

EPR (EUROPEAN PRESSURIZED REACTOR)

1. LE BESOIN DE NUCLÉAIRE POUR PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Compte tenu du coût d'une disruption généralisée¹ 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. La loi de transition énergétique plafonne à 63,2 GW la puissance nucléaire installée ; par ailleurs, la puissance hydroélectrique avoisine 25 GW, ce qui donne un maximum de # 88 GW pilotable décarboné, alors que les pointes de consommation atteignent 95 GW en février 2018.

Comme on ne peut compter sur les énergies éoliennes et photovoltaïques² 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.

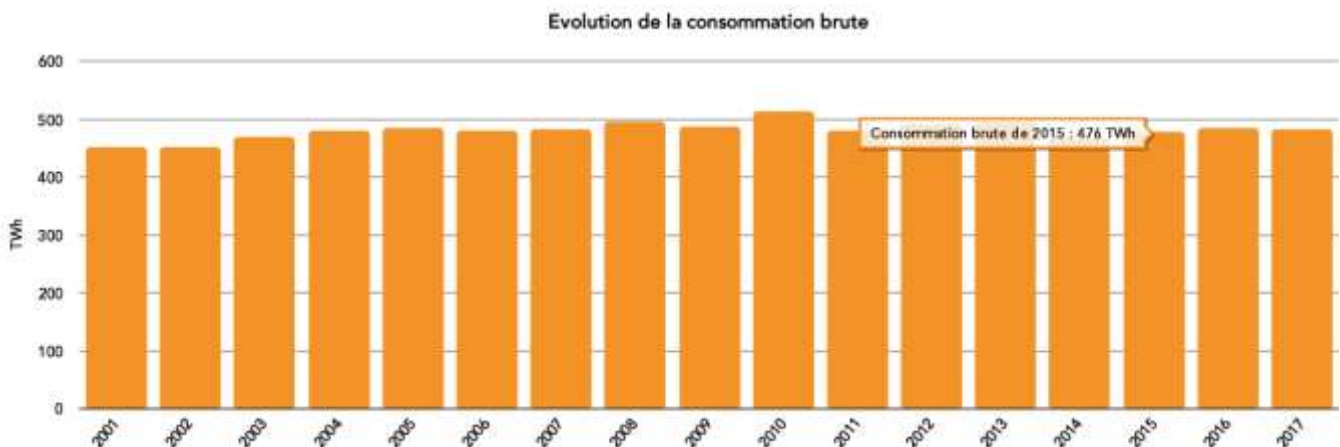
Dans un contexte où la consommation d'électricité reste stable depuis 15 ans (# 480 TWh, avec un minimum de 465 TWh en 2014 et un maximum de 513 TWh en 2010 – voir Fig.1), il est nécessaire d'anticiper le renouvellement du parc nucléaire : c'est pourquoi l'EPR a été conçu avec les exigences d'une 3^{ème} génération de réacteur, capable de supporter un accident grave³ sans nécessiter d'évacuer durablement les populations environnantes.

Figure 1 : Évolution de la consommation brute en France (source : RTE)

<http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/consommation/consommation-brute/#>

La consommation brute est stable

En 2017, la **consommation brute** s'établit à près de 482 TWh, soit -0,3% par rapport à l'année précédente. Cette très légère baisse s'explique par des températures plus élevées que l'année passée (+0,6°C), ainsi qu'un effet calendaire, l'année 2016 étant bissextile.



2. L'ÉVOLUTION DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE

Sur les 58 réacteurs REP en fonction en 2018, 7 % ont moins de 22 ans, et 40 % entre 28 et 32 ans. Le plus âgé a 40 ans : le premier réacteur du palier 900 MWe est entré en service à Fessenheim en 1978.

