GREENPEACE

L'EPR : UN FIASCO INTERNATIONAL

RAPPORT

Mars 2022

Greenpeace est une organisation internationale qui agit selon les principes de non-violence pour protéger l'environnement et la biodiversité et promouvoir la paix. Elle est indépendante de tout pouvoir économique et politique et s'appuie sur un mouvement citoyen engagé pour construire un monde durable et équitable.

Rapport publié en mars 2022 par
Greenpeace France
13 rue d'Enghien 75010 Paris France
www.greenpeace.fr

Si vous avez des informations relatives à ce sujet, vous pouvez nous contacter à l'adresse investigation@greenpeace.fr. Si vous souhaitez adresser des documents en passant par une plateforme sécurisée, vous pouvez vous connecter sur le site Greenleaks.

Copyright et propriété intellectuelle

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle de tout ou partie des contenus, des résultats et/ou informations issus des documents publiés ou mis à disposition par Greenpeace sans autorisation préalable de Greenpeace est interdite. Notamment, aucune reprise et/ou utilisation et/ou diffusion ne peut être réalisée à des fins d'exploitation commerciale et/ou de promotion et/ou de publicité sans l'accord préalable et écrit de Greenpeace. Toutefois, Greenpeace autorise la reprise et/ou l'utilisation et/ou la diffusion des contenus, des résultats et/ou informations issus des documents publiés ou mis à disposition par Greenpeace sous réserve de la mention exacte de la source et uniquement à des fins universitaires, éducatives ou dans un cadre strictement non lucratif et de défense de l'intérêt général, et ce à condition que lesdites utilisations ne contreviennent pas aux valeurs promues par Greenpeace. Il est à cet égard rappelé que Greenpeace est un réseau international d'organisations indépendantes qui agissent selon les principes de non-violence pour protéger l'environnement, la biodiversité et promouvoir la paix, s'appuyant sur un mouvement de citoyennes et citoyens engagé·es pour construire un monde durable et équitable.

Toute utilisation de l'image de Greenpeace et/ou de ses contenus et/ou documents diffusés par Greenpeace est interdite, et notamment toute utilisation et/ou tentative d'utilisation de l'image de Greenpeace et/ou de sa dénomination et/ou de ses logos et/ou de ses travaux, contenus et documents visant à ou étant susceptible de laisser penser à un lien, un soutien, un parrainage, une publicité, une approbation, un agrément de Greenpeace (notamment d'un produit, d'une personne, d'une entreprise, d'un parti politique, d'un·e candidat·e à une élection) sans son autorisation préalable expresse est prohibée.

Toutes utilisations à des fins commerciales, ou à des fins autres que celles répondant aux objectifs de Greenpeace, du nom et/ou de la notoriété de Greenpeace constituent en outre des actes fautifs.

Auteur principal : Jean-Luc Thierry
Relecture : Nicolas Nace, Cécile Génot, Florence de Bonnafos, Roger Spautz, Shaun Burnie, Pierre Terras
Contact : info.fr@greenpeace.org
Maquette : Cécile Génot

SOMMAIRE

RÉSUMÉ

LE BILAN DÉSASTREUX DE 30 ANS D'EPR

Pas de rupture technologique
Après Tchernobyl, rassurer les décideurs et les opinions publiques
La sûreté quoi qu'il en coûte ?
L'effet de série, le Graal nucléaire
Tous les EPR sont-ils identiques ?
L'effet d'échelle, la folie des grandeurs
Le prix du risque
Des chantiers chaotiques

OLKILUOTO, L'EPR TÊTE DE SÉRIE

Chronologie de Olkiluoto-3
Un démarrage chaotique
Mauvaises vibrations sur toute la ligne
Un système de contrôle-commande fragile en situation accidentelle
Des soupapes de sûreté peu sûres

FLAMANVILLE-3, LE RÊVE DE LA RECONQUÊTE

Chronologie Flamanville-3
Béton
Liner
Pont polaire
Système de contrôle-commande
Tuyauteries primaires principales
Soudures du couvercle de la cuve du réacteur
Anomalie de ségrégation carbone dans le couvercle de cuve
Tuyauteries principales de vapeur
Piquages sur le circuit primaire

TAISHAN-1 ET 2, PREMIERS DÉMARRAGES ET PREMIER ARRÊT INEXPLIQUÉ

Demi-réussite ou demi-échec ?
Taishan, le cœur vibrant
Chronologie Taishan-1 et 2

HINKLEY POINT-C, LE NUCLÉAIRE ENTRE LIBÉRALISME ET AIDES D'ÉTAT

Au cœur du réacteur, le financement
Chronologie Hinkley Point C

L'EPR DANS LA SPIRALE DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

LE CHOIX STRUCTURANT DE L'EXCLUSION DE RUPTURE

RÉSUMÉ

L'outil technologique EPR, l'unique modèle de réacteur nucléaire français de troisième génération, a dépassé les 30 ans d'âge depuis la genèse du projet en 1989. Ce réacteur a été présenté dès le début non comme une révolution ou une rupture technologique mais comme une évolution dans la continuité de la filière des réacteurs à eau pressurisée de deuxième génération dont font partie les 56 réacteurs nucléaires en fonctionnement en France. Il devait aussi, selon ses promoteurs, constituer le réacteur nucléaire de référence du 21e siècle, et être rapidement et massivement exporté en dizaines d'exemplaires partout dans le monde.

Trois décennies plus tard, la réalité est bien loin des annonces et des ambitions de l'industrie nucléaire et des responsables politiques ayant choisi cet outil technologique. Au moment où la France envisage la construction de plusieurs de ces réacteurs EPR pour l'horizon 2050, ce rapport vise à rassembler en un même document les principaux événements ayant conduit à de très conséquents retards et surcoûts sur chacun des six EPR en fonctionnement ou encore en construction dans le monde. Tour d'horizon international du fiasco industriel et économique de l'EPR : à Olkiluoto en Finlande, à Flamanville en France, à Hinkley Point au Royaume-Uni et à Taishan en Chine.

LE BILAN DÉSASTREUX DE 30 ANS D'EPR

« Maintenant que nous avons restauré notre niveau de compétence grâce au chantier de Flamanville, il faut poursuivre la construction de centrales nucléaires en France et en Europe – si je devais utiliser une image pour décrire notre situation, ce serait celle d'un cycliste qui, pour ne pas tomber, ne doit pas s'arrêter de pédaler. »

Audition de M. Jean-Bernard Lévy, président-directeur général d'EDF.

7 juin 2018 - Commission d'enquête sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires

Lancé à la fin des années 1980, l'*European Pressurized Water Reactor* (EPR) devait devenir, selon ses promoteurs, le réacteur de référence du 21e siècle. Plus de 30 ans après, cette prévision optimiste a fait long feu. Dans tous les pays qui ont fait le choix de l'EPR (Finlande, France, Chine et Royaume-Uni), les chantiers ont connu des retards très importants et des dépassements de coûts considérables. Comment expliquer ce fiasco international ? Faut-il y voir les mésaventures d'un prototype mal défini, l'incapacité de l'industrie nucléaire à respecter les normes qu'elle s'est pourtant elle-même fixées, ou l'impasse d'une énergie nucléaire sans perspectives crédibles ?

Réacteur EPR	Premier béton nucléaire	Durée des travaux initialement prévue	Mise en service commerciale	Durée effective ou estimée du chantier	Coût initialement prévu	Coût final ou projection
Olkiluoto 3	Août 2005	48 mois[1]	Juillet 2022[2]	203 mois	3 Md€	Plus de 12 Md€ (x 4)[3]
Flamanville 3	Décembre 2007	54 mois[4]	Fin 2023[5]	192 mois	3,3 Md€[6]	19,4 Md€[7&8] (x6)
Taishan 1	Octobre 2009	52 mois[9]	Décembre 2018	110 mois	50 Md RMB (8 Md€)	95 Md RMB (soit 12,3 Md€[10])
Taishan 2	Avril 2010	52 mois	Septembre 2019	113 mois		
Hinkley Point C 1	Décembre 2018[11]	85 mois[12]	Juin 2026[13]	91 mois	18 Md£[14]	23 Md£ (de 2015)[15] soit environ 31 Md€ en euros courants
Hinkley Point C 2	Décembre 2019	2026	2027 ?	?		

Remarque : Pour la totalité des chantiers, des travaux (de terrassement, de fabrication d'équipements, etc.) ont été entrepris avant la date officielle de l'autorisation gouvernementale ou du « premier béton nucléaire ».

