

## EPR (EVOLUTIONARY POWER REACTOR)

### 1. LIMINAIRE

L'EPR (*Evolutionary Power Reactor* pour Réacteur de puissance évolutif), initialement intitulé *European Pressurized Reactor*) est un réacteur français de 3<sup>ème</sup> génération. Les réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération sont des réacteurs "évolutionnaires", c'est-à-dire qu'il n'y a pas de saut technologique avec ceux construits précédemment. Cependant, ces réacteurs intègrent le retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs de 2<sup>ème</sup> génération en matière de sûreté et de performance.

### 2. ÉLÉMENTS DE CONTEXTE

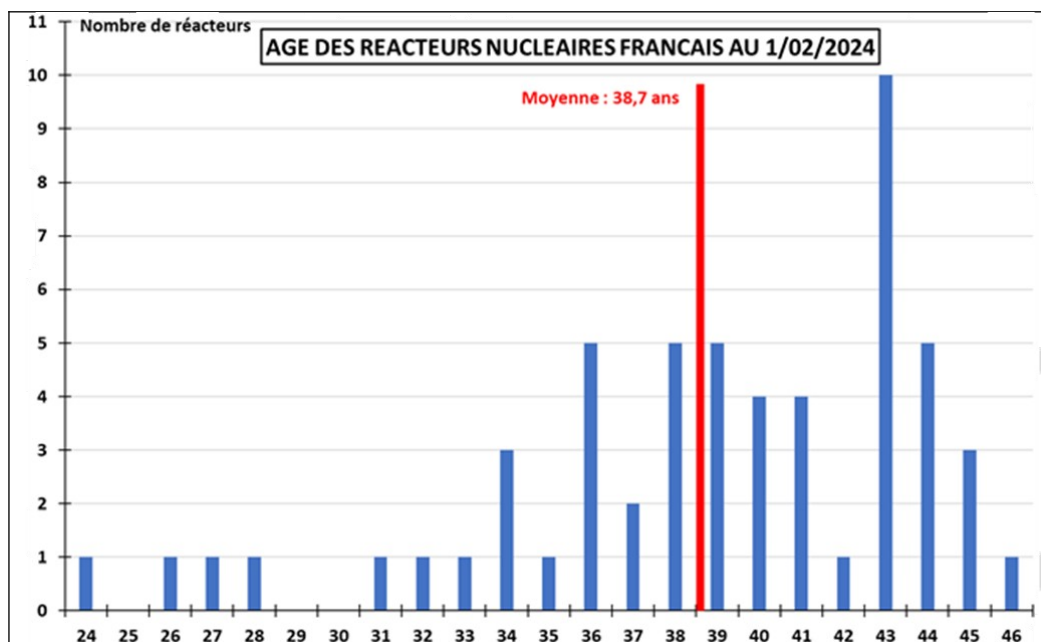
#### 2.1. LE BESOIN DE RENOUVELLEMENT DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS

La France a un besoin impératif de disposer d'un parc nucléaire opérationnel pour maintenir sa capacité de production électrique au niveau actuel (voir annexe 1). Sur les 56 réacteurs REP en fonction en 2023, 7 % ont moins de 29 ans, et 34 % ont entre 31 et 38 ans, et 59 % ont plus de 38 ans (voir Figure 1).

Tous les 10 ans, chaque réacteur français fait l'objet d'une inspection approfondie de tous ses composants, dite « visite décennale – VD » : correction des défauts techniques, révision des procédures, remplacement des composants usagés. L'enceinte de confinement et la cuve du réacteur sont les seules pièces qui ne peut pas être remplacées et qui, en cas d'endommagement non réparable, entraînerait l'arrêt définitif.

EDF tablait sur une durée d'exploitation de ses réacteurs d'au moins 40 ans. Mais au-delà, l'ASN a déclaré qu'il ne pourra y avoir de réacteurs présentant des niveaux de sûreté différents : il faudra que les réacteurs actuels de 2<sup>ème</sup> génération présentent un niveau de sûreté équivalent aux réacteurs de 3<sup>ème</sup> génération, pratiquement qu'on puisse exclure l'évacuation de la population avoisinante en cas d'accident grave (c-à-d. avec fusion du cœur).

Dans l'incertitude des résultats des 4<sup>èmes</sup> visites décennales (VD4), la France a anticipé le remplacement des plus anciens réacteurs du parc REP par la conception du premier réacteur de 3<sup>ème</sup> génération, à savoir l'EPR Flamanville 3 (ou FA3). Son démarrage a malheureusement été retardé pour diverses raisons (voir annexe 3).



### Figure 1 : âge des réacteurs / date de couplage au réseau

## 2.2. AUTRES STRATÉGIES POSSIBLES

D'autres scénarios sont possibles :

- **Prolonger la vie des réacteurs de génération-2 jusqu'à 60 ans.** Pour l'exploitant EDF, il s'agit d'optimiser le coût complet du réacteur sur toute sa durée d'exploitation, incluant les phases de construction, exploitation, démantèlement. Les retours d'expérience des premières VD4 permettent d'optimiser la gestion à venir du parc, et de déterminer la durée d'exploitation prévisible de chaque réacteur, compte tenu de ses spécificités, en visant dans un premier temps 50 ans. Cette extension peut être couplée à une augmentation de la puissance nominale des réacteurs de l'ordre de 5 à 10 % grâce à une modification des circuits vapeur et de la turbine (voir [fiche argumentaire GAENA N° 63](#)).
- **Attendre les réacteurs de génération IV** (voir [fiche argumentaire GAENA N° 22](#)). Ils présenteront des avantages indéniables en matière d'économie de combustible et de gestion des déchets, mais ne seront pas à un niveau de sûreté supérieur ; rappelons que l'EPR est conçu pour supporter tout accident même le plus grave, du niveau de TMI<sup>1</sup>, Tchernobyl<sup>2</sup>, ou Fukushima<sup>3</sup>, sans provoquer d'impact sur l'environnement nécessitant une évacuation de la population avoisinante. Les réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération devront satisfaire à cette même exigence de sûreté. Compte tenu de l'arrêt du programme ASTRID (un RNR de 600 MWe), on ne peut pas envisager, dans le contexte actuel, de lancer en France la production industrielle de réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération de ce type avant les années 2070.
- **En complément**, il faudra augmenter la puissance de production nationale pour satisfaire à de nouveaux besoins liés à la politique de décarbonation de l'énergie, notamment en matière de transports électriques et de rénovation thermique de l'habitat (voir [fiche d'actualité GAENA N° 24](#)). L'avenir (au-delà des années 2030) fera apparaître si ces nouveaux besoins peuvent être intégralement satisfaits avec des sources intermittentes, ou s'il faut accroître la puissance des moyens pilotables (voir annexe 1).