¹ 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

² Exprimées de façon générique comme « sources intermittentes fatales », car on ne maîtrise pas le vent ni le soleil

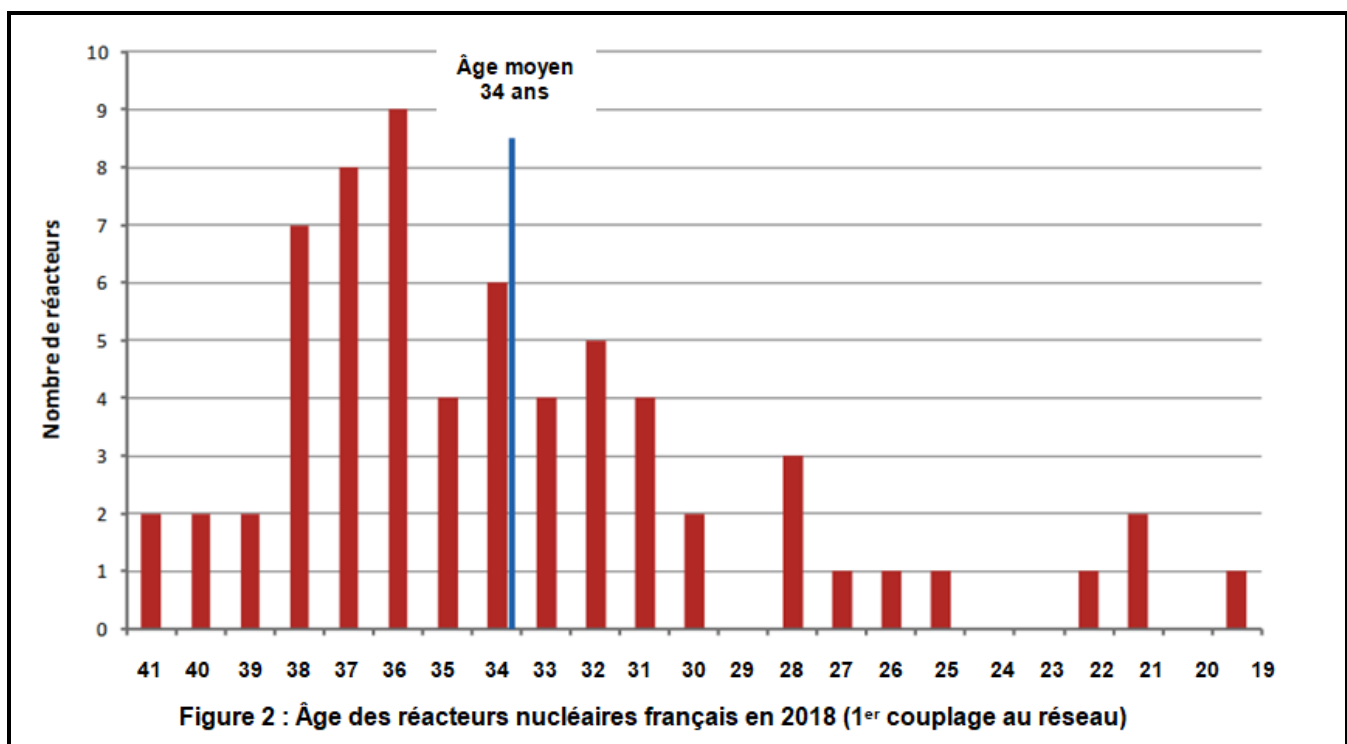
³ Accident grave (niveau ≥ 6 de l'échelle INES) : mettant en cause l'intégrité du combustible (pratiquement : fusion du cœur – et des relâchements de radioactivité nécessitant une évacuation des populations avoisinantes)

Après la 3^{ème} inspection décennale, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a reconduit son autorisation d'exploiter pendant 10 ans sous réserve de respecter les prescriptions jointes à l'avis⁴, et sous réserve des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté suite à l'accident de Fukushima⁵.

Tous les 10 ans, chaque réacteur français subit une inspection extrêmement sévère de tous ses composants, dite « visite décennale – VD » : correction des défauts techniques, révision des procédures, remplacement des composants usagés. La cuve du réacteur est la seule pièce qui ne peut pas être remplacée et qui, en cas d'endommagement non réparable, entraînerait l'arrêt définitif.

EDF table sur une durée de vie minimale de ses réacteurs de 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^{ème} génération présentent un niveau de sûreté équivalent aux réacteurs de 3^{ème} 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^{èmes} visites décennales (VD4), il faut donc être en mesure de remplacer le réacteur le plus ancien vers 2018, date de la mise en service industrielle prévue pour le 1^{er} EPR français (Flamanville 3 – ou FL-3).