[1] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020
[2] « The electricity production at OL3 starts in March », *Communiqué de presse TVO*, 12 février 2022
[3] Pour France Info, en décembre 2021, le coût a quadruplé, passant de 3 milliards à 12 milliards d'euros, sans doute plus avec les coûts indirects. « Avec 12 ans de retard, l'EPR Finlandais construit par Areva démarre enfin », *France Info*, décembre 2021
[4] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020
[5] « EPR de Flamanville : EDF prévoit sa mise en service au troisième trimestre 2023 », *France Info*, 22 février 2022
[6] « Visualisez en graphiques les multiples dérapages de l'EPR de Flamanville », *Le Monde*, 2019 mis à jour en 2022
[7] « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville », *Communiqué de presse EDF*, 11 janvier 2022
[8] En euros 2015 et en incluant les coûts financiers associés
[9] Jean-Martin Folz, *« Rapport au Président Directeur Général d'EDF - La construction de l'EPR de Flamanville »*, 2019
[10] En euros 2020. Rapport Folz, 2019 et Cour des comptes, 2020.
[11] En septembre 2016, EDF avait prévu une durée de travaux de 10 ans. Après avoir annoncé un retard imputé à la pandémie et des difficultés de génie civil, elle a confirmé la date de 2026. « Hinkley nuclear power station on track for 2026 opening », *BBC*, 2021
[12] « Final contracts signed for Hinkley Point C project », *World Nuclear News*, 2016
[13] « Hinkley Point C delayed until at least 2026 », *World Nuclear News*, 2021
[14] « Précisions sur le projet Hinkley Point C », Communiqué de presse EDF, 12 mai 2016
[15] « Hinkley Point C project update », Communiqué de presse EDF, 2021

Pas de rupture technologique

En 1989, EDF et l'industriel allemand Siemens se regroupent au sein d'une nouvelle structure (Nuclear Power International -NPI-) qui vise à mettre au point un nouveau modèle de réacteur dit de troisième génération. Ce dernier s'appuie notamment sur le retour d'expérience des réacteurs 1450 MWe du palier N4 (Chooz, Civaux) et des réacteurs Konvoi 1300 MWe (Isar, Emsland, Neckarwestheim). L'initiative dépasse de très loin les limites d'une coopération entre industriels. Les gouvernements français et allemand soutiennent dès le début cette coopération et les autorités de sûreté (la Direction de la sûreté des installations nucléaires - DSIN - à l'époque pour la France, qui devient l'Autorité de Sûreté Nucléaire -ASN- en 2006, et le *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* -BMU- pour l'Allemagne) et leurs soutiens techniques (l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire -IRSN- et la *Gesellschaft für Anlagen und Reaktorsicherheit* -GRS-) sont associés à la définition des caractéristiques du futur EPR.

1989 : Création de NPI (filiale FRAMATOME SIEMENS KWU)

1991 : Accord EDF / Électriciens allemands sur l'« idée » d'EPR

1993 : Recommandations communes par les autorités de sûreté française et allemande pour les nouveaux réacteurs nucléaires

1995 : Engagement de l'Avant-Projet Détaillé "*Basic Design*"

1999 : Fin de l'Avant-Projet Détaillé de l'Îlot Nucléaire

2000 : Revue du "*Basic Design Report*" par l'autorité de sûreté française avec la participation d'experts allemands et émission des conclusions sous forme de "*Technical Guidelines*"

2001 : Fusion FRAMATOME-SIEMENS-KWU en FRAMATOME AREVA NP, et poursuite des études détaillées

Après une première décision d'abandon progressif du nucléaire par l'Allemagne à partir de 2002, l'EPR change de dénomination et devient l'*Evolutionary Pressurized Water Reactor*, un terme qui a l'avantage de rappeler la première caractéristique de ce nouveau réacteur. Il n'est en effet absolument pas « révolutionnaire », mais s'inscrit au contraire dans la continuité de la filière des réacteurs électronucléaires à eau pressurisée, qui sont eux-mêmes dérivés des systèmes de propulsion des sous-marins atomiques. L'Allemagne et la France ont bâti une grande partie de leur parc électronucléaire sur cette technologie développée sous licence de la firme américaine Westinghouse. Le choix d'un nouveau réacteur à eau pressurisée est à l'époque partagée aussi bien par les exploitants que les gouvernements, qui avaient été échaudés par les difficultés des réacteurs de conception plus radicalement nouvelle, notamment les surgénérateurs (Superphénix en France, Kalkar en Allemagne, Dounreay au Royaume-Uni).

Après Tchernobyl, rassurer les décideurs et les opinions publiques

Dans les années 1990, l'accident de Three Mile Island et la catastrophe de Tchernobyl sont encore dans tous les esprits et les industriels veulent proposer des installations plus sûres et mettre en place des mesures palliatives censées limiter, en cas d'accident, l'impact radiologique sur l'environnement et les populations. Le projet EPR est donc doté de nombreuses caractéristiques susceptibles d'améliorer la sûreté. Le passage à quatre systèmes de sûreté devrait permettre de maintenir les fonctions de sauvegarde même en cas de défaillance d'un des systèmes, une double enceinte de confinement devrait assurer une meilleure résistance à la fois en cas de situation accidentelle ou d'agression extérieure (chute d'avion par exemple) et un récupérateur de corium devrait permettre de recueillir les combustibles en fusion qui traverseraient la cuve du réacteur. Plus généralement, le dimensionnement de plusieurs composants est revu à la hausse pour allonger le délai de grâce, c'est-à-dire la période au cours de laquelle une fonction de sûreté est assurée, en cas d'événement, sans que l'intervention du personnel de la centrale ne soit nécessaire.

La sûreté quoi qu'il en coûte ?

Toutefois, toutes les caractéristiques de sûreté de l'EPR ont un coût qui fait peser une menace sur sa compétitivité par rapport aux autres filières, essentiellement les centrales au gaz puisqu'au moment de la conception de ce nouveau modèle de réacteur le potentiel des énergies renouvelables est d'emblée considéré comme accessoire par une bonne partie du personnel politique français[16].

Différents leviers sont donc utilisés pour tenter de maîtriser les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation. Ce sont les coûts de l'investissement initial qui pèsent le plus lourd dans le prix du kilowattheure final, les frais de combustible étant relativement faibles. La manière la plus facile est d'augmenter la durée d'amortissement de l'installation en prévoyant une durée de vie du réacteur EPR très supérieure à celle des précédents modèles de réacteurs. Une durée de 60 ans a été postulée pour l'EPR grâce en particulier à la présence dans le cœur d'un réflecteur destiné à ralentir l'irradiation neutronique de la cuve et donc son vieillissement. Des gains relativement limités peuvent être obtenus en améliorant le rendement (36 % contre 34 % pour les réacteurs à eau pressurisée (REP) antérieurs)[17]. Il est également prévu d'utiliser des combustibles permettant un taux de combustion très élevé (> 60 GWj/t), mais ces innovations peuvent avoir un impact négatif sur la sûreté des crayons combustibles. Un facteur de charge moyen très optimiste (85 % à 93 %) est prévu en pariant sur des arrêts de tranche plus courts et en faisant l'hypothèse que la redondance des quatre systèmes de sauvegarde permettra une partie de la maintenance en exploitation.

[16] « Les centrales thermiques classiques ou nucléaires ne sauraient donc être remplacées par des fermes éoliennes dont la puissance et la continuité de la production sont insuffisantes », Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPECST), *« L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables »*, 2001

[17] Ce gain s'explique essentiellement par une augmentation de la pression du circuit secondaire (78 bars au lieu de 65 environ) et donc de sa température. Pour en savoir plus, voir la fiche « Réacteur nucléaire EPR », *Connaissance des Énergies,* 2022

L'effet de série, le Graal nucléaire

Mais pour maîtriser des coûts, ou plutôt pour empêcher qu'ils ne s'envolent, les promoteurs doivent recourir à d'autres leviers, dont l'effet de série. La réalisation de plusieurs réacteurs strictement identiques sur une période assez courte devrait permettre de réduire la part des frais d'ingénierie ou le coût des composants. Différents niveaux peuvent être envisagés : une charge de travail régulière peut être assurée aux industriels du secteur nucléaire par la construction de deux tranches simultanément sur le même site ou d'un nombre important de réacteurs dans le même pays, ou par l'obtention de contrats à l'exportation. En ce qui concerne ce dernier aspect, les réussites n'ont pas été à la hauteur des espérances. Si des EPR sont actuellement en cours de réalisation ou en exploitation dans quatre pays (Finlande, France, Chine, Royaume-Uni), la France a essayé d'exporter son nouveau réacteur dans un grand nombre d'autres pays (États-Unis, Italie, Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Afrique du Sud, Libye, Inde, République tchèque, Pologne, etc.), sans succès jusqu'à présent.