## 3. L'EPR : UN CONCEPT "ÉVOLUTIONNAIRE"

### 3.1. LA GENÈSE DU PROJET EPR

L'EPR est un projet franco-allemand lancé en 1989, mais qui a débuté réellement par la définition des objectifs de sûreté en 1993, à partir des réacteurs français de type N4 (1450 MWe) et allemand, de type KONVOI, tous deux des réacteurs à eau légère pressurisée actuellement en exploitation. Lancé dans les années 1990 dans le contexte de la fin du programme ambitieux de construction de 58 réacteurs nucléaires lancé en 1974 (plan Messmer), le projet de réacteur EPR visait à préparer le remplacement des réacteurs les plus anciens dès les années 2010.

Mais les tergiversations, voir l'hostilité, du pouvoir politique en France, puis le retrait de l'Allemagne du projet en 1998 après l'entrée des Verts dans le gouvernement outre-Rhin, ainsi que des difficultés dans la conduite de la politique industrielle, ont conduit à de nombreuses incertitudes et retards.

Initialement, il a bénéficié d'une collaboration franco-allemande à 3 niveaux :

- l'alliance des constructeurs AREVA et SIEMENS regroupés au sein de la compagnie commune, Nuclear Power International (NPI) qui deviendra la société Framatome-ANP après le retrait de Siemens en 2011,
- la collaboration des opérateurs français (EDF) et allemands (E.ON, EnB, RWE)<sup>4</sup>,
- l'implication et la coordination des instituts de sûreté allemande GRS<sup>5</sup> et française IRSN<sup>6</sup>, jusqu'en 1999.

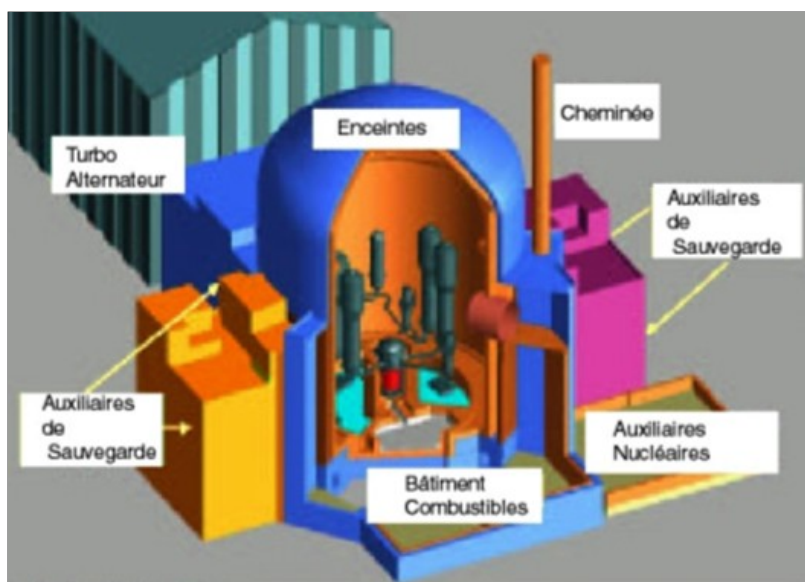


Figure 2 : Vue éclatée de l'EPR. Le bâtiment Combustibles a la même hauteur que ceux des auxiliaires (d'après Framatome ANP).

<sup>1</sup> L'accident de Three-Mile Island (TMI-2) : [Voir fiche argumentaire GAENA N° 45](#).

<sup>2</sup> L'accident de Tchernobyl : [Voir fiche GAENA N° 46](#).

<sup>3</sup> L'accident de Fukushima : [Voir fiche GAENA N° 47](#).

<sup>4</sup> Compagnies allemandes de production d'électricité.

<sup>5</sup> Gesellschaft für Reaktor- und Anlagen-Sicherheit (appui technique de l'autorité de sûreté nucléaire allemande - BMU).

<sup>6</sup> Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (appui technique de l'Autorité de sûreté nucléaire - ASN).

La décision en 2011 du gouvernement allemand de sortir du nucléaire a conduit Siemens à cesser ses activités dans le domaine nucléaire et donc à plus s'impliquer dans le projet EPR. Par ailleurs, la restructuration de la filière nucléaire française en 2018 a conduit à la disparition d'AREVA (sauf pour la finition du chantier de l'EPR finlandais d'Olkiluoto) et la recréation de Framatome mais avec le statut de filiale d'EDF. On peut donc considérer que, depuis 2018, le projet EPR est piloté par EDF, que ce soit en France pour le réacteur de Flamanville 3, ou à l'étranger pour les nouveaux projets.

Il convient de noter que, même s'ils sont issus du même concept, les réacteurs EPR actuellement en service, en cours de construction, ou prévus, n'ont pas une conception strictement identique. Ainsi, les contraintes réglementaires ou industrielles dans chacun des pays a conduit à des différences qui cependant demeurent dans l'ensemble minimales. La comparaison des caractéristiques principales du projet EPR et du REP-N4 est donnée ci-dessous :

Caractéristique	Unité	EPR	N4
Puissance thermique	mégawatt (MW)	4250-4500	4250
Puissance électrique	MW	1500-1650	1450
Rendement	%	36	34
Nombre d'assemblages combustibles		241	205
Taux de combustion	MW.jour par kg d'uranium	> 60	45
Résistance sismique	g	0,25	0,15
Dose collective annuelle	Sv/an/réacteur	0,44	1
Durée de vie nominale	années	60	40

Compte tenu de son taux de disponibilité prévu supérieur à 90 %, l'EPR produira de l'ordre de 12 TWh chaque année, soit 2,5 % de la consommation électrique française.