S'agissant d'une tête de série, il conviendra de tirer le retour d'expérience (REX) de sa construction, ainsi que des EPR en cours de construction en Finlande et en Chine, avant de lancer la réalisation en série des EPR destinés à renouveler le parc français actuel.

En effet, l'EPR représente une évolution importante par rapport aux derniers des réacteurs du palier N4 construits en France. A une cadence de l'ordre d'un réacteur par an, cette étape de mise à l'arrêt et remplacement des réacteurs de 2^{ème} génération par une trentaine de EPR totalisant # 50 GW se terminerai vers 2050.

D'autres scénarios sont possibles :

- **Prolonger la vie des réacteurs de génération-2 jusqu'à 60 ans.** C'est possible grâce à l'utilisation de nouveaux matériaux ; des licences d'exploitation atteignant 60 ans sont accordées aux USA. Pour l'exploitant EDF, il s'agit d'optimiser le coût complet du réacteur sur toute sa durée de vie, incluant les phases de : construction, exploitation, démantèlement. Les résultats des premières VD4 permettront d'optimiser la gestion à venir du parc, et de déterminer la durée de vie prévisible de chaque réacteur, compte tenu de ses spécificités, en visant dans un premier temps 50 ans, sauf pour les réacteurs qui seront arrêtés au démarrage de FL-3 pour respecter l'article de la loi qui limite la puissance nucléaire installée.

⁴ Avis n°2011-AV-0120 du 4 juillet 2011 ; prescriptions n° 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011

⁵ ECS, appelées couramment « stress tests »

• **Attendre les réacteurs de génération IV** (voir [fiche 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 TMI⁶, Tchernobyl⁷, ou Fukushima⁸, sans provoquer d'impact sur l'environnement nécessitant une évacuation de la population avoisinante. Les réacteurs de 4^{ème} génération devront satisfaire à cette même exigence de sûreté.

Compte tenu du ralentissement du programme ASTRID, on n'envisage pas de pouvoir lancer la production industrielle de réacteurs de 4^{ème} génération avant les années 40.

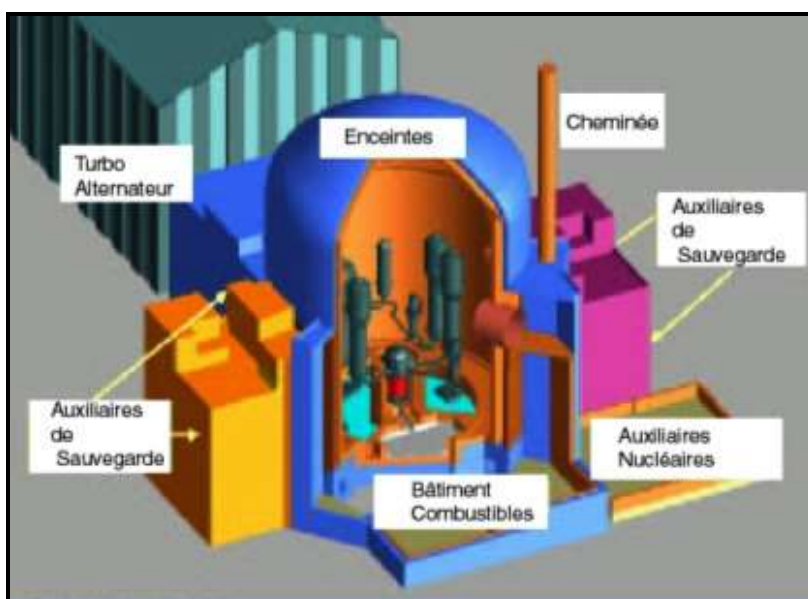
• **En complément**, il faudra augmenter la puissance de production nationale pour satisfaire à de nouveaux besoins liés à la politique de décarbonation de l'énergie, notamment en matière de transports électriques. L'avenir (au-delà des années 2030) fera apparaître si ces nouveaux besoins peuvent être intégralement satisfaits avec des sources intermittentes, ou s'il faut accroître la puissance des moyens pilotables.