Tous les EPR sont-ils identiques ?

On pourrait au moins supposer que les six réacteurs en chantier ou en exploitation dans le monde sont identiques et permettent une importante standardisation. Rien n'est moins sûr. On dispose à ce sujet du témoignage de Václav Bartuška, un haut fonctionnaire tchèque qui se définit lui-même comme pro-nucléaire, qui a été chargé par son gouvernement de préparer l'extension de la centrale de Temelin. Après quatre années de mission et plusieurs visites des sites d'Olkiluoto, de Flamanville et de Taishan, il tire ce bilan en 2014 : *« Du fait des changements exigés par les différents investisseurs, le niveau de standardisation du réacteur EPR est encore plus réduit. […] J'ai étudié avec l'aide des experts tchèques les trois projets et j'ai finalement reçu, à la question directement posée à Areva, la réponse honnête : l'îlot nucléaire n'est seulement qu'à 50 % le même*[18]*. »* Si le propos peut paraître excessif, il est partiellement corroboré par d'autres responsables nucléaires. L'autorité de sûreté nucléaire finlandaise (STUK) insiste par exemple sur les modifications qu'elle a exigées concernant la prise en compte des ruptures des tuyauteries primaires ou le système de contrôle-commande utilisé en situation accidentelle. Mark Hartley, directeur technique pour le projet de Hinkley Point-C, affirme notamment que les deux réacteurs disposeront de 20 % d'équipements de plus que les réacteurs de Taishan, et que la conception des bâtiments de sauvegarde a été complètement revue pour pouvoir les accueillir[19]. Plus généralement, outre les particularismes des réglementations nationales, les exigences du retour d'expérience mettent continuellement à mal les efforts de standardisation.

L'effet d'échelle, la folie des grandeurs

[18] Václav Bartuška, *« Final report of the government envoy for the expansion of the Temelín nuclear power station »*, 2014

[19] « Cost and financing key to Europe's nuclear future », *World Nuclear News*, novembre 2019

Dans l'esprit de ses concepteurs, la compétitivité de l'EPR passe surtout par un effet d'échelle[20] puisque le coût d'un réacteur augmenterait proportionnellement moins vite que sa puissance[21]. Avec une puissance de 1650 MWe, l'EPR est le plus gros réacteur nucléaire actuellement déployé dans le monde et il devrait à ce titre permettre des économies substantielles. À l'usage, cette hypothèse largement acceptée dans les années 1990 ou 2000 s'avère très problématique. Le gigantisme des installations fait exploser les coûts. Pour Flamanville, par exemple, l'entreprise chargée de la construction des bâtiments (Bouygues), parle de l'utilisation de 550 000 m^3 de béton et d'environ 75 000 tonnes de ferraillage (dix fois la Tour Eiffel)[22], soit près de deux fois plus de béton et quatre fois plus de ferraillage que la génération de réacteurs précédente en France (N4) pour une augmentation de puissance de moins de 15 %.

La complexité atteint également des sommets. Selon la Cour des comptes, la longueur des tuyauteries de l'îlot nucléaire de Flamanville-3 a été multipliée par 1,7 par rapport aux réacteurs N4. Un des sous-traitants chargés des études et de la réalisation des tuyauteries se vante ainsi d'avoir réalisé 120 kilomètres de tuyauteries et d'avoir remis au client en fin de projet un dossier comportant plus d'un million de documents[23]. Une complexité d'ailleurs aggravée par un design très incomplet au démarrage des chantiers qui s'est traduit par de très nombreuses modifications au fil du temps.

Le prix du risque

Un dernier aspect pèse également lourd dans la balance. Comme dans tous les projets très capitalistiques, les frais liés au financement représentent une composante importante des coûts, par exemple 22 % actuellement pour l'EPR de Flamanville[24]. De plus en plus, les projets de réacteurs nucléaires apparaissent comme des investissements risqués pour les agences de notation ou les banques. Si la réalisation du projet dure beaucoup plus longtemps que prévu, comme pour les EPR, les coûts financiers montent en flèche. Les États peuvent jouer un rôle considérable dans la réduction de cette perception du risque tout en s'efforçant de ne pas enfreindre directement les règles internationales visant à restreindre le subventionnement et les distorsions de concurrence. Ils peuvent par exemple faire intervenir une banque d'État. Ainsi, pour la vente de l'EPR en Finlande, Areva a obtenu de l'État français une garantie à l'exportation record de 610 millions d'euros, via l'Agence française de crédit à l'exportation (Coface). Les compagnies électriques publiques, ou majoritairement détenues par un État (comme EDF - détenue à 83,7% par l'Etat français - ou le chinois CGN) bénéficient clairement d'un avantage puisque, la faillite d'un État étant un événement rare, il

[20] Bernard Laponche, *« La folie des grandeurs »*, décembre 2021

[21] « La première mouture du projet s'est révélée trop chère, d'environ 15 %, par rapport à l'objectif que s'étaient fixé les participants. La solution trouvée par les ingénieurs en 1998 a été d'augmenter la puissance du réacteur jusqu'à 1750 mégawatts. [...]Les concepteurs semblent actuellement être revenus à un niveau de puissance de 1500 mégawatts, ce qui laisse ouverte la question de l'économie du projet, d'autant plus que l'orientation récente du gouvernement allemand laisse penser que le marché outre-Rhin sera très limité. », *Le Monde*, 31 août 1999

[22] « Centrale EPR de Flamanville 3 », *Bouygues Travaux Publics*

[23] « Etudes et réalisation des tuyauteries de l'îlot nucléaire pour l'EPR de Flamanville », *Boccard*

[24] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020

est entendu que ce dernier viendra au secours de l'entreprise en cas de difficultés financières. Mais l'État peut aussi mettre en place un dispositif d'aide susceptible de rassurer les investisseurs, comme le *Contract for Difference* utilisé pour le projet Hinkley Point, qui prévoit d'acheter l'électricité produite à un prix garantissant une rentabilité élevée pour les investisseurs (en l'occurrence EDF et CGN) pendant une période déterminée. Selon la Société française de l'énergie nucléaire, une intervention efficace de l'État peut abaisser de moitié les coûts financiers.

Des chantiers chaotiques

Les tensions entre efforts de sûreté et pressions financières ont largement participé au chaos des différents chantiers dans le monde. Ce sont des facteurs structurants qui ne seront pas résolus de sitôt, mais beaucoup d'autres difficultés ont joué un rôle dans le fiasco. Certaines tiennent au fait qu'Areva a plus vendu un concept (un avant-projet détaillé) qu'une offre industriellement mature. Il est également indéniable que les problèmes de construction des réacteurs EPR ont été plus importants dans les pays européens, où le tissu industriel spécialisé dans le nucléaire s'est affaibli faute de nouveaux contrats. Mais la Chine, qui assure à elle seule le dynamisme de l'industrie nucléaire au niveau mondial, a aussi rencontré de nombreuses difficultés et la défaillance de Taishan-1 laisse penser que la fin de l'histoire n'est pas écrite. En tout état de cause, la logique qui consiste à persévérer dans une impasse sous prétexte de faire revivre un prétendu savoir-faire industriel unique au monde est tout simplement absurde. L'EPR n'est que l'extrapolation d'une technologie existante depuis des dizaines d'années, et cette course à la puissance se solde par un fiasco international retentissant. Avec l'EPR, le nucléaire reste un danger pour notre environnement et les générations futures et un frein à une transition énergétique cohérente. Et avec l'EPR, le nucléaire reste le moyen le plus coûteux et le plus compliqué de faire chauffer de l'eau.

OLKILUOTO, L'EPR TÊTE DE SÉRIE

Le premier chantier de construction d'un réacteur EPR, Olkiluoto-3, n'a pas démarré en France ou en Allemagne, les pays à l'initiative de ce nouveau modèle, mais en Finlande. Il fait suite à un contrat conclu entre le consortium Areva/Siemens et l'électricien TVO (*Teollisuuden Voima Oyj*) en 2003. La centrale d'Olkiluoto, située en bord de mer dans le sud-ouest du pays, est à peu près à égale distance d'Helsinki et de la côte suédoise. Lorsque la construction commence en 2005, c'est la première commande en Finlande depuis une vingtaine d'années et la première en Europe depuis une quinzaine d'années.

