ont été développés spécifiquement avec des capacités de charge, renforçant les parties de la centrale connues plus vite dans un tel mode. Les décisions sur l'autorisation ou non d'un mode de suivi de charge relèvent toutefois des autorités nationales de sécurité et ne peuvent donc pas être prises par la Commission.

### Créer une filière bas-carbone, de la production à l'interconnexion

En théorie, il est possible de couvrir tous les besoins en électricité des États membres à partir de sources bas-carbone, à condition de déployer toutes les sources flexibles dans le système énergétique. Cela inclut la production renouvelable, flexible et distribuable, mais aussi les interconnexions, la

réponse au stockage et à la demande, ainsi que l'intégration intersectorielle (par exemple, l'électricité au gaz). En conséquence, la Commission se félicite de la détermination de l'industrie de l'UE et des États membres à établir une chaîne de valeur complète des piles en Europe, avec une production et un recyclage de piles à grande échelle.

### Les engagements des États et de l'UE pour le respect des objectifs climatiques

Les décisions sur l'utilisation ou non de sources carbonées telles que le charbon et le gaz relèvent de la compétence des États membres. Ceux-ci se sont mis d'accord et se sont engagés à contribuer aux objectifs climatiques de l'UE. Dans le cadre de la partie gouvernance des propositions « Énergie propre pour tous », les États membres prépareront, en étroite coopération avec leurs voisins et la Commission, des plans nationaux fixant leurs trajectoires vers ces objectifs climatiques et énergétiques communs. Le paquet « énergie propre » comprend également des mesures visant à créer des conditions de concurrence équitables

sur le marché de l'énergie, garantissant que le marché fournira les bons signaux d'investissement dans les futures sources d'énergie durable. En outre, comme annoncé dans le paquet mobilité « Europe en mouvement » de mai, la Commission présentera prochainement une proposition établissant des normes révisées pour les voitures et les camionnettes pour la période post-2020. Nous voulons que ces objectifs soient ambitieux mais réalistes. Nous ne proposerons pas de quota pour les voitures électriques. La législation de l'UE a toujours été neutre sur le plan technologique et cela se poursuivra à l'avenir.

**Massimo Garribba**

Directeur Nucléaire, DG Énergie,  
Commission européenne



## ITER, une organisation internationale

Le projet ITER représente l'aboutissement de 40 ans d'expériences scientifiques menées simultanément à travers le monde. Son ambition : reproduire une énergie qui ressemble à celle créée naturellement au cœur du soleil. L'Europe a pris la tête de ce projet, avec une part de 45% des coûts de construction (34% pendant la phase d'exploitation), financée à 80% sur le budget de l'UE et à 20% par la France, pays d'accueil d'ITER (les autres membres d'ITER ayant chacun une part d'environ 9%).

Unique au monde, le projet rassemble 34 pays qui ont établi des agences. **En Europe l'entreprise commune « Fusion for Energy », située à Barcelone**, est chargée de livrer la contribution d'Euratom à ITER.

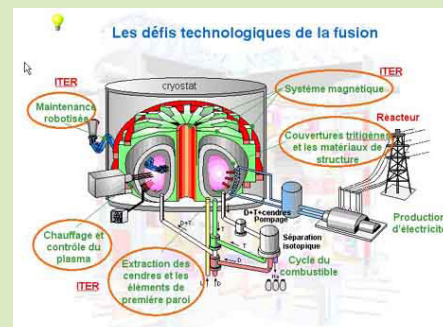
L'organisation, dirigée par Osamu Motojima et le Conseil ITER, est régie par un traité international qui fixe les droits et obligations de chaque partenaire.

Elle est responsable de la conception de l'installation de recherche, de sa construction, de son exploitation (prévue pour 20 ans) et de sa mise

à l'arrêt. En juin 2016, le conseil ITER a approuvé ad referendum une mise à jour du calendrier et des estimations des coûts associés pour l'achèvement de la construction d'ITER jusqu'au stade du premier plasma, qui devrait se situer en décembre 2025, et l'exploitation à pleine puissance, s'étendre jusqu'en 20352.