3. L'EPR : UN CONCEPT "ÉVOLUTIONNAIRE"

L'EPR résulte d'études franco-allemandes, menées depuis 1993 (définition des objectifs de sûreté) 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.

Il a bénéficié d'une triple collaboration franco-allemande coordonnée :

- l'alliance des constructeurs ARÉVA et SIEMENS regroupés au sein de la Société Framatome-ANP
- la collaboration des opérateurs français et allemands (EDF, E.ON, EnB, RWE⁹),
- l'implication des instituts de sûreté nucléaire IRSN¹⁰ et GRS¹¹.



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

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.

⁶ L'accident de Three-Mile Island (TMI-2) : Voir fiche GAENA N° 45

⁷ L'accident de Tchernobyl ; Voir fiche GAENA N° 46

⁸ L'accident de Fukushima ; Voir fiche GAENA N° 47

⁹ Compagnies allemandes de production d'électricité

¹⁰ Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (appui technique de l'Autorité de sûreté nucléaire – ASN)

¹¹ Gesellschaft für Reaktor- und Anlagen-Sicherheit (appui technique de l'autorité de sûreté nucléaire allemande)

3.1. OBJECTIFS DE SÛRETÉ

- Réduction d'un facteur 10 de la probabilité de rejet significatif de radioactivité suite à un accident grave (on passe de 10^{-6} /a pour les REP à 10^{-7} /a 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 sur le retour d'expérience des accidents graves survenus sur la cuve d'un réacteur :

- Three Mile Island⁵ (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
- Tchernobyl⁶ (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
- Fukushima⁷ (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 refroidissement. Les modifications de l'EPR, suite aux Évaluations Complémentaires de Sûreté (ECS), concernent des systèmes auxiliaires, mais pas la conception même du réacteur.

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 N4¹² :

- double enceinte de béton précontraint, chacune ayant 1,30 mètre d'épaisseur, résistant à la pression.
- recombineurs catalytique d'hydrogène, pour éviter toute explosion de manière passive.
- 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 Tchernobyl⁵.

3.2. 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 MW.d/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.

¹² 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

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 sur le personnel ; elle peut être réalisée même lorsque le réacteur est en service.

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 1.

5. RETARDS PRIS PAR LA CONSTRUCTION

Ce chapitre est reporté en annexe 2.

6. CONCLUSIONS

L'accident de Fukushima⁷ a remis en cause la « renaissance » mondiale du nucléaire civil amorcée au début du XXI^{ème} siècle, en suscitant dans l'opinion publique une émotion et des doutes légitimes. Si, sous la pression des antinucléaires, les dirigeants des pays germanophones ont décidé de « sortir du nucléaire », d'autres 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.

EDF a repris Framatome pour la construction des centrales.

Face à la compétition mondiale, il importe que notre pays conforte ces « champions » qui fournissent 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.

Vue générale Est – Ouest

EPR – Flamanville 3 en 2011 et en 2016



Annexe 1 : ÉVALUATIONS ÉCONOMIQUES

1. DONNÉES SUR LE PARC ACTUEL

Le coût complet comptable de l'électricité nucléaire a été chiffré en 2012 à 33,4 €/MWh¹³. 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).

La Cour des Comptes¹⁴ 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-TESE ramène le coût *cash* à 33 €/MWh pour une durée de vie des centrales de 50 ans¹⁵.

Ces coûts sont à comparer à ceux des autres filières, issus du Rapport Energie 2050 du Centre d'Analyse Stratégique¹³.

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
- 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. COÛT COMPLETS DES PREMIERS EPR

Compte tenu de l'importance de l'investissement, et de la durée de construction des premiers EPR construits (voir annexe 2), 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'EPR « nouveau modèle » conçu par EDF-Framatome, dont les options de sûreté ont fait récemment l'objet d'un avis de l'IRSN.