TVO présente la particularité d'être une « société sans but lucratif » dont l'objet est de fournir de l'électricité à ses actionnaires au coût de revient. Ces derniers sont essentiellement des compagnies électriques et des entreprises fortes consommatrices d'électricité (en particulier dans le secteur papetier). TVO gère deux des quatre réacteurs en exploitation dans le pays (les réacteurs à eau bouillante d'Olkiluoto 1 et 2) et jouit d'une certaine réputation dans le monde nucléaire pour les bonnes performances de ses installations depuis les années 1990. L'autorité de sûreté nucléaire finlandaise, STUK, à la différence de l'autorité de sûreté nucléaire française (anciennement DGSNR), n'a pas participé à l'élaboration des normes de sûreté de l'EPR et est connue dans les milieux nucléaires pour une certaine rigueur dans ses appréciations.

Au moment où Areva signe le contrat avec TVO, l'entreprise française n'a jamais été maître d'œuvre de la construction d'un réacteur, encore moins d'un prototype. Anne Lauvergeon, qui est à la tête du groupe depuis 1999, prend un risque considérable en s'engageant à réaliser le chantier en 48 mois (2009). Le coût total de l'investissement est à cette époque estimé à 3 Md€ par TVO. Et surtout, il s'agit d'un contrat « clé en main », forfaitaire, dont le risque est entièrement supporté par le consortium Areva/Siemens. Ce prix comprend la fourniture des deux premières charges de combustible. Le projet bénéficie de l'aide de deux agences de crédit à l'exportation : la Coface française, qui apporte une garantie de crédit à l'exportation de 610 millions d'euros[25], et l'agence suédoise de crédit à l'exportation, la SEK, pour 110 millions d'euros[26].

Ces promesses de calendrier et de coût apparaissent rapidement intenables et entraînent des tensions avec STUK qui dénonce dès 2006, en termes assez directs, les lacunes considérables de la conception et de la sous-traitance dirigées par Areva. TVO se plaint de la multiplication des difficultés techniques

[25] « Lorsque l'importateur (étranger) risque de ne pas rembourser la facture, l'exportateur (français) qui a souscrit un contrat d'assurance avec la Coface, la sollicite pour qu'elle le paie en se substituant au client défaillant », Les Amis de la Terre France, *« Petite histoire de la Coface »*, 2005

[26] *World Nuclear Industry Status Report*, 2009

et des retards sur le chantier, tandis qu'Areva dénonce une administration tatillonne, qui exige de tout savoir à l'avance et exerce une vérification à toutes les étapes. Le conflit s'intensifie en 2008 jusqu'à ce que le consortium Areva demande 1 Md€ à TVO devant une cour d'arbitrage internationale. Ce dernier riposte bientôt en exigeant une somme encore plus importante. Une très longue procédure juridique s'engage, qui ne trouvera sa conclusion qu'en 2018.

L'EPR d'Olkiluoto-3 a divergé le 21 décembre 2021, alors que la fin des travaux était initialement prévue pour mai 2009. Selon le calendrier de TVO, il ne fonctionnera qu'à 30 % de sa puissance lors de son raccordement au réseau électrique début mars 2022 et ne sera pleinement opérationnel qu'à la fin du mois de juillet 2022[27], soit 17 ans après le début des travaux qui auront donc cumulé 13 années de retard.

Le coût total d'Olkiluoto-3 n'est pas clairement connu. Dans un document financier soumis il y a quelques mois, TVO a estimé à environ 5,7 Md€ son investissement total dans ce réacteur[28] sans préciser à quoi correspondait cette somme. De son côté, la Cour des comptes française a estimé en 2020, sur la base d'informations fournies par Areva SA, que le coût de la construction atteindrait 8,2 Md€ (en euros courants) pour la partie assurée par Areva (maintenant Framatome), sans prendre en compte celui de la turbine (684 M€), pris en charge par Siemens, soit près de 4 fois le montant prévu au contrat initial (2,28 Md€ pour le consortium associant Areva et Siemens)[29]. Toutefois, précise la Cour des comptes, Areva ne calcule pas l'ensemble des coûts susceptibles d'être imputés à ce projet (études d'ingénierie et coûts relatifs aux intérêts intercalaires). En supposant que la mise en service commerciale aura bien lieu fin juillet 2022 et que les deux premières charges de combustible soient bien comprises dans les chiffres annoncés, le coût total de l'investissement dépasse très certainement les 12 Md€ et probablement bien plus en incluant les coûts indirects.

Chronologie de Olkiluoto-3

Octobre 2003	Selon TVO, début de la fabrication de la cuve de l'EPR d'Olkiluoto par deux entreprises japonaises, Japan SteelWorks (JSW) et Mitsubishi Heavy Industries (MHI)[30]. Pourtant, selon Areva, la fabrication a démarré en janvier 2004[31].
Décembre 2003	Signature d'un contrat entre un consortium mené par Areva (incluant Areva NP et Siemens) pour la fourniture d'un EPR à TVO. Il s'agit d'un contrat clé en main pour un montant de 3 Md€.
Janvier 2004	TVO soumet une demande d'autorisation de construction au gouvernement finlandais.
Avril 2004	L'autorité de sûreté (STUK) explique : *« Nous recevons les documents en retard. Ils [Areva] ne prévoient pas suffisamment de temps pour notre évaluation*

[27] Actu Environnement, « Nucléaire : l'EPR d'Olkiluoto en Finlande a démarré, avec douze ans de retard », 21 décembre 2021.
[28] TVO, *« Base Prospectus »*, 2021
[29] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020
[30]« OL3 reactor pressure vessel arrived in Olkiluoto », *TVO*, janvier 2009
[31]« Finnish EPR Olkiluoto 3 », *Areva*, 2006

	et ils ne disposent pas de toutes les informations qui sont requises par nos guides. »
Février 2005	Le gouvernement finlandais approuve la demande d'autorisation.
Mai 2005	Début des travaux de génie civil. Les travaux devraient durer 48 mois.
Septembre 2005	Cérémonie pour la pose de la « première pierre ». 500 000 tonnes de granit ont auparavant été dégagées.
Octobre 2005	Le béton utilisé pour la construction du radier présente une teneur en eau trop élevée.
Février 2006	Les retards dans la conception détaillée entraînent un décalage de six mois dans le calendrier du chantier.
Mai 2006	Areva annonce un retard de 8 ou 9 mois.
Juillet 2006	TVO annonce un retard de 12 mois. Dans un rapport, STUK[32] relève 700 non-conformités 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* ». L'organisme conclut de manière très directe : « *Dans le cas d'un contrat à prix fixe, on peut s'attendre à ce que l'aspect financier devienne le critère le plus important dans le choix d'un sous-traitant. […] Framatome-Areva NP semble avoir sélectionné les fournisseurs les moins chers malgré les risques plus importants au niveau de la qualité* ». Et ajoute : « *Bien qu'un très grand nombre de non-conformités ait été identifié dans la fabrication de différents équipements et composants ainsi que dans la construction […] le fournisseur et ses sous-traitants ne semblent pas avoir significativement amélioré leurs pratiques de travail ou leur attitude vis-à-vis de la sûreté* ».
Octobre 2006	Trois des quatre branches chaudes des tuyauteries primaires principales (entre la cuve et les générateurs de vapeur) ne respectent pas les spécifications définies.
Décembre 2006	Le retard est estimé à 18 mois.
Avril 2007	Areva choisit un autre sous-traitant pour la fabrication du béton.
Mai 2007	Rapport de deux physiciens nucléaires (H. Hirsch, W. Neumann) à la demande de Greenpeace Nordic[33].
Septembre 2007	La peau d'étanchéité en acier de l'enceinte (*liner*) doit être réparée à 12 endroits pour traiter les problèmes de déformations et de soudures.
Août 2008	Greenpeace dévoile un ensemble de documents montrant que les opérations de soudage se déroulent dans le bâtiment réacteur depuis six mois sans que le personnel dispose des directives de soudage requises. Peu après, la chaîne nationale YLE révèle que des sous-traitants auraient demandé à des travailleurs du chantier de signer un document selon lequel ils s'engagent à ne pas dévoiler les problèmes de sûreté qu'ils pourraient observer.
Octobre 2008	Le retard est estimé à trois ans. STUK demande au sous-traitant chargé de la réalisation du *liner* de suspendre les travaux, une procédure de soudage incorrecte étant utilisée.