### 3.2. OBJECTIFS DE SÛRETÉ

L'EPR est l'un des réacteurs les plus modernes et les plus performants. Il intègre des critères de sûreté inédits. Pour y parvenir, il contient des redondances supplémentaires et son enceinte de confinement est renforcée. Enfin, l'incorporation d'un récupérateur de corium, que l'EPR est le premier réacteur au monde à inclure, permet au combustible, en cas de fusion du cœur, de s'y écouler et d'y être refroidi par les réserves en eau stockées dans la centrale. C'est pourquoi l'EPR a été conçu avec les exigences d'une 3<sup>ème</sup> génération de réacteur, capable de supporter un accident grave<sup>7</sup> sans nécessiter d'évacuer durablement les populations environnantes.

Les autres avantages du réacteur sont les suivants :

- Réduction d'un facteur 10 de la probabilité de rejet significatif de radioactivité suite à un accident grave (on passe de  $10^{-6}$ /an pour les REP à  $10^{-7}$ /an pour EPR), avec pour objectif le non déplacement de la population même en cas de fusion du cœur.
- Dosimétrie du personnel inférieure de 40 % au niveau actuel, grâce à une optimisation de la radioprotection pendant la maintenance.
- Réduction des rejets gazeux (30 %) et liquides (10 %, hors tritium et carbone-14) en fonctionnement normal.

L'évolution du niveau de sûreté de l'EPR s'appuie également sur le retour d'expérience des accidents graves survenus sur la cuve d'un réacteur :

- Three Mile Island<sup>5</sup> (USA, 1978). La fusion du cœur a été contenue dans la cuve du réacteur et les sous-sols de l'enceinte réacteur, et n'a eu aucune conséquence significative pour l'environnement.
- Tchernobyl<sup>6</sup> (Ukraine, ex-URSS, 1986). L'incendie et l'explosion du cœur, abrité sous un simple bâtiment industriel, ont entraîné une grave contamination dans l'environnement. Mais on doit insister sur le fait que Tchernobyl, réacteur RBMK, n'est pas un réacteur REP et ne peut pas faire référence.
- Fukushima<sup>7</sup> (Japon, 2011). Les réacteurs (de type REB) se sont mis à l'arrêt suite au tremblement de terre, mais la destruction des pylônes a fait perdre l'alimentation électrique, et le tsunami a ensuite noyé les générateurs de secours qui s'étaient mis automatiquement en fonctionnement, ce qui a empêché le refroidissement des réacteurs et des piscines de désactivation. Les modifications de l'EPR, suite aux Évaluations Complémentaires de Sûreté (ECS), concernent des systèmes auxiliaires, mais pas la conception même du réacteur.

<sup>7</sup> Accident grave (niveau  $\geq 6$  de l'échelle INES) : mettant en cause l'intégrité du combustible (pratiquement : fusion du cœur – et des relâchements de radioactivité nécessitant une évacuation des populations avoisinantes).

La probabilité de graves dommages sur le cœur de l'EPR a encore été réduite d'un facteur dix par rapport aux derniers REP (N4) construits en France. En particulier, le système d'injection de sécurité et celui d'alimentation de secours en eau sont quadruplés selon quatre "trains" ayant chacun la capacité d'assurer l'intégralité des fonctions de sûreté. Chacun de ces trains est séparé pour éviter qu'un incident interne ou externe ne les endommage simultanément par une cause commune. Si, malgré ces moyens de prévention mis en place, la fusion du cœur survenait, ses conséquences seraient maîtrisables par les protections nouvelles suivantes :

- Récupérateur de corium : zone en point bas, réalisée en matériau réfractaire, prévue pour l'épandage des coulées provenant de la fusion du cœur, et pour leur refroidissement par un dispositif de noyage passif.
- Peau métallique assurant l'étanchéité de l'enceinte interne.

Ces dispositions complètent celles existant déjà sur les réacteurs N4<sup>8</sup> :

- Double enceinte de béton précontraint, chacune ayant 1,30 mètre d'épaisseur, résistant à la pression.
- Contrôle de la pression interne de l'enceinte ; refroidissement des structures par aspersion.
- Aspiration de l'atmosphère entre les deux enceintes en béton ; filtration d'éventuelles fuites avant rejet à la cheminée.

La double enceinte du réacteur permet de résister à la perforation et aux vibrations provoquées par la chute d'un avion gros porteur, ou à des agressions externes. De plus, les bâtiments abritant les auxiliaires de sauvegarde (alimentations de refroidissement de secours), eux-mêmes protégés par un mur de béton, sont au contact de l'enceinte de confinement qu'ils entourent pour en assurer la protection contre une chute d'avion.

D'autres améliorations ont été apportées en ce qui concerne la résistance aux séismes et la dosimétrie du personnel. Les calculs de sûreté montrent que les rejets d'un accident seraient inférieurs au millième de ceux de Tchernobyl<sup>5</sup>.

### 3.3. ÉVOLUTIONS TECHNIQUES

Grâce à la R&D réalisée par EDF et le CEA sur le combustible, il pourra être poussé à un taux de combustion de 60 MWj/kg (contre 45 actuellement), ce qui permettra un triple gain : économiser du combustible, diminuer le nombre d'arrêts pour rechargement, et diminuer la quantité de déchets radioactifs produits.

L'EPR aura une meilleure capacité de recyclage du plutonium : il sera compatible avec une charge de 100 % en MOX (oxyde mixte de plutonium et d'uranium), contre seulement 33 % dans les réacteurs actuels. L'EPR contribuera ainsi à diminuer le stock des matières nucléaires recyclables issues du retraitement. Le choix d'un générateur de vapeur avec économiseur et turbine évolués permet de porter la pression de vapeur à 78 bars ; le gain est de 3 % sur le rendement thermodynamique global qui passe de 33 à 36 %.

La durée de vie nominale du réacteur a été augmentée à 60 années de service grâce à la sélection de nouveaux matériaux et aux progrès dans leur mise en œuvre. Les déchets qui résulteront du démantèlement des EPR sont, pour une énergie générée comparable, réduits à une quantité de l'ordre de 40 % de ceux des REP 900 MW.

La maintenance des composants est conçue pour être plus rapide, et donc occasionner une moindre dose radiologique pour les intervenants. Par ses avantages sur le coût de production, l'atteinte à l'environnement, les nuisances au personnel et à la population, l'EPR correspond parfaitement aux critères du développement durable.

## 4. ÉVOLUTIONS ÉCONOMIQUES

Ce chapitre est reporté en annexe 2.