### Un projet dynamique pour la croissance et l'emploi local en France

La France est le pays d'accueil du projet. La mission Iter est placée auprès du Préfet de région Provence-Alpes-Côte d'Azur, en charge de la réalisation des équipements régionaux (comme l'école internationale assurée par le conseil régional) ou l'aménagement de l'itinéraire ITER pour le transport des composants exceptionnels (financé par le conseil général des Bouches-du-Rhône). L'organisation des convois des composants exceptionnels sera assurée par une cellule de coordination mise en place au sein de l'Agence Iter France. Créée au sein du CEA, elle composée



d'une vingtaine de collaborateurs, et est responsable de l'accueil des collaborateurs ITER et de leur famille et des travaux de viabilisation du site. D'ici à 2030, près de 58 000 emplois devraient être créés dans la région selon la dernière étude de l'Insee en particulier dans les domaines scientifiques, techniques et de soutien aux entreprises. Les grands équipements de recherche comme ceux implantés à Cadarache, du technopôle de recherche (environ 1 300 personnes dont près de 500 employées directement par ITER) et le CEA (6 000 personnes) contribuent à la vitalité économique de ce bassin d'emploi.

# Les Entretiens Européens sur l'investissement

## Créer les conditions du nouveau nucléaire en Europe

Lors des Entretiens Européens de 2016, les acteurs ont lancé un cri d'alarme : nous ne serons plus leaders si nous n'investissons pas plus ! Le monde entre dans une nouvelle ère nucléaire et l'Europe doit investir dans la formation, dans les nouvelles technologies, dans le renouvellement des parcs pour garder sa place. Or, il manque une politique industrielle et un cadre de marché incitatif. « Nous n'avons pas un consensus politique suffisamment fort et la Commission est tenue par le choix des Etats membres », a répondu **Gerassimos Thomas**, le directeur général adjoint à la DG ENER de la Commission européenne.

Mais pourtant, tous les Etats ne bénéficient-ils pas de l'électricité nucléaire lorsqu'il y a de l'intermittence sur les réseaux ? Comment alors permettre aux Etats qui veulent produire de l'électricité nucléaire de le faire ? Ne faut-il pas réfléchir en termes d'intérêt général, et non pas en termes d'intérêts nationaux ? On avait fait un choix avec EURATOM en 1957, quelle est la priorité aujourd'hui ? Comment recréer les conditions de l'investissement et retrouver une politique industrielle et de services qui a fait la force de l'Union ? a interrogé **Claude Fischer**.

## Un arbitrage en faveur des EnR

« Certains éléments jouent en faveur du nucléaire : la COP 21 et la COP 22 » a réagi Gerassimos Thomas. Mais le changement climatique fournira-t-il un cadre suffisant ? Quant à la directive sûreté qui oblige quasiment les Etats membres à avoir une feuille de route transparente, et expose clairement les financements, elle ne fait pas une stratégie industrielle. Certes la Commission ne fait pas rien : recherche, soutiens aux nouvelles technologies, formation paneuropéenne... Mais impossible d'investir sans signaux prix corrects et sans contrats de long terme. Un



débat qui concerne aussi les EnR. Comment conjuguer un certain pourcentage d'énergie intermittente dans le mix avec l'énergie de base ? Les réponses apportées par le « Winter package », afin de donner des signaux d'investissements positifs si elles permettent l'arbitrage entre les objectifs, ne militent pas en faveur du nucléaire.

## Des propositions pour bâtir un cadre de marché pour la valorisation et le financement des projets

1. Investir dans le capital humain et créer des centres de formation paneuropéens.
2. Nouer des coopérations dans les nouvelles technologies pour la valorisation des projets européens sur le marché.
3. Multiplier le prix plancher CO2 par 3 ou 4.
4. Moderniser les aides d'Etats, et créer un marché de contrats long-terme, parallèlement au marché SPOT et au marché de capacités. Le CfD signé au Royaume-Uni ne doit-il pas devenir un modèle ?
5. Favoriser les coopérations renforcées entre Etats nucléaires pour aller vers un marché nucléaire ouvert à nos voisins, et en faire des Etats associés. ( Les Anglais mais aussi les Russes, présents dans tous les pays européens ).
6. Nouer des partenariats d'investisseurs. Les Anglais le font avec les Français et les Chinois. Quoi de mieux pour partager la sûreté et la sécurité et pour aller sur le marché mondial ?