[32] STUK, « *Management of safety requirements in subcontracting during the Olkiluoto 3 nuclear power plant construction phase* », juillet 2006

[33] H. Hirsch et W. Neumann, « *Progress and Quality Assurance Regime at the EPR Construction at Olkiluoto* », 2007

Décembre 2008	Areva annonce de nouvelles provisions pour perte. Le directeur général de STUK adresse une lettre très ferme à la dirigeante d'Areva, Anne Lauvergeon : *« Je ne vois pas de réelle amélioration dans la conception des systèmes de contrôle et de protection. […] L'attitude ou le manque de connaissances professionnelles de certaines personnes qui s'expriment lors des réunions d'experts au nom de cette organisation empêchent d'obtenir des progrès dans la résolution de ces difficultés. »*
Décembre 2008	Le consortium Areva-Siemens introduit une demande d'arbitrage devant la Chambre de commerce internationale[34].
Janvier 2009	Suite à la sortie du nucléaire de l'Allemagne, Siemens se retire de la coentreprise avec Areva, qui se retrouve maître d'œuvre. Le retard serait d'environ trois ans et demi. Areva-Siemens engage une nouvelle procédure contre TVO et exige 1 Md€ d'indemnisation. TVO contre-attaque avec une demande de 2,4 Md€.
Mars 2009	Areva admet un dépassement de coût de 1,7 Md€.
Mai 2009	Défauts sur les tuyauteries primaires principales. STUK arrête les travaux sur ces composants. Les soudures ont été réalisées en France chez le sous-traitant Fives Nordon[35].
Juillet 2010	TVO envisage une fin du chantier en 2013.
Octobre 2011	TVO annonce que le démarrage est reporté à 2014. STUK attend des compléments de documentation sur le système de contrôle-commande de Olkiluoto-3. Les essais sur ce système ne pourront avoir lieu tant que les informations ne seront pas reçues.
Juillet 2012	Sur la base des informations fournies par le consortium Areva/Siemens, TVO prévoit la fin des travaux en 2015, notamment car les essais sur le système de contrôle-commande ne pourront avoir lieu selon le calendrier prévu. Areva rejette la faute sur TVO.
Décembre 2012	Le PDG de TVO, Jarmo Tanhua refuse de commenter les prévisions financières avancées par Areva : *« Nous avons un contrat clé en main avec un prix fixe, nous ne pouvons donc bien sûr pas commenter d'une quelconque manière la propre estimation d'Areva. »* Mais il concède que les retards coûtent de l'argent à TVO : *« Notre personnel doit travailler plus et les frais financiers s'accumulent, donc bien sûr cela nous occasionne des dépenses supplémentaires[36]. »*
Février 2013	TVO évoque une fin de chantier en 2016, mais Areva maintient la date de 2014.
Avril 2014	STUK annonce la validation de l'architecture du système de contrôle-commande numérisé d'Olkiluoto-3, mais souhaite le rendre plus robuste par rapport à une éventuelle défaillance et renforcer l'indépendance entre les systèmes utilisés pour le pilotage normal du réacteur et ceux qui doivent être utilisés en situation d'urgence.

[34] « Le consortium de construction d'Olkiluoto veut une procédure d'arbitrage », *Forum nucléaire suisse*, 2009

[35] « EPR finlandais : Areva doit interrompre les soudures », *Enerzine*, 2009

[36] « TVO unperturbed by nuclear reactor's spiralling cost estimates », *YLE*, *2012*

Septembre 2014	Areva repousse la fin de chantier à 2018 en raison des modifications du système de contrôle-commande et d'une phase de mise en service qui devrait durer deux ans[37].
Automne 2014	Une profonde modification du câblage du système de contrôle-commande dans l'îlot nucléaire est entreprise pendant l'automne 2014. L'installation de nouveaux câbles commencera en 2015.
Avril 2015	STUK demande à TVO de procéder à de nouveaux contrôles sur la cuve du réacteur même si, à la différence de celle de Flamanville, elle a été fabriquée en totalité au Japon.
Octobre 2017	Selon TVO, le dernier calendrier prévoit le raccordement au réseau en décembre 2018 et le début de la production normale d'électricité en mai 2019.
Mars 2018	Le français Areva SA et l'allemand Siemens acceptent de payer 450 millions d'euros pour clore leur litige avec TVO.
Juin 2018	Les essais à chaud prennent plus de temps que prévu. Areva prévoit la mise en service commercial en septembre 2019. TVO déclare : *« Sur la base des conclusions des essais de mise en service, tout un ensemble de modifications sera mis en place à OL3 dans les mois qui viennent pour mettre à niveau les systèmes de contrôle-commande[38]. »* Par ailleurs, les vibrations de la ligne d'expansion du pressuriseur qui retardent les essais fonctionnels à chaud devront être corrigées avant le chargement du combustible.
Juillet 2019	Areva annonce un nouveau report de quatre mois pour un démarrage en juillet 2020.
Mai 2020	Dans un communiqué, STUK annonce qu'une fuite a été détectée sur l'une des soupapes de sûreté du pressuriseur. Une investigation approfondie sera nécessaire avant l'autorisation de chargement du combustible[39].
Août 2020	Areva annonce encore un nouveau calendrier : chargement du combustible en mars 2021, raccordement au réseau en octobre 2021, production commerciale en février 2022. Pour expliquer ce retard, TVO évoque différents problèmes : difficultés techniques sur le circuit d'eau de mer, détection de fissures dans les soupapes de sûreté du pressuriseur, défaillance de composants sur des groupes diesel et vibration sur la ligne de détente du pressuriseur[40].
Octobre 2020	Suite à des contrôles sur l'ensemble des soupapes du pressuriseur, STUK confirme qu'il y a des fissures sur deux des trois autres soupapes et évoque une « corrosion due à une pollution locale »[41].
Mars 2021	Début du chargement du combustible.
Juin 2021	TVO signe des accords finaux avec le consortium (Areva NP, Areva GmbH et Siemens AG) ainsi qu'avec la compagnie mère, Areva SA. Si le consortium ne terminait pas le projet d'EPR d'Olkiluoto-3 avant la fin de février 2022, il devrait payer une indemnisation supplémentaire dépendant de la date d'achèvement.

[37] « Finland's Olkiluoto-3 delayed by two years, Areva says », *Nucleonics Week*, 4 septembre 2014

[38] « More delays for OL3 », *Nuclear Engineering International*, 18 juin 2018

[39] « Finland's new nuclear reactor hit by valve leak », *Reuters*, 2020

[40] « Further delay in commissioning of Finnish EPR », *World Nuclear News*, 28 août 2020

[41] World Nuclear Industry Status Report, 2021

Août 2021	Problème sur la turbine. Le démarrage du réacteur est attendu pour janvier 2022, le raccordement au réseau pour février 2022 et la mise en service industriel à pleine puissance pour juin 2022.
21 décembre 2021	Divergence du réacteur. Les dates prévues pour le raccordement au réseau et la mise en service commerciale sont annoncées inchangées.
12 février 2022	TVO annonce un nouveau décalage des dates de raccordement au réseau et de mise en service commerciale, respectivement repoussées à mars 2022 et fin juillet 2022. En cause : des modifications nécessaires sur l'automatisation de l'unité de production, en particulier aux fonctions de contrôle liées à l'îlot turbine.

Un démarrage chaotique

Le chantier est marqué d'emblée par des relations difficiles entre l'autorité de sûreté, STUK, le maître d'ouvrage, TVO, et le fournisseur du réacteur, Areva. Ce dernier y voit d'abord un problème de culture. Du côté de l'industriel finlandais, on n'a pas le même regard. « *Le contentieux n'est pas une question de culture, c'est une question de contrat, d'entreprises et de personnes* », estime son PDG, Jarmo Tanhua. « *En Finlande, nous ne parlons pas beaucoup et nous pensons ce que nous disons, et c'est particulièrement le cas de l'autorité de sûreté finlandaise, STUK. C'est ce qui a surpris Areva* », explique un autre responsable du secteur énergétique finlandais[42].

En mai 2007, une analyse des premières difficultés rencontrées par le chantier est réalisée par H. Hirsch et W. Neumann à la demande de Greenpeace[43]. Dans leur travail, les deux experts s'appuient notamment sur un rapport d'enquête de STUK[44] et différents contacts personnels avec les responsables de l'autorité de sûreté finlandaise. Cette première alerte garde toute son actualité puisque la plupart des domaines évoqués se sont par la suite avérés problématiques sur le chantier de Flamanville-3.

Les auteurs établissent une hiérarchie dans les problèmes rencontrés et mettent au premier rang les problèmes de qualité relevés dans la fabrication des composants et des tuyauteries du circuit primaire qui peuvent conduire à une augmentation du risque de perte du réfrigérant et donc d'endommagement du cœur du réacteur. Ces problèmes touchent, selon les experts, la quasi-totalité des composants de ce circuit primaire : certains internes de cuve (équipements situés à l'intérieur de la cuve) ont dû être refabriqués ; quatre des cinq pièces forgées du pressuriseur ont dû être refaites parce que les pièces n'avaient pas été refroidies correctement (TVO, Areva NP et STUK avaient réalisé des contrôles en usine, mais étaient passés à côté du problème) ; des écarts ont également été identifiés dans la fabrication des générateurs de vapeur.