## 5. RETARDS PRIS PAR LA CONSTRUCTION

Ce chapitre est reporté en annexe 3.

## 6. LES PROJETS ACTUELS ET FUTURS DE RÉACTEURS EPR

### 6.1. LES RÉACTEURS EPR EN SERVICE

En 2003, un contrat de construction d'un réacteur EPR sur le site de Olkiluoto (OL3) est signé entre l'électricien Finlandais TVO et AREVA. Ce réacteur est entré en service opérationnel en 2023, avec un retard de 13 ans sur le planning initial. Il a fourni 10 TWh lors de sa première année de production.

En novembre 2004, un contrat de construction de deux réacteurs nucléaires de type EPR sur le site de Taishan en Chine est signé entre CGNPC (China General Nuclear Power Corporation) et Areva. La construction débute respectivement en octobre 2009 et en avril 2010, avec une forte implication de l'industrie chinoise. Les réacteurs ont été couplés au réseau électrique en 2018 et 2019.

<sup>8</sup> Et qui n'existaient pas sur les réacteurs de Fukushima 1) de type REB, et 2) du fait que les Japonais appliquaient la règle américaine de conformité au rapport de sûreté initial, sans remise à jour décennale comme en France.

## 6.2. LES RÉACTEURS EPR EN CONSTRUCTION (hors celui de Flamanville : voir Annexe 3) : Hinkley Point C

Après la sortie de Siemens d'Areva NP en 2011, Areva se retrouve seul à défendre le concept d'EPR à l'exportation. C'est ainsi que le projet d'extension de la centrale existante à Hinkley Point en Grande Bretagne par l'ajout de 2 nouveaux réacteurs, qui constitueront la centrale d'Hinkley Point C, est attribué en 2012 à un consortium associant Areva, EDF et Rolls-Royce.

Toutefois, les difficultés financières d'Areva s'amplifiant, c'est EDF qui va assumer dès 2013 le pilotage de ce projet, avec une participation mineure d'Areva, et surtout une contribution minoritaire du chinois CGN à hauteur de 33,5 %. Le financement de ce projet ayant fait l'objet de nombreuses discussions au niveau anglais, européen et au sein d'EDF, ce n'est qu'en septembre 2016 que le contrat de construction est finalement signé, même si les modalités de financement de la construction et de la rétribution de l'électricité produite ne sont pas encore figées. Ce n'est qu'en décembre 2018 et décembre 2019 respectivement que la construction des 2 réacteurs débute. La mise en service industrielle est actuellement prévue pour 2030 et 2032 respectivement.

## 6.3. LES RÉACTEURS EPR EN PROJET

### 6.3.1 Sizewell C

En septembre 2008, le gouvernement britannique annonce que deux réacteurs, similaires à ceux prévus pour Hinkley Point C, devront être construits sur le site de Sizewell. Initialement le contrat est attribué aux chinois de CGN. A la suite de difficultés de financement par CGN et de longues tractations politiques qui aboutiront au retrait de CGN de tous ses projets nucléaires au Royaume-Uni, ce n'est qu'en juillet 2022 que l'accord de construction des 2 réacteurs est attribué à EDF. À ce jour, la mise en service est prévue vers 2035.

### 6.3.2 Jaïtapur

Un projet de centrale nucléaire à Jaïtapur en Inde est amorcé dès 2009 par Areva et le groupe nucléaire public indien NPCIL, pour 6 réacteurs de type EPR 1650. Mais de nombreuses discussions de nature politique, financière et technique repoussent sans fin la prise de décision du côté indien. Le 23 avril 2021, EDF annonce avoir remis au groupe nucléaire public indien NPCIL une « offre technico-commerciale engageante » en vue de la construction des six réacteurs EPR. Toutefois l'offre d'EDF ne comprend ni le financement, ni même la construction des réacteurs, mais seulement les études d'ingénierie et la fabrication des équipements les plus critiques comme les cuves des réacteurs ou les générateurs de vapeur.

En juin 2023, EDF négocie avec NPCIL un contrat d'études complémentaires afin de sécuriser l'homologation de l'EPR ; ces études seront à la charge de NPCIL. La question du partage des responsabilités entre EDF et NPCIL reste à régler, ainsi que celle du financement.

### 6.3.3 Autres projets d'EPR en Europe

Depuis la relance générale des projets de nouveaux réacteurs dans le monde en 2022, plusieurs accords de collaboration ont été signés entre EDF et des partenaires étatiques en Slovaquie, en République tchèque et en Pologne pour la fourniture de réacteurs EPR 1200, mais sans que les appels d'offres n'aient encore été lancés. Plus concrètement, EDF a annoncé le 31 octobre 2023 avoir remis une offre à l'opérateur tchèque CEZ pour la construction d'un réacteur nucléaire EPR 1200 à la centrale Dokovany et une proposition pour trois autres.

## 7. CONCLUSIONS

L'accident de Fukushima<sup>7</sup> en 2011 avait remis en cause la « renaissance » mondiale du nucléaire civil amorcée au début du XXI<sup>ème</sup> siècle, en suscitant dans l'opinion publique une émotion et des, doutes légitimes. Sous la pression des antinucléaires, plusieurs pays européens (Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Suède, notamment) avaient décidé à l'époque de « sortir du nucléaire ».

Mais les événements récents en Ukraine mettant en évidence notre fragilité en matière d'indépendance énergétique, les difficultés qui apparaissent avec l'augmentation de la part de moyens de production électrique intermittents (solaire et éolien) dans le mix électrique et les risques qu'ils font peser sur la stabilité des réseaux électriques, ont conduit à un soudain et violent retournement des opinions publiques et des gouvernements. Ainsi de plus en plus de pays en Europe (Finlande, Royaume-Uni, Pologne, pays d'Europe centrale déjà dotés du nucléaire), en Afrique du Sud, en Amérique du Sud (Argentine) et surtout en Asie (Chine, Inde, Vietnam) lancent ou continuent leur programme de modernisation ou d'extension de leur parc nucléaire.



Face à la compétition mondiale, il importe que notre pays conforte sa filière nucléaire qui fournit de nombreux emplois, en leur confiant la réalisation des réacteurs nécessaires pour faire face à l'augmentation de la demande d'électricité, notamment en Chine et en Inde, et préparer la relève des réacteurs les plus anciens du parc avec une solution économique, sûre, et respectueuse de l'environnement.