¹³ Rapport Énergies 2050, Centre d'analyses stratégiques, Premier Ministre, Rapport du groupe de travail présidé par Jacques PERCEBOIS, 2012

¹⁴ Rapport de la Cour des Comptes, juillet 2013. « Les coûts de production des différentes sources d'énergie en France »

¹⁵ Jean-Guy DEVEZEAUX de LAVERGNE : « Les coûts du nucléaire existant » ; La lettre de l'I-TESE – N°32 - Automne 2017

	Coût complet (€/MWh)	dont				Hypothèses
		Investissement	Coûts opératoires	Coût combustible	Coût du CO ₂	
Cycle combiné gaz	69	9	2	53	5	Prix 2011 : 31 €/MWh CO ₂ : 14 €/tonne
Charbon	65	16	4	34	11	Prix 2011 : 93 €/tonne CO ₂ : 14 €/tonne 0,766 t CO ₂ /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
Energies intermittentes	Méthanisation					61 - 241
	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

Annexe 2 : RETARDS ET SURCOÛTS DE CONSTRUCTION

1. LES RETARDS DES EPR EUROPÉENS OL-3 ET FL-3

Dès juin 2010, *Science et Vie* identifiait « 7 erreurs » qui induisaient des retards et des surcoûts :

1. Problèmes de soudure de la coque métallique de l'enceinte : assemblages défectueux, procédés non approuvés, ateliers ou ouvriers non qualifiés...
2. Contrôle-commande numérique, présentant trop d'interactions entre système de fonctionnement normal et système de protection du réacteur, avec le risque de les voir défaillir simultanément
3. Sur OL-3, la fabrication des 8 tuyaux du circuit primaire (10 m de long, 1 m de diamètre) entre la cuve et le générateur de vapeur a été mal maîtrisée par ARÉVA, gênant l'inspection des fissures. Les autorités finlandaises ne les ont pas acceptées
4. Mauvaise qualité du béton du plancher, poreux à cause d'une trop grande quantité d'eau
5. Les ferrallages du béton armé des bâtiments de sauvegarde de FL-3 se révèlent incomplets. La décision de l'ASN d'interrompre le coulage du béton provoque un retard de trois semaines
6. En 2008, sur FL-3, une erreur est détectée dans l'implantation d'un tube de générateur de vapeur
7. Le pressuriseur des 2 EPR ont été mises au rebut, le fabricant n'ayant pu démontrer leur résistance mécanique à la pression de 150 bars

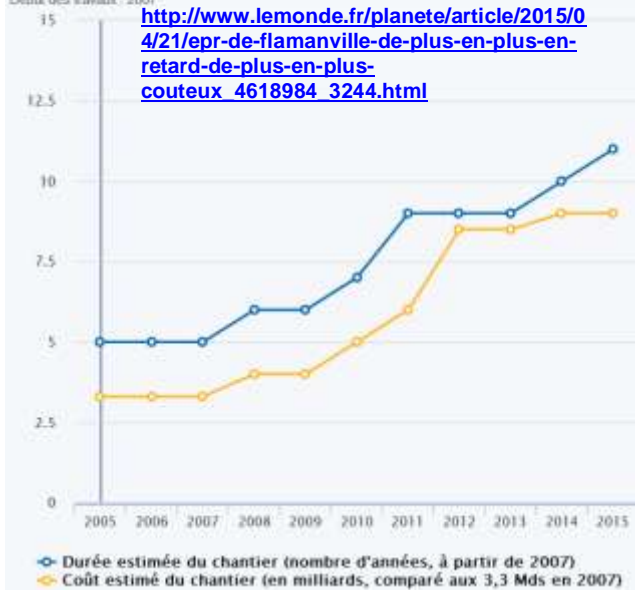
7 années plus tard, un article du journal *Les Echos* du 28 juin 2017 rappelle que FL-3 devait démarrer en 2012 et coûter 3,3 Md€. Depuis, le délai a plus que doublé (le premier béton a été coulé en décembre 2007), et la facture a triplé.

« C'est sans doute une des réalisations industrielles les plus complexes au monde » explique le PDG Pierre Gadonneix : il contient par exemple presque deux fois plus de béton et quatre fois plus de ferrallage que les réacteurs précédents (avec la difficulté de faire pénétrer le béton à travers un ferrallage aussi dense, malgré les procédés pour vibrer le béton lors de sa coulée).

En 2012, des défauts de qualité des platines de fixation du futur pont roulant oblige EDF à arrêter partiellement le chantier pendant plusieurs mois, le temps de refabriquer certains éléments.