[42] « Dans le bourbier d'Olkiluoto, l'EPR finlandais d'Areva », *Les Echos*, février 2016
[43] H. Hirsch et W. Neumann, *« Progress and Quality Assurance Regime at the EPR Construction at Olkiluoto »*, 2007
[44] STUK, *« Investigation report 1/06 Management of Safety Requirements in Subcontracting during the Olkiluoto 3 Nuclear Power Plant Construction Phase »*, 2006

Aux yeux des experts, le problème le plus grave concerne les tuyauteries principales du circuit primaire, les branches chaudes et froides qui relient le cœur aux générateurs de vapeur et aux pompes principales. La démonstration de sûreté de ce circuit s'appuie sur le principe de l'exclusion de rupture (« un concept pour le moins douteux » selon les auteurs). Ce concept impose, outre un respect strict des caractéristiques définies, la possibilité de contrôler ces équipements pendant toute la durée de vie du réacteur, c'est-à-dire 60 ans. Et c'est là que le bât blesse. Selon l'autorité de sûreté finlandaise, le grain de l'acier de ces pièces était trop gros pour utiliser les méthodes d'examens par ultrasons qu'elle avait déjà qualifiées. Le fabricant (Creusot Forge) n'aurait pas réussi à respecter les critères exigés du fait de la taille importante des pièces forgées. Dans un premier temps, Areva et TVO ont envisagé de trouver une nouvelle méthode d'examen qui pourrait être qualifiée par STUK, puis Areva a décidé en mars 2007 de reprendre la fabrication des huit tuyauteries concernées.

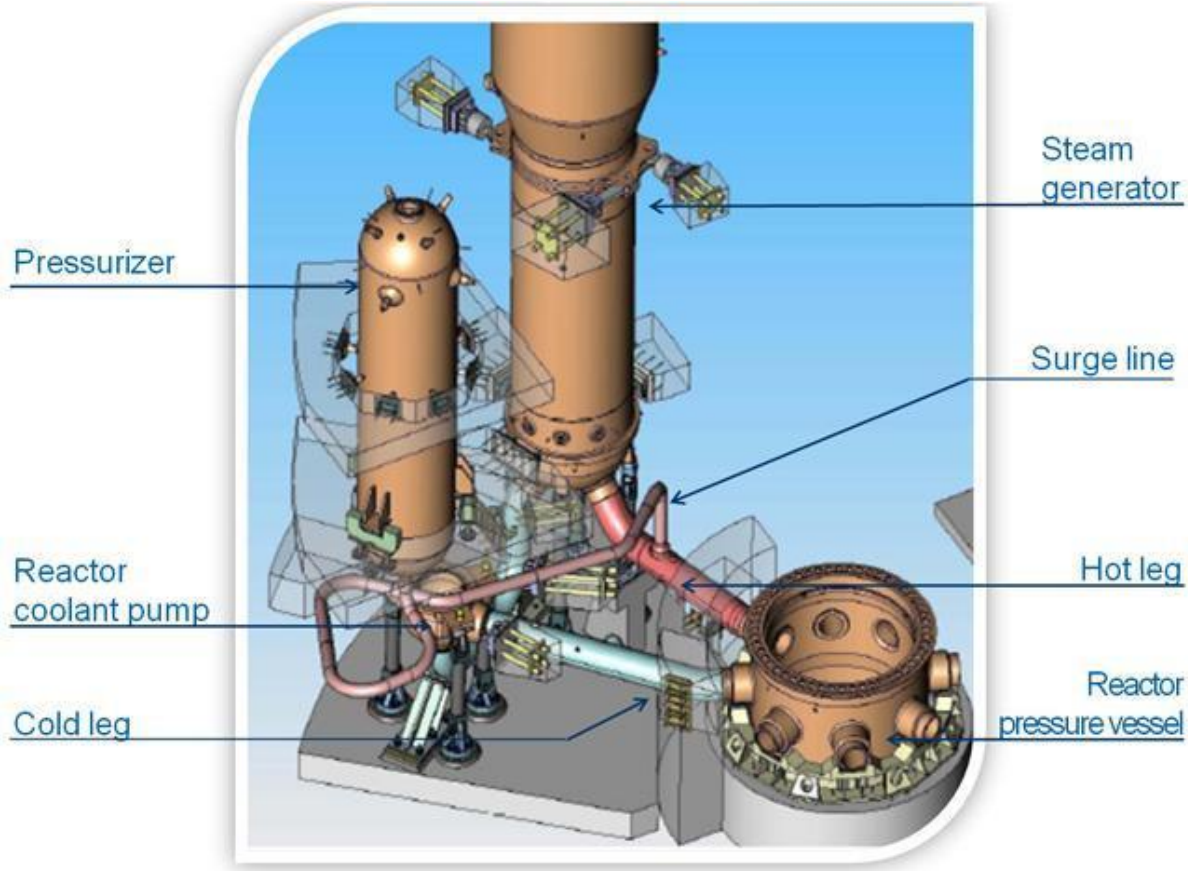
Les défauts constatés sur la soudure du *liner* (une « peau » métallique épaisse d'environ 6 mm) arrivent au deuxième rang des préoccupations de Hirsch et Neumann. L'EPR possède une double enceinte de confinement. Le *liner* recouvre la totalité de la première enceinte et il joue un rôle essentiel dans la capacité du bâtiment à résister aux fortes pressions qui pourraient résulter de certaines situations accidentelles. Toute une série de problèmes a été identifiée par STUK à ce niveau (méthodes de soudage non validées, orifices destinés au passage des tuyauteries découpés à de mauvais emplacements…).

Le troisième sujet de préoccupation est le radier, c'est-à-dire le socle du réacteur. Il s'agit d'une énorme dalle de béton d'environ 100 mètres de côté sur une épaisseur variant de 1,5 à 3 m. Sa robustesse peut être cruciale, notamment dans certains scénarios accidentels. La formule du béton exigée par Areva s'est avérée impossible à respecter par le sous-traitant finlandais et finalement c'est un béton contenant une teneur en eau trop élevée qui est coulé. La résistance du radier a été jugée malgré tout acceptable par STUK.

Mauvaises vibrations sur toute la ligne

Lors des essais fonctionnels à chaud qui démarrent en décembre 2017 sur OL3, STUK observe des dépassements des limites de vibrations sur la ligne d'expansion du pressuriseur (LEP). Les vibrations maximales sont observées lorsque la température du circuit primaire se situe aux alentours de 300 °C. La LEP est une conduite de 27 m de long et d'environ 30 cm de diamètre qui relie le fond du pressuriseur à l'une des branches chaudes du circuit primaire. En juin 2019, TVO annonce qu'une solution technologique a été identifiée après des études à l'Université technologique de Lappeenranta–Lahti. Des absorbeurs liquides à base de bitume seront utilisés. Le principe du dispositif a été approuvé par STUK[45].

[45] « Olkiluoto 3 surge line vibration is resolved », *Communiqué de presse TVO*, 23 mai 2019



Raccordement de la ligne d'expansion du pressuriseur sur l'une des branches chaudes du circuit primaire principal. TVO. 2010.

Il faut toutefois attendre mars 2021 pour découvrir dans l'annexe d'un avis de l'IRSN[46] consacré à la sûreté de la nouvelle génération d'EPR (EPR2) que ce problème a également affecté les réacteurs de Flamanville et de Taishan : *« L'IRSN recommande que Framatome identifie les origines des vibrations élevées de la ligne d'expansion du pressuriseur observées sur différents réacteurs EPR et présente, à un stade précoce de la conception les évolutions nécessaires sur les futurs réacteurs EPR2 pour pallier cette problématique de vibrations. »*

Dans une présentation lors d'une récente réunion de la Commission locale d'information de Flamanville, EDF confirme qu'à la suite du retour d'expérience d'Olkiluoto, *« un dispositif visant à atténuer les vibrations de la ligne d'expansion du pressuriseur a été conçu et installé lors des essais à chaud phase 2 de Flamanville 3 (septembre 2019 – février 2020)*[47] ». Le site de l'ASN ne semble pas mentionner cette modification alors que la ligne d'expansion du pressuriseur revêt une importance particulière pour la sûreté de l'EPR. En effet, si l'application du principe d'exclusion de rupture au circuit primaire principal évite de prendre en compte une brèche de grande taille sur les tuyauteries principales, il

[46] Avis IRSN n° 2021-00049, « *Dossier d'options des principaux équipements sous pression nucléaires destinés aux futurs réacteurs EPR2* », 2021

[47] Commission locale d'information, EDF Flamanville, 18 novembre 2021

n'en est pas de même pour les piquages sur ce circuit. Or, la ligne d'expansion du pressuriseur relie le pressuriseur à la branche chaude 3 du circuit primaire principal et correspond au plus gros piquage connecté sur le circuit primaire principal. A ce titre, sa rupture doit être étudiée dans le cadre des événements initiateurs des accidents avec perte du réfrigérant primaire (accidents parmi les plus pénalisants)[48].