C'est l'objectif du projet EPR, avec la construction ou l'exploitation de 8 réacteurs de ce type, puis de son évolution vers le projet EPR2 pour lequel un programme de 6 + 8 réacteurs est prévu en France.

## 8. RÉFÉRENCES

[Réf. 1] : [Avis et rapports de l'IRSN sur l'EPR de Flamanville](#)

[Réf. 2] : Informations présentes sur le site de RTE : <https://www.rte-france.com/>

[Réf. 3] : Informations présentes sur le site d'EDF : <https://www.edf.fr/centrale-nucleaire-flamanville3>

[Réf. 4] : Informations présentes sur le site de l'ASN : <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites>

[Réf. 5] : Rapport Folz : [La construction de l'EPR de Flamanville](#)

[Réf. 6] : Rapport Cours des Comptes de juillet 2020 : [La filière EPR](#)

**Annexes :**

**pages suivantes**

## Annexe 1 : LE BESOIN DU NUCLÉAIRE POUR PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

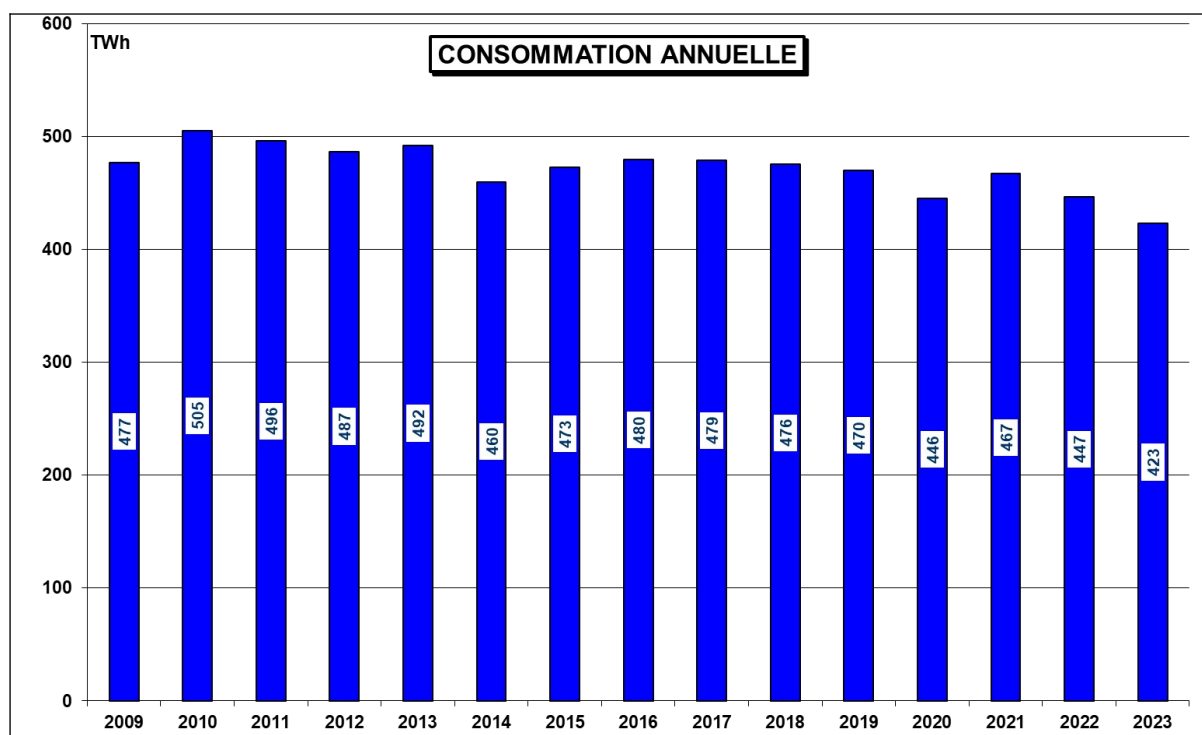
Compte tenu du coût d'une disruption généralisée<sup>9</sup> du réseau électrique en cas de manque de puissance d'alimentation, il est nécessaire de conserver une puissance garantie qui permette de passer les pics de consommation. Par ailleurs, la puissance hydroélectrique avoisine 25 GW, ce qui donne un maximum de # 88 GW pilotable décarboné, alors que les pointes de consommation avoisinent les 95 GW sur ces dernières années.

Comme on ne peut compter sur les énergies éoliennes et photovoltaïques<sup>10</sup> quand l'anticyclone de Sibérie s'étend en hiver sur l'Europe, et que la politique de décarbonation de l'énergie conduit à fermer les centrales thermiques à charbon et à fioul, la différence de puissance devra être comblée par : des énergies d'appoint (traitement de la biomasse et des déchets), des effacements volontaires, et des importations.

Dans un contexte où la consommation d'électricité reste stable depuis 15 ans (# 480 TWh, avec un minimum de 465 TWh en 2014 et un maximum de 513 TWh en 2010 (voir Figure 3), il est nécessaire d'anticiper le renouvellement du parc nucléaire : c'est pourquoi l'EPR a été développé. A noter que cette consommation électrique devrait atteindre environ **645 TWh** à l'horizon 2050 dans la perspective du remplacement progressif des énergies fossiles (voir [fiche argumentaire GAENA N° 2](#)).

Figure 3 : Évolution de la consommation brute en France (source : RTE)

[https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bilan\\_electrique\\_2017.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bilan_electrique_2017.pdf)



## Annexe 2 : ÉVALUATIONS ÉCONOMIQUES

### 1. DONNÉES SUR LE PARC ACTUEL

Le coût complet comptable de l'électricité nucléaire a été chiffré en 2012 à 33,4 €/MWh<sup>11</sup>. Le coût du combustible nucléaire n'y représente que 5,7 €/MWh, soit un peu plus que 10 %. Il se partage à parts égales entre l'approvisionnement en uranium (importé) et son enrichissement et son traitement (réalisés en France).

<sup>9</sup> Encore appelé « black-out » ; Le coût est évalué pour la France à 7,6 Md€ (à comparer au coût de construction d'un EPR optimisé) ; Réf : Energie Institut, Johannes Kepler Universität, Linz, Autriche.

<sup>10</sup> Exprimées de façon générique comme « sources intermittentes fatales », car on ne maîtrise pas le vent ni le soleil.