Les Entretiens Européens & Euraficains

Les Entretiens Européens & Euraficains

## Les Entretiens Européens

19 octobre 2017 - Bruxelles

### Des auditions

- L'ambition européenne 60 ans après le traité Euratom
- Génération nucléaire - Le potentiel pour jouer un rôle central dans un avenir à faible émission de carbone
- Etats-Unis : soutenir les centrales pour le développement durable

### 4 tables rondes

- La transparence, un enjeu de compétitivité. La vérité des coûts et des prix
- La prospérité sur les territoires. L'impact du nucléaire sur la croissance et l'emploi
- La sûreté, un atout de la compétitivité. Réduire les coûts sans réduire la sûreté
- La solidarité sur le marché, une dimension de la compétitivité. Bâtir une politique industrielle

### Des conclusions provisoires

## ASCPE LES ENTRETIENS EUROPEENS depuis 2003

- Octobre 2016 à Bruxelles : **Les investissements dans le nucléaire en Europe. Bâtir un cadre de long terme pour la valorisation et le financement des projets**
- Avril 2016 à Bruxelles : **La sécurité énergétique de l'Union européenne. Quelles interdépendances avec les pays tiers ?**
- Octobre 2015 à Bruxelles : **L'appropriation des déchets nucléaires en Europe, un enjeu de sûreté**
- Novembre 2014 à Paris : **L'appropriation sociétale de la gestion des déchets nucléaires**
- Octobre 2014 à Bruxelles : **Comment financer le passage à une économie décarbonée et compétitive en Europe ?**
- Octobre 2013 à Varsovie et Krokowa : **L'appropriation sociétale du nucléaire en Pologne**
- Avril 2013 à Bruxelles : **Dialogue Europe/Russie. Coopération et compétition dans la filière nucléaire**
- Juin 2011 à Bruxelles : **Bulgarie, Hongrie, Lituanie et République tchèque après Fukushima. Les enjeux économiques d'une sûreté européenne partagée**
- 2011 à Bruxelles : **L'agriculture durable (cycle de 4 déjeuners-débats)**
- 2010 à Budapest : **L'énergie nucléaire en Europe, de l'acceptabilité à l'appropriation**
- 2010 à Paris : **La mobilité durable et la voiture propre (après 8 déjeuners-débats sur les biocarburants)**
- 2009 à Bruxelles : **Alimentation et Santé publique**
- 2008 à Bruxelles : **La Sûreté nucléaire, un bien public mondial**
- 2008 à Paris : **La renaissance du nucléaire en Europe et dans le monde (après un cycle de 8 déjeuners-débats à Bruxelles)**
- 2006 à Berlin avec le C.E.R.E.S. de Rolf Linkohr : **L'Europe investit de nouveau dans le nucléaire**
- 2006 à Paris : **Les enjeux législatifs en France et en Europe de la gestion des déchets nucléaires**
- 2005 à Reims : **Les enjeux éthiques et démocratiques de la gestion des déchets nucléaires**
- 2004 à Bar-le-Duc : **Les enjeux économico-financiers de la gestion des déchets nucléaires**
- 2003 à Nogent en Haute-Marne : **Les enjeux scientifiques de la gestion des déchets nucléaires.**

Textes, comptes-rendus et slides disponibles  
[www.entretiens.europeens.org](http://www.entretiens.europeens.org)



Directrice de publication et rédactrice en chef : **Claude Fischer-Herzog**

Secrétaire de rédaction : **Juliette Munsch**

Conception : **Christophe Le Nours**

Publiée par **ASCPE**

4 rue Froidevaux, 75014 Paris.

Tél. : 00 33 (0)1 43 21 96 76

Pour s'inscrire : [contact@entretiens-europeens.org](mailto:contact@entretiens-europeens.org) - ASCPE : 01 43 21 96 76