► Evolution du coût et de la durée estimés du chantier de l'EPR de Flamanville

Début des travaux : 2007



En avril 2015, des concentrations de carbone en écart à la nouvelle norme ESPN sont mesurées sur l'acier de la cuve et du couvercle du réacteur. Après analyse poussée de leur impact sur la sûreté, l'ASN donne le 28/06/2017 son feu vert sous condition de suivi des éprouvettes de la cuve, et de changement du couvercle avant la fin de l'année 2024 (voir [fiche d'actualité GAENA N° 07](#)).

Par ailleurs, les conditions de travail et l'appel à la sous-traitance alimentent un mauvais climat : en janvier 2011, un soudeur décède après une chute. Bouygues est condamné en appel pour une affaire de travail au noir ayant impliqué au moins 460 ferrailleurs et soudeurs polonais et roumains sur le chantier entre 2008 et 2012. L'ASN devra prendre des mesures générales restreignant l'appel à la sous-traitance (voir Fiche argumentaire N°39).

Au résultat, le groupe italien ENEL, partenaire d'EDF (à hauteur de 12,5 %) pour la construction de l'EPR, jette l'éponge en 2012.

Par contre, les EPR construits en Chine à Taishan profitent du retour d'expérience en gagnant plus de 3 ans sur les calendriers européens, ce qui leur permettra en principe de démarrer les premiers, le chargement du combustible se faisant début 2018.

2. LES RETARDS DES AUTRES RÉACTEURS DE GÉNÉRATION-III

Les Echos du 5 janvier 2017¹⁶ font état des autres réacteurs en construction : 10 réacteurs neufs ont été connectés au réseau en Asie en 2016 (5 en Chine, 1 en Corée du Sud, 1 en Inde, 1 au Pakistan et 1 en Russie).

Outre les 3 années de retard pour les deux EPR chinois, on note 4 ans de retard pour le premier APR-1400 coréen, ainsi que 4 ans de retard pour le VVER-1200 de Novovoronej.

Quant aux 8 AP-1000 de Westinghouse, leur construction accuse des retards de plusieurs années sur leur planning initial : de l'ordre de 2 à 3 ans pour les 4 réacteurs en construction aux Etats-Unis, et d'au moins 4 ans pour le premier des réacteurs de Sanmen (Chine), car le chargement du combustible vient d'être « *suspendu* » par l'autorité chinoise de sûreté nucléaire qui exige de nouveaux tests sur les pompes primaires.

3. RÉFLEXIONS SUR CES RETARDS

Outre les retards courants concernant les prototypes, on voit qu'on atteint avec les exigences de la Génération-3 les limites des capacités de l'époque, tant au plan technologique qu'organisationnel. Contrairement au passé où les dessinateurs avaient l'expérience des matériaux et de la fabrication des composants qu'ils concevaient, la conception par ordinateur coupe ce lien avec la réalité et induit des pièces qui, si elles peuvent être démontrées sur le plan de la sûreté, n'en sont pas moins très complexes à fabriquer.

En matière de gestion de chantier, la désindustrialisation du pays et les orientations de l'éducation nationale font qu'il devient très difficile de trouver des soudeurs qualifiés, et qu'il est nécessaire de faire appel à de la main d'œuvre étrangère, avec les problèmes de qualité qui peuvent découler d'une mauvaise connaissance de la langue. Le succès d'un remplacement des réacteurs actuels par des EPR « nouveau modèle » reposera sur des engagements fermes de calendrier, permettant de former du personnel de chantier qui accumule de l'expérience et la partage.

Une réflexion est en cours au sein d'EDF pour simplifier le concept d'EPR, sans diminuer les exigences de sûreté. Car les difficultés d'application de la nouvelle norme ESPN l'ont bien montré, ce n'est pas une réglementation formelle qui assure un plus haut degré de sûreté, alors que l'augmentation des coûts est, quant à elle, bien réelle.

¹⁶ https://www.lesechos.fr/05/01/2017/LesEchos/22355-077-ECH_nucleaire---les-retards--loin-d-etre-une-exception-francaise.htm