<sup>11</sup> Rapport Énergies 2050, Centre d'analyses stratégiques, Premier Ministre, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques PERCEBOIS, 2012.

La Cour des Comptes<sup>12</sup> note qu'entre 2010 et 2013, le coût courant économique (CCE) de l'électricité nucléaire subit une augmentation de 21 %, passant de 49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en € courants, dont les causes sont les suivantes :

- Doublement des dépenses de maintenance (conséquences de Fukushima)
- Plan de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans,
- Augmentation des provisions pour charges futures de démantèlement et gestion des déchets,
- Augmentation du taux de rémunération du capital investi,
- Augmentation des dépenses d'exploitation,
- Inflation de 4,1 % sur les 3 ans (ce paramètre semble se stabiliser depuis la date de l'analyse).

Pour contrer cette dérive des coûts, EDF a mis en place une politique volontariste pour diminuer le coût du grand carénage incluant les mesures post-Fukushima, pour maîtriser les dépenses d'exploitation, et gérer de façon industrielle les actions de démantèlement. Sur la base des économies annoncées par EDF en fin 2016, l'I-TÉSÉ ramène le coût *cash* à 33 €/MWh pour une durée de vie des centrales de 50 ans<sup>13</sup>. Ces coûts sont à comparer à ceux des autres filières, issus du Rapport Energie 2050 du Centre d'Analyse Stratégique<sup>13</sup>.

	Coût complet (€/MWh)	dont				Hypothèses
		Investissement	Coûts opératoires	Coût combustible	Coût du CO <sub>2</sub>	
Cycle combiné gaz	69	9	2	53	5	Prix 2011 : 31 €/MWh CO <sub>2</sub> : 14 €/tonne
Charbon	65	16	4	34	11	Prix 2011 : 93 €/tonne CO <sub>2</sub> : 14 €/tonne 0,766 t CO <sub>2</sub> /MWh
	Coûts de production en €/MW sur 2011 - 2015	UFE/DGEC (actualisé de 2011)	Energie 2050 (2012)	EDF 2014	Cour des Comptes 2014 et ENR 2013	ENR Corrigé des coûts de substitution par CGC (1)
Energies non intermittentes	Nucléaire	43	56	55	40,5 CCE 2010 59,8 CCE 2013	
	Hydroélectricité	55		40	43 - 188	
	Gaz	61	69	70-100		
	Charbon	66	68	70-100		
	Fioul	86				
	Géothermie				50 - 127	
	Biomasse	170			56 - 223	
Méthanisation				61 - 241		
Energies intermittentes	Eolien terrestre	65	73	82	62 - 102	Ajouter 54 – 64 €
	Eolien marine	143	102		87 - 116	Ajouter 48 – 56 €
	Photovoltaïque	317	150	130 - 270	114 - 547	Ajouter 63 – 75 €
	Solaire thermique				94 - 194	Ajouter 63 – 75 €

(1) Hypothèses retenues pour le calcul des coûts de l'intermittence (ou de substitution par un CCG (centrale à cycle combiné gaz) : au coût de production électrique de chaque ENR aléatoire il convient d'ajouter les coûts fixes totaux plus une partie des coûts variables du CCG.

## 2. EFFORTS SUR LA CONCEPTION DE L'EPR POUR RÉDUIRE LE COÛT DE PRODUCTION

Une diminution de plus de 10 % des coûts de production d'électricité par rapport aux réacteurs du palier N4, tout en intégrant les fortes avancées sur la sûreté, repose sur plusieurs améliorations :

- augmentation de la puissance thermique,
- amélioration du rendement du combustible,

<sup>12</sup> Rapport de la Cour des Comptes, juillet 2013. « Les coûts de production des différentes sources d'énergie en France ».

<sup>13</sup> Jean-Guy DEVEZEAUX de LAVERGNE : « Les coûts du nucléaire existant » ; La lettre de l'I-TÉSÉ – N°32 - Automne 2017.



- réduction du coût d'investissement par l'optimisation et la standardisation des composants, ainsi que par le développement de la préfabrication en usine, à la fois plus économique et plus fiable et qui, en outre, réduit les temps de montage sur site,
- augmentation du taux de disponibilité de la centrale (> 90 % au lieu d'un peu plus de 82 % actuellement) par l'allongement du cycle du combustible, la simplification de la maintenance par la standardisation des équipements, une meilleure accessibilité et la simplification de leur entretien pouvant être effectué en cours d'exploitation,
- réduction des coûts d'exploitation et de maintenance par un espacement des arrêts pour rechargement portée à 2 ans, et réduction de leur durée à 16 jours.

### 3. COÛTS COMPLETS DES PREMIERS EPR

Compte tenu de l'importance de l'investissement, et de la durée de construction des premiers EPR construits (voir annexe 3), l'évaluation du coût courant économique (CCE) de l'électricité ressort à près du double de celui du parc actuel : # 100 €/MWh pour l'EPR de Flamanville et 109 €/MWh pour les EPR anglais de Hinkley Point.

Cela montre que les efforts pour réduire le coût de production sont à compléter par une maîtrise stricte de la durée de construction. C'est l'objectif de l'EPR2.

---

## Annexe 3 : RETARDS ET SURCOÛTS DE CONSTRUCTION

### 1. LES RETARDS DES EPR EUROPÉENS OL3 ET FA3

#### 1.1 OL3

Alors que la construction a débuté en 2004, l'agence finlandaise de la sécurité des radiations (STUK – l'autorité de sûreté nucléaire du pays) relève dès 2006 sept cents dysfonctionnements et anomalies concernant la sécurité sur le chantier de l'EPR finlandais et parle « d'impréparation » d'Areva et de laxisme dans « la qualité du travail, l'organisation et le contrôle des activités sur le chantier ».

En 2012, TVO met Areva en demeure de mettre à jour le calendrier global. En février 2013, la mise en service est repoussée en 2016, soit un retard de sept ans. Le 17 juillet 2019, TVO annonce que le chargement du combustible dans le réacteur est programmé en janvier 2020, la première connexion au réseau en avril et le démarrage de la production en juillet 2020.

Le 16 décembre 2021, la STUK autorise TVO à démarrer le réacteur dont la première divergence a lieu le 21 décembre 2021. La première connexion au réseau a lieu le 12 mars 2022. C'est le premier réacteur EPR mis en service en Europe. Au cours de la période d'essais, un premier arrêt, dû à plusieurs dysfonctionnements sur la turbine à vapeur produite par Siemens. Début août 2022, le réacteur est reconnecté au réseau avec l'atteinte de sa pleine puissance le 30 septembre 2022.

