

EPR (EUROPEAN PRESSURIZED REACTOR)

1. CONSOMMATION EN ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la consommation mondiale d'électricité augmentera de 75% entre 2007 et 2030, soit une progression moyenne de 2,4 % par an, portée par la croissance démographique et les besoins des populations défavorisées. En Europe, le taux de croissance annuelle de la demande d'électricité sera moindre, de 1,4 % par an jusqu'en 2030.

En France, la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) prévoit que la consommation d'électricité continuera de croître à un rythme de l'ordre de 2 % par an, nécessitant la mise en œuvre d'une puissance additionnelle équivalente à un réacteur nucléaire chaque année.

En 2009, la production d'électricité en France a été couverte à :

- 75,1 % par l'électronucléaire
- 12 % par l'hydraulique
- 10,6 % par le thermique classique
- 2,3 % par les énergies renouvelables (dont 1,5 % par l'éolien).

Le thermique classique est fourni par le charbon, le pétrole et le gaz, et très marginalement par la biomasse.

Le nucléaire français permet d'économiser les importations de combustibles fossiles (25 milliards d'euros chaque année, au prix actuel) et de situer la France à la meilleure place des pays développés pour sa faible production de gaz à effet de serre.

Rappelons par contre que, dans le monde, l'électricité est produite à 80 % par des combustibles fossiles, ce qui contribue à 40 % de l'émission des gaz à effet de serre.

2. LE PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE

Sur les 58 réacteurs REP en fonction en 2011, 40 % ont entre 21 et 25 ans, 7 % ont moins de 15 ans. Le plus âgé a 33 ans : le premier réacteur du palier 900 MWe est entré en service à Fessenheim en 1978. Après une 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'avis¹, et sous réserve des conclusions des évaluations complémentaire de sûreté (ECS, appelé couramment « stress tests » par les journalistes).

Tous les 10 ans, chaque réacteur français subit une inspection extrêmement sévère de tous ses composants : corrections 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 du réacteur.

Sous réserve de la reconduction de l'autorisation d'exploitation par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), EDF table sur une durée de vie de ses réacteurs de 40 ans et plus. Il faut donc prévoir de remplacer le réacteur le plus ancien vers 2020. La mise en service du 1^{er} EPR (Flamanville 3) est prévue en 2016.

S'agissant d'une tête de série, il conviendra de tirer le retour d'expérience (REX) de sa construction, ainsi que de celui 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.

¹ Avis n°2011-AV-0120 du 4 juillet 2011 ; prescriptions n° 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011

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 se terminera vers 2050.

D'autres scénarios sont possibles :

- prolonger la vie des réacteurs jusqu'à 60 ans**
C'est possible grâce à l'utilisation de nouveaux matériaux, et des licences d'exploitation atteignant 60 ans ont été 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 réponses aux Évaluations Complémentaires de Sûreté suite à l'accident de Fukushima vont aller dans le sens de grever le coût de la poursuite d'exploitation pour les réacteurs les plus anciens, ce qui incitera à leur remplacement par des réacteurs de 3^{ème} génération répondant mieux aux exigences actuelles de sûreté.
- attendre les réacteurs de génération IV** (voir [fiche GASN 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 (voir [fiche GASN N° 45](#)), Tchernobyl (voir [fiche GASN N° 46](#)), ou Fukushima (voir [fiche GASN N° 47](#)), 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.
Avec un démarrage du réacteur de démonstration ASTRID au milieu des années 20, on n'envisage pas de pouvoir lancer la production industrielle de réacteurs de 4^{ème} génération avant 2040.

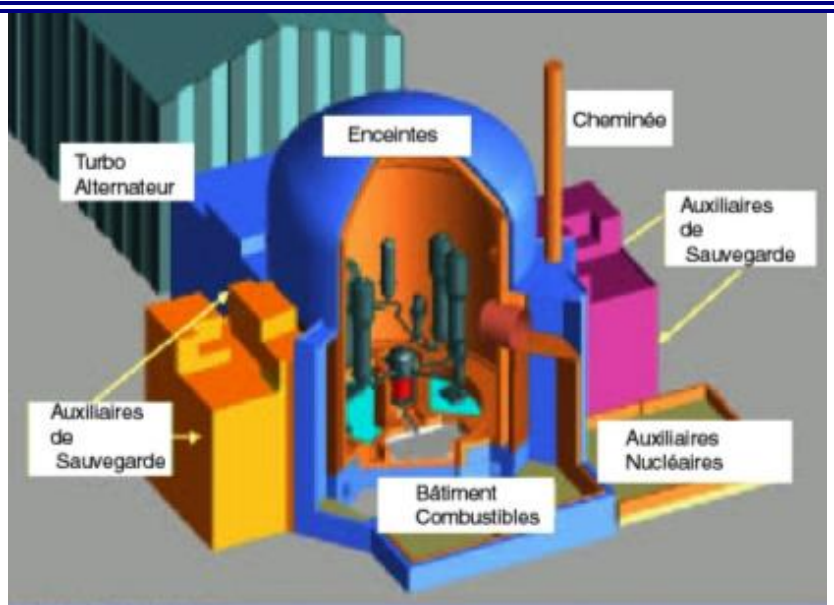
Aucun de ces deux scénarios ne répond au besoin de satisfaction de la consommation d'électricité française qui augmente, en moyenne, de 2 % par an, soit l'équivalent de la production d'un EPR chaque année.