Un système de contrôle-commande fragile en situation accidentelle

L'autorité de sûreté finlandaise s'est inquiétée dès l'origine du chantier d'Olkiluoto du système sophistiqué de contrôle-commande qui équipe l'EPR. À partir de 2006, une divergence de point de vue claire apparaît entre les autorités de sûreté finlandaise et française sur ce sujet[49]. STUK souhaitait avoir une meilleure séparation du dispositif utilisé en cas de situation accidentelle[50]. En avril 2009, c'est au tour de l'autorité de sûreté britannique (ONR) de demander des explications sur la redondance du système de contrôle-commande dans une lettre à EDF et Areva. En novembre 2009, fait très inhabituel, les autorités de sûreté française, finlandaise et britannique adoptent un texte commun pour exprimer leur préoccupation vis-à-vis du système déployé et demandent plus de garanties de l'adéquation des systèmes de sûreté (ceux utilisés pour gérer les situations où l'installation est en dehors des limites normales), et de leur indépendance vis-à-vis des systèmes de contrôle (ceux utilisés pour exploiter l'installation en fonctionnement normal)[51].

Si STUK a finalement approuvé l'architecture générale du système de contrôle-commande d'Olkiluoto-3 en 2014, des correctifs ont été régulièrement apportés dans les années qui ont suivi. Les systèmes utilisés à Flamanville et Hinkley Point ont également reçu des modifications, qui semblent plus relever des critères des différentes autorités de sûreté que d'une volonté de standardisation. Les informations en accès public ne permettent pas de savoir comment le problème a été traité à Taishan.

Des soupapes de sûreté peu sûres

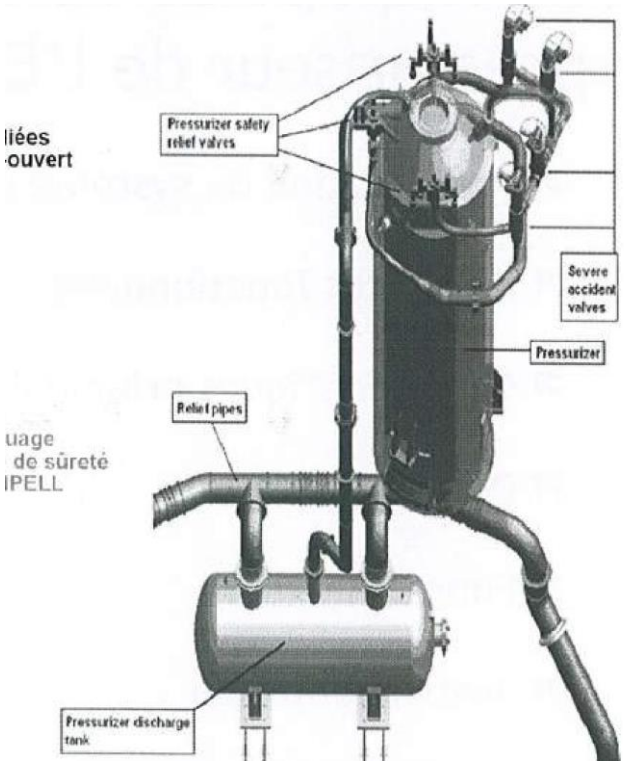
En mai 2020, l'autorité de sûreté finlandaise STUK annonce qu'une fuite a été identifiée sur l'une des soupapes du pressuriseur. Des investigations plus poussées montrent que trois des cinq soupapes présentent des fissures[52]. Selon STUK, l'opérateur finlandais TVO devra tout d'abord réparer les soupapes selon leur conception d'origine, avant le chargement de combustible prévu en mars 2021. Selon STUK, *« à plus long terme, la partie endommagée des soupapes sera remplacée et un travail de modification sera lancé »*[53].

---

[48] Areva, « *Rapport préliminaire de sûreté Flamanville-3* », Chap. 5 p. 553
[49] Prof. Steve Thomas, *« The EPR in crisis »*, novembre 2010
[50] World Nuclear Industry Status Report, 2012
[51] ASN, STUK, HCE, *« Déclaration commune sur le réacteur EPR »*, 2 novembre 2009
[52] World Nuclear Industry Status Report, 2021
[53] « Fissures sur les soupapes de l'EPR Olkiluoto 3 », *Montel News*, 23 octobre 2020

L'affaire est prise très au sérieux par les autorités de sûreté et les exploitants, en Finlande comme en France. Les soupapes du pressuriseur jouent en effet un rôle essentiel dans la sûreté d'un réacteur EPR, aussi bien en conditions normales qu'en conditions accidentelles. Ces soupapes sont également présentes sur les EPR de Flamanville et de Taishan et devraient être installées sur ceux de Hinkley Point C. STUK explique que *« le niveau de sûreté nucléaire de ces équipements, qui font partie du circuit primaire, est le plus élevé de la centrale »*. Côté IRSN, Karine Herviou, qui supervise la sûreté nucléaire de l'EPR de Flamanville pour l'IRSN rappelle qu'*« elles sont là en premier lieu pour éviter de casser le circuit primaire en cas de surpression »*[54]. Et une brèche importante sur le circuit primaire peut se traduire par un accident majeur.

En fait, l'IRSN s'inquiète depuis très longtemps de la sûreté de ces soupapes. En décembre 2014, Karine Herviou n'hésitait pas à parler de *« régression »* pour la sûreté à propos de cet équipement[55]. En juin 2015, Mediapart rend public un rapport confidentiel de l'expert français qui pointe *« de multiples modes de défaillances aux conséquences graves »* sur les soupapes de sûreté[56].



Soupape de sûreté pilotée du PZR de l'EPR FA 3. IRSN. 2015

[54] « Défaillance sur le réacteur nucléaire EPR finlandais d'un équipement présent sur tous les EPR », *Journal de l'énergie*, 2 juin 2020
[55] « Les errements d'EDF sur la sûreté nucléaire de l'EPR de Flamanville », *Journal de l'énergie*, 12 décembre 2014
[56] « EPR Flamanville : de nouvelles et graves anomalies au cœur du réacteur », *Mediapart, 8 juin 2015*

Ce rapport de l'IRSN, qui sera ensuite rendu public[57], donne une description détaillée du système qui comprend trois lignes de décharge installées au sommet du pressuriseur (chacune équipée d'une soupape de sûreté pilotée) et de deux lignes de décharge ultime, en parallèle (vannes AG). Alors que les autres réacteurs du parc français sont équipés de soupapes de sûreté SEBIM, les différents réacteurs EPR sont dotés de soupapes SEMPELL (une société qui a l'expérience de cette fabrication pour le parc allemand). Toutefois, Areva a imposé une modification du design de la soupape et le retour d'expérience sur le modèle initial n'est pas utilisable. Le rapport livre également une première analyse IRSN des risques de fonctionnement de soupape de sûreté et indique notamment un « *risque d'échec à l'ouverture (observé) et un risque d'échec à la refermeture (observé)* ».

[57] IRSN, *« EPR FA3 – soupape de sûreté pilotée du PZR »*, 13 février 2015.

FLAMANVILLE-3, LE RÊVE DE LA RECONQUÊTE

> *« Le nucléaire, c'est également un savoir-faire qui s'exporte partout dans le monde avec un excédent commercial de 7 milliards d'euros. Cet atout majeur doit être consolidé. Tout ce qui fait que la France est une puissance indépendante, écoutée, respectée, repose sur la filière nucléaire. »*

Emmanuel Macron, à l'occasion d'une visite à Framatome, au Creusot, là où a été en partie forgée la cuve de l'EPR de Flamanville[58].

Le « *Basic Design Report* » de l'EPR a été bouclé en 1997, mais il restait difficile de convaincre de la pertinence de sa construction en France, où le parc nucléaire est déjà surdimensionné. Ce n'est qu'en octobre 2003 que la ministre déléguée à l'industrie, Nicole Fontaine, demande d'engager la construction d'un démonstrateur EPR. Selon la ministre, le chantier coûtera trois milliards d'euros et permettra de réduire de 10 % le prix du kWh nucléaire[59]. Plusieurs sites sont envisagés, mais c'est finalement Flamanville, sur la côte normande, où se trouvent déjà deux autres réacteurs, qui sera retenue.