La mise en service commerciale et la production régulière d'électricité débutent effectivement le 16 avril 2023 avec treize ans de retard sur le calendrier initial.

#### 1.2 FA3

Les travaux préparatoires commencent à l'été 2006, et le décret d'autorisation de construction (DAC) signé en 2007 prévoit un délai maximal de dix ans pour réaliser le premier chargement en combustible du réacteur. Le premier béton est coulé le 3 décembre 2007, pour un délai de construction prévu de 54 mois et une mise en service en 2012.

Mais l'accumulation, dès le début du chantier, de grandes difficultés pour coordonner la sous-traitance et l'impréparation de la définition des équipements, conduisent, en 2012, au retrait du groupe italien ENEL, laissant EDF seul pour gérer ce projet.

L'ensemble de ces événements conduisent à un ralentissement du chantier et surtout à des opérations de re-fabrication en amont. En septembre 2015, EDF obtient une prolongation du DAC pour permettre un premier chargement en combustible après la date butoir du 11 avril 2017. Mais une série de nouveaux incidents va rendre impossible le respect de ce jalon.

Ainsi, en avril 2015, des concentrations de carbone en écart à la nouvelle réglementation ESPN (Equipements Sous Pression Nucléaires) sont signalés. L'ASN donne néanmoins son accord pour exploiter le réacteur avec ces équipements, mais sous conditions de suivi d'éprouvettes de surveillance du vieillissement sous irradiation du matériau, et de changement du couvercle de la cuve avant la fin de l'année 2024 (voir [fiche d'actualité GAENA N° 7](#)). Compte tenu des retards supplémentaires intervenus depuis cette décision, l'ASN a autorisé que ce

remplacement intervienne lors du premier arrêt du réacteur pour rechargement, soit 18 mois après sa mise en service.

Par ailleurs, la découverte en 2018 d'irrégularités et de non conformités dans la réalisation de soudures sur le Circuit Secondaire Principal (CSP) a conduit EDF à lancer un vaste programme de réparations, dont certaines très complexes nécessitant l'intervention de robots et la qualification de procédés, qui s'est traduit par de nouveaux retards et un surcoût estimé à 1.5 Md€.

À ce jour, l'ensemble des travaux prévus ont été réalisés et validés par l'ASN, et l'autorisation de mise en service devrait être délivrée par l'ASN au printemps 2024. Le chargement du combustible devrait avoir lieu en mars 2024, pour un démarrage du réacteur à la mi-2024. Si ce jalon est tenu, la durée de construction aura été de 17 ans.

Le coût, initialement estimé à **3,4 Md€** lors du lancement du chantier, a été réévalué par EDF à plusieurs reprises, en fonction des retards et des difficultés techniques rencontrées. La dernière évaluation, datée de décembre 2022, atteint **13,2 Md€**. Elle prend en compte les réparations réalisées sur les soudures du CSP.

En juillet 2020 la Cour des comptes [Réf. 6] a évalué le coût à **19,1 Md€**. La différence d'estimation des coûts entre EDF et la Cour des comptes s'explique principalement par la prise en compte par cette dernière des intérêts intercalaires, c'est-à-dire des intérêts payés par EDF à ses créanciers pour l'emprunt des sommes nécessaires au financement des travaux.

### 1.3 Les EPR d'Hinkley Point C

Compte tenu de la date de démarrage de la construction, EDF a pu prendre en compte le REX du chantier de FA3, et dans une moindre mesure de celui de Taishan, comprenant en particulier l'intégration des modifications techniques dès les fabrications en usine, et l'organisation de projet conforme avec la culture anglo-saxonne locale.

Les dates de mise en service industrielle initialement prévues étaient en 2027 et 2028 respectivement (soit 9 ans de construction). À la fin 2023, EDF vient d'annoncer qu'elle était amenée à différer ces dates vers 2030 et 2032 respectivement, essentiellement à cause de l'impact de la crise Covid qui a désorganisé le lancement du chantier et perturbé la mise en place de la chaîne de sous-traitance en Grande-Bretagne.

### 1.4 Les EPR de Taishan en Chine

Le montage industriel mis en place sur ce projet est très différent de celui des chantiers européens, puisque la maîtrise opérationnelle incombe aux chinois, aux niveaux de la conception finale, de l'intégration finale des équipements, du contrôle de la qualité, des essais et de la surveillance réglementaire. Sauf pour certains gros composants, fournis par EDF et Framatome, c'est l'industrie chinoise qui a fourni l'essentiel des équipements et des grosses infrastructures, dont le génie civil. Autre élément important, la Chine construit des réacteurs depuis 20 ans et le contexte industriel a été présent pour assurer la main d'œuvre qualifiée (soudeurs notamment).

La construction a débuté respectivement en octobre 2009 et avril 2010. Leur construction était prévue pour durer 4,5 ans, soit un délai nettement plus rapide que les deux EPR européens d'OL3 et FA3. En avril 2015, suite de malfaçons détectées sur l'acier de la cuve des réacteurs EPR européens, forgé par Areva, le ministère chinois de l'Environnement a déclaré qu'il attendrait que les réserves soient levées avant de charger le combustible.

En juin 2017, la qualité de l'acier des couvercles et fonds de cuve de l'EPR de Taishan fait l'objet des mêmes interrogations que pour le réacteur de Flamanville puisque forgées à l'usine Areva du Creusot. En décembre 2017, le chantier connaît un nouvel incident de fabrication détecté sur la soudure sur un dégazeur du circuit secondaire.

L'autorisation de chargement du combustible de la tranche 1 est donnée en avril 2018, et sa première divergence a lieu en juin 2018 ; la mise en service commerciale a lieu en décembre 2018. Le deuxième réacteur diverge pour la première fois en mai 2019, puis sa mise en service commerciale est déclarée en septembre 2019.