3. L'EPR : UN CONCEPT "ÉVOLUTIONNAIRE"

L'EPR résulte d'études franco-allemandes, menées depuis 1993 (établissement 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 AREVA et SIEMENS regroupés au sein de la Société Framatome-ANP,
- la collaboration des opérateurs français et allemands (EDF, E.ON, EnB, RWE²),
- l'implication des instituts de sûreté nucléaire IRSN³ et GRS⁴.



Vue éclatée de l'EPR.

Le bâtiment Combustibles a la même hauteur que ceux des auxiliaires (d'après Framatome ANP)

² Compagnies allemandes de production d'électricité

³ Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire

⁴ Gesellschaft für Reaktor-und Anlagen-Sicherheit

La comparaison des caractéristiques principales du projet EPR et du REP-N4 est donnée dans le tableau 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	années	60	40

Compte tenu de son taux de disponibilité prévu supérieur à 90 %, l'EPR produira de l'ordre de 12 térawatt.heures (TWh) chaque année, ce qui représente 2,4 % de la consommation électrique française annuelle (500 TWh).

3.1. OBJECTIFS DE SURETÉ

- réduction d'un facteur 10 de la probabilité d'un accident grave
- rejets radioactifs précoces et importants, en cas d'accident, pratiquement éliminés
- prise en compte, à la conception, de l'accident grave, avec pour objectif le non déplacement de la population
- dosimétrie inférieure de 40 % au niveau actuel, grâce à une optimisation de la radioprotection pendant la maintenance
- réduction très importante des rejets gazeux et liquides
 - - 30 % pour les rejets gazeux
 - - 10 % pour les rejets liquides (hors tritium et carbone 14)

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 Island (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 (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 n'est pas un réacteur REP et ne peut pas faire référence
- Fukushima (Japon, 2011). Les réacteurs 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 en fonctionnement, ce qui a empêché le refroidissement des réacteurs et des piscines de refroidissement.

Les modifications de l'EPR, s'il doit y en avoir suite aux Évaluations Complémentaires de Sûreté en cours, concerneront 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 même cause.

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 :
 - double enceinte de béton précontraint, chacune ayant 1,30 mètre d'épaisseur, résistant à la pression
 - recombineur 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 Tchernobyl.

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.

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 déchets nucléaires.

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 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.

3.3. DES TROUS DANS LE BETON ?

Au début septembre 2011, la presse a diffusé des informations mettant en cause la sûreté de l'EPR et l'étanchéité de son enceinte de confinement, faisant suite à des remarques de l'ASN sur des reprises de béton à effectuer.

Qu'en est-il exactement ?

L'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) le précise elle-même : « Les trous dans le béton, les nids de cailloux (zone manquant de ciment) au sens large, c'est une problématique courante du génie civil. EDF, en tant qu'exploitant, se doit de les identifier et de les réparer »

Dans ce contexte, l'exploitant a proposé les actions correctives suivantes, acceptées par cette dernière.

Les orifices localisés en des endroits précis sont rebouchés après le démoulage et dès lors qu'il s'agit de défauts minimes et conformes aux règles de l'art **cela ne remet nullement en cause au final la solidité et l'étanchéité de la double enceinte de confinement.**

On relève ce type de défauts sur tous les chantiers de génie civil, d'autant plus que le ferrailage du béton nucléaire est très dense, pour répondre aux exigences antisismiques. Juste après avoir été coulé, le béton est vibré pendant qu'il est encore frais (avant qu'il se solidifie) pour permettre sa pénétration et sa répartition aussi homogène que possible autour du ferrailage. Cependant le vibrage n'est évidemment jamais parfait. Des défauts peuvent subsister par endroits. Il en est tenu compte dans le dimensionnement de l'épaisseur des parois.

Pour l'EPR les deux enceintes font chacune 1,30 mètre d'épaisseur, les défauts et imperfections dans le coulage du béton atteignent parfois la dizaine de cm environ, sans dépasser 20 cm environ dans le cas de très fort ferrailage du béton.