Par rapport aux EPR européens, il apparaît que la durée de construction (avant la mise en service commerciale) des 2 réacteurs EPR chinois a été bien plus rapide (9 ans au lieu de près de 19 ans pour OL3, et 17 ans pour FA-3). Au-delà des contextes réglementaires et administratifs différents, il semble bien que ce soit l'existence d'un tissu industriel local très actif et compétent, ainsi qu'une organisation de projet efficace, qui ont permis un traitement optimal des anomalies ou difficultés rencontrées inévitablement lors de ces projets très complexes, aboutissant finalement à une performance nettement meilleure de ce chantier industriel d'ampleur.

## 2. LES RETARDS DES AUTRES RÉACTEURS DE GÉNÉRATION-III

L'EPR fait partie des modèles de réacteurs de génération III. Il est intéressant de comparer les difficultés qu'il a rencontrées lors de la phase de construction avec celles rencontrées par les autres modèles de cette famille. Parmi ceux-ci, les plus connus sont :

- les 8 réacteurs AP 1000 de Westinghouse ; il s'agit de réacteurs à eau pressurisé très compacts :

- 4 aux Etats-Unis sur le site de Vogtel ; le premier a divergé en mars 2023 avec 7 ans de retard ; la divergence du 2<sup>ème</sup> réacteur est maintenant prévue pour la fin 2024. La construction des 2 autres réacteurs a été reportée à une date indéterminée.
- 4 en Chine (centrale de Sanmen) ; les 2 premières tranches ont été mises en service commercial à la fin 2018 avec environ 5 années de retard. La construction des 2 tranches suivantes a débuté fin 2023
- l'ABWR et l'ESBWR (GE Hitachi - Toshiba), réacteurs à eau bouillante d'une puissance électrique de 1 350 MW. 4 réacteurs ABWR ont été mis en service au Japon depuis 1996. Toutefois, tous ces réacteurs ont été stoppés en 2011 à la suite de la catastrophe de Fukushima. La construction de 3 autres réacteurs de ce type avait débuté dans les années 2000 au Japon et à Taiwan. Les données relatives aux retards de construction de ces 3 réacteurs ne sont pas disponibles.
- le modèle russe VVER 1200 (réacteur à eau sous pression) dont 2 réacteurs sont en service à Novovoronezh en Russie centrale depuis 2016 et 2019 respectivement, et 2 autres à Leningrad depuis 2018 et 2021 respectivement : le retard de construction semble avoir été de 4 à 5 ans.
- l'APR 1400 conçu par Korea Electric Power Corporation (KEPCO). Ce réacteur a été développé à partir du modèle antérieur OPR1000 et incorpore des fonctionnalités du réacteur System 80+. Actuellement, il y a quatre unités en service en Corée du Sud ainsi que deux autres en construction. Pour les 3 premiers réacteurs, les retards semblent d'avoir été de 1 à 5 ans. Par ailleurs, 4 réacteurs fonctionnent à Barakah aux Emirats arabes unis depuis 2021 à 2023 respectivement, avec un retard de 2 ans sur le planning initial.
- le modèle chinois Hualong One de 1000 MWe, basé sur un REP à 3 boucles, a été construit en Chine à Fuqing (2 réacteurs mis en service en 2021 et 2022 respectivement) et à Fengchenggang (2 réacteurs sur le site qui devraient démarrer en 2025-2026).

### 3. RÉFLEXIONS SUR CES RETARDS

Outre les difficultés habituelles concernant les prototypes ou des équipements « tête de série » tels que les premiers EPR construits en Europe (OL3 et FA3), les retards qui les ont spécifiquement affectés trouvent leur source dans des failles dans l'organisation industrielle des industriels et des pays concernés.

Pour ce qui concerne la France, le lancement dans les années 1990-2000 des projets phare d'OL3 et FA3 s'est fait dans un contexte où les industriels de la filière nucléaire n'avait plus construit de centrales depuis 10 à 15 ans, et avaient perdu une grande partie des compétences nécessaires, que ce soit pour les technologies et pour la gestion de ces projets. Les incohérences et les luttes de pouvoirs entre EDF et Areva-Framatome des années 2010 ont également contribué à une perte d'efficacité de la filière, voire à un fiasco industriel comme l'a indiqué le rapport Folz [Réf. 5]. Cette période a été également caractérisée par une libéralisation débridée du marché de l'énergie et des industriels impliqués, fortement poussée par l'Union Européenne, qui a conduit à placer les préoccupations financières devant les compétences techniques nécessaires à ces grands projets.

Ainsi, si l'on compare les grands pays nucléaires, on constate que ceux qui disposent d'une forte présence étatique capable de maintenir une politique favorable aux programmes nucléaires sur la durée, même quand la situation ne leur est provisoirement pas favorable, ont réussi à maintenir un outil industriel performant, capable de mener à bien ces projets sans dérive notable en délais et en coûts. Dans cette catégorie, on peut citer la Chine, la Russie et dans une moindre mesure la Corée du Sud et l'Inde. À contrario, les cas de la France et des Etats-Unis ont démontré l'inverse.

D'un point de vue technique, il ne semble pas que les évolutions technologiques des EPR rendues nécessaires par la recherche d'un niveau de sûreté encore meilleur que celui déjà présent dans les réacteurs de la Génération II (ceux du parc français actuel) aient constitué un obstacle majeur à la fabrication des équipements concernés. Par contre, la complexité croissante de la réglementation (telle que, en France, celle concernant les Equipements Sous pression Nucléaires ou celle concernant l'autorisation de mise en service d'un nouveau réacteur et les recours associés), et l'absence de volonté politique claire concernant la politique nucléaire ont conduit à d'innombrables retards et non conformités.

Les déboires de FA3 et OL3 ont provoqué une prise de conscience et un électrochoc salutaire à tous les niveaux. En 2023, le cadre législatif qui régit le lancement de nouveaux réacteurs a été simplifié, et les blocages qui subsistaient encore, conduisant à empêcher l'augmentation en valeur absolue de la puissance installée des réacteurs nucléaires ont été supprimés. EDF et Framatome ont fait évoluer la conception de l'EPR initial, en recherchant au maximum la simplification, la standardisation et l'efficacité industrielle : c'est le modèle EPR2 (qui fera l'objet d'une nouvelle fiche du GAENA).

Concernant les compétences nécessaires, une cartographie complète a été réalisée, qui chiffre à environ 100 000 le nombre d'emplois à créer dans les 10 ans à venir. L'Université des Métiers du Nucléaire réalise des campagnes d'information pour améliorer l'image des métiers du nucléaire et présenter la grande diversité des besoins.