Ces défauts ponctuels sont corrigés au fur et à mesure de leur identification

4. ÉVOLUTIONS ECONOMIQUES

Ce chapitre est reporté en annexe.

5. CONCLUSION

L'accident de Fukushima (voir [fiche GASN N° 47](#)) a remis en cause la « renaissance » mondiale du nucléaire civil amorcée au début du XXIème 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 et Areva sont désormais associés dans 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 et préparer la relève des réacteurs les plus anciens du parc avec une solution économique, sûre, et respectueuse de l'environnement.



EPR - Flamanville 3 : Vue générale Est - Ouest

Annexe

ÉVOLUTIONS ÉCONOMIQUES

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

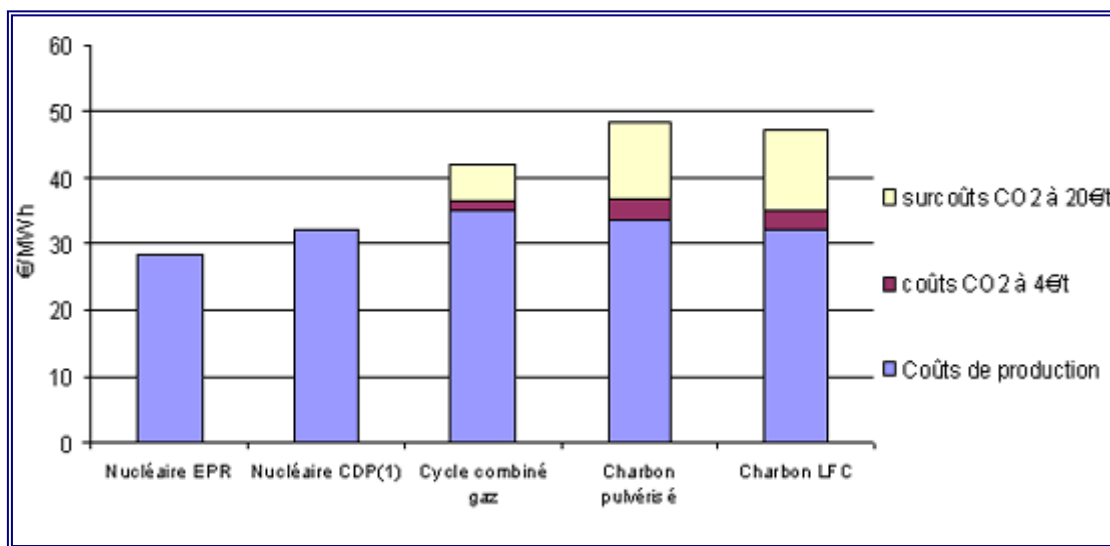
La comparaison entre les coûts de l'EPR et ceux de centrales à gaz et au charbon fonctionnant en base, donnée par la DGEMP, est reproduite dans le tableau ci-après.

Coûts de production en base en 2015 hors coûts externes⁵ (€/MWh aux CE 2001, 1 \$ = 1 €)

2015 – Valeur médiane	EPR	Cycle Combiné Gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation ⁶ à 8 %	28,4	35,0	33,7	32,0
Actualisation à 5 %	21,7	33,4	29,5	28,1
Coûts CO ₂ (4 €/t-20 €/t)		1,4-7,1	2,9-14,6	3-15

La Figure suivante illustre cette comparaison en incluant les surcoûts qui apparaîtraient si un coût du Carbone était introduit. On indique aussi le coût qui avait été estimé dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat (CDP).

Coûts de production en base en 2015, actualisation à 8 %, avec coûts CO₂



Les réacteurs électronucléaires exigent un investissement important alors que les frais de fonctionnement sont relativement faibles. La situation est inverse pour les centrales à gaz (le combustible représente 50% du coût). Il s'ensuit que la compétitivité relative des réacteurs nucléaires par rapport aux centrales à gaz est d'autant meilleure qu'ils sont utilisés sur un temps plus long. Il semble donc justifié, non seulement de rénover le parc nucléaire, mais aussi de prévoir l'augmentation de la capacité de production électrique.

⁵ Les coûts externes sont ceux qui devront être supportés par la société, qu'ils soient environnementaux (émission de CO₂, par exemple) ou sanitaires (émission d'oxyde de soufre ou effluents radioactifs non gérés). Ils ne sont pas compris dans le prix de l'électricité.

⁶ On peut considérer que le taux d'actualisation correspond au gain annuel désiré par un investisseur plaçant son capital dans la construction d'une centrale électrique. Il désire obtenir une rémunération suffisante qu'on appelle taux d'actualisation. Ce taux serait être égal à la somme de la rémunération des actions (dividende) et de la croissance moyenne annuelle de leur valeur.