Le monolithisme de l'industrie nucléaire française évite les complexes débats qui ont lieu dans d'autres pays (en Finlande ou au Royaume-Uni par exemple) pour choisir le type de réacteur. C'est EDF qui sera à la fois le futur exploitant et « l'architecte » de ce nouveau réacteur, Areva qui construira l'ilôt nucléaire, le tout sous le contrôle d'une autorité de sûreté déjà largement acquise aux grands principes de sûreté de l'EPR.

Les tensions entre Areva et EDF, attisées par le cavalier seul d'Areva en Finlande, marquent les premières années du chantier. Mais, en 2010, les déboires des chantiers finlandais et français amènent le président Nicolas Sarkozy à demander à François Roussely, ancien PDG d'EDF, de faire

[58] « Notre avenir énergétique passe par le nucléaire. Déplacement du Président Emmanuel Macron sur le site industriel de Framatome », *Elysée*, 8 décembre 2020.
[59] « Nicole Fontaine veut lancer le réacteur nucléaire EPR », *Le Monde*, 9 octobre 2003

un bilan de l'industrie nucléaire française. Les conclusions du rapport sont très claires : l'État doit renforcer son rôle dans la filière française et il faut développer les exportations[60].

En 2017, la situation financière insoutenable d'Areva, due en particulier au chantier d'Olkiluoto, amène au rachat d'Areva NP par EDF. En 2019, après sept ans de retard du chantier de Flamanville, le rapport Folz[61] dresse un bilan très sévère : *« La litanie des défauts affectant des composants de la chaudière nucléaire – pratiquement aucun n'en aura été exempté - montre la nécessité d'une profonde remise à niveau des capacités industrielles et des ressources humaines dans les établissements industriels de Framatome. »* En 2020, le rapport de la Cour des comptes consacré à l'EPR[62] enfonce le clou : au coût de construction de 12,4 Md€$_{2015}$ estimé par EDF s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre près de 6,7 Md€$_{2015}$ à la mise en service du réacteur, dont environ 4,2 Md€ de frais financiers.

Le réacteur devait être mis en service en 2012. Il a déjà actuellement 10 ans de retard et, compte tenu des nombreux problèmes non résolus, le démarrage en 2023 est très loin d'être acquis et certains experts prédisent d'autres retards.

Chronologie Flamanville-3

Mai 2004	Le gouvernement de Jean-Pierre Raffarin donne son feu vert à la construction d'un EPR. Cela fait 20 ans que la France n'a pas lancé de chantier pour une nouvelle centrale.
Août 2005	Coulée de la virole porte-tubulure de la cuve de l'EPR par le fabricant japonais JSW[63].
Octobre 2005 à février 2006	Débat public sur la centrale nucléaire EPR à Flamanville.
Mai 2006	Le conseil d'administration d'EDF décide de poursuivre la réalisation de l'EPR à Flamanville. Début des travaux de terrassement pendant l'été 2006.
Juin-juillet 2006	Enquête publique.
Septembre 2006	Début des travaux de bétonnage du radier (socle de la centrale).
Septembre 2006	La calotte du couvercle de la cuve du réacteur EPR de Flamanville est élaborée. En octobre, l'ASN vient inspecter le traçage des éprouvettes

[60] *« Pour la filière nucléaire française, les perspectives à moyen terme se dessinent très nettement : en fonction d'une durée de vie supérieure à 40 ans, et a fortiori 50 ans, des centrales nucléaires françaises, les marchés auxquels elle peut concourir sont essentiellement situés à l'exportation »,* François Roussely, « Avenir de la filière française du nucléaire civil », juin 2010

[61] Jean-Martin Folz, *« Rapport au Président Directeur Général d'EDF - La construction de l'EPR de Flamanville »*, 2019

[62] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020

[63] ASN, « Note en vue de la réunion du 23 mars 2016 du groupe de suivi du HCTISN portant sur l'anomalie de la cuve de Flamanville 3 », 21 mars 2016

	(échantillons d'essai) à Creusot Forge. La calotte de fond de cuve sera coulée en janvier 2007.
Avril 2007	Signature du décret d'autorisation de création par le Premier ministre
Décembre 2007	Apparition de fissures dans un bloc de béton du radier de l'îlot nucléaire.
Mai 2008	EDF informe l'ASN d'une anomalie affectant le ferraillage d'une partie du radier d'un bâtiment destiné à abriter une partie des systèmes de sauvegarde du réacteur. Cette anomalie fait suite à plusieurs autres, dont la dernière, concernant le ferraillage du radier du bâtiment destiné à l'entreposage du combustible usé, détectée par l'ASN le 5 mars 2008 lors de l'une de ses inspections périodiques du chantier. L'ASN demande à EDF de suspendre les opérations de coulage de béton des ouvrages importants pour la sûreté.
Juillet 2008	À la suite d'une inspection réalisée par l'ASN, EDF mène des investigations complémentaires sur le circuit d'eau brute secourue qui l'amène à mettre au rebut certaines tuyauteries présentant des non-conformités de fabrication.
Octobre 2008	Contrôle de l'ASN chez un sous-traitant italien d'Areva. Elle relève des contrôles insuffisants sur des pièces du pressuriseur[64].
Décembre 2008	EDF confirme une hausse du coût de construction du réacteur de Flamanville-3, qui passe de 3,3 à 4 Md€. EDF maintient que la mise en service de l'EPR de Flamanville devrait intervenir en 2012[65].
Décembre 2008 + juillet 2009	Soudures défectueuses du *liner*.
Août 2009	Rugosité fréquemment insuffisante entre des coulées de béton.
Novembre 2009	Anomalies de positionnement des gaines de précontraintes sur l'enceinte de confinement.
Novembre 2009	Les autorités française, finlandaise et britannique demandent à Areva de renforcer le logiciel de pilotage des futurs réacteurs pour répondre aux exigences de sécurité.
Juin 2010	Un ouvrier travaillant sur le chantier de construction de Flamanville-3 a procédé au percement partiel d'un bloc en béton contenant l'un des câbles électriques 400 kV alimentant le transformateur auxiliaire du réacteur de Flamanville 2[66].
Juillet 2010	Rapport Roussely. « *L'EPR est invendable !* » : c'est le résumé, très cru, fait par un membre du gouvernement des conclusions du rapport Roussely[67]. Le rapport est confidentiel, seule une synthèse est publiée.
Octobre 2010	La presse évoque un retard de trois ans du chantier. EDF dément et affirme que la mise en service aura bien lieu en 2014.
Mars 2011	Anomalies des tuyauteries auxiliaires (arrachements de métal au niveau de la surface interne).
Juillet 2011	Anomalies dans les murs en béton des piscines du réacteur (nids de cailloux). Areva informe l'ASN de la détection de deux écarts de qualité importants lors de la fabrication du couvercle de la cuve du réacteur EPR de

[64] « Flamanville supply chain 'needs oversight' », *World Nuclear News*, 27 octobre 2008
[65] « Les « aléas » d'EDF sur son EPR à Flamanville », *L'Usine Nouvelle*, 19 décembre 2008
[66] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°9 »*, 27 août 2010
[67] « Ce que préconise le rapport Roussely sur le nucléaire », *Le Figaro*, 7 juillet 2010

	Flamanville. EDF annonce que la mise en service commercial se fera en 2016. Le coût de la construction du réacteur est désormais évalué à 6 Md€.
Décembre 2011	Anomalies au niveau des soudures des consoles du pont polaire. EDF doit reprendre la fabrication des consoles.
Mars 2012	Présence de « vides » dans des structures en béton du bâtiment réacteur (signalée par EDF suite à un retour d'expérience du chantier du réacteur EPR en Finlande) .
Septembre 2012	Areva propose à l'ASN de réaliser des essais destructifs de traction et de résilience sur une calotte supérieure de cuve qui était initialement destinée à un autre projet de réacteur EPR.
Décembre 2012	Le coût du chantier est évalué à 8,5 Md€[68]. L'électricien italien ENEL, qui avait une participation de 12,5 % dans l'EPR de Flamanville (et une option pour l'achat de l'électricité de ce réacteur) se retire du projet.
Janvier 2014	Écarts de bétonnage dans une structure du béton dans le bâtiment réacteur. Une mauvaise prise en compte du ruissellement de l'eau de pluie a dégradé la qualité du béton.
Janvier 2014	Installation de la cuve de Flamanville-3.
Juillet 2014 puis février 2015	Écarts concernant la mise sous tension de câbles de précontrainte dont l'efficacité était très réduite.
Octobre 2014	Défaut de soudure sur le circuit primaire du réacteur.
Novembre 2014	EDF annonce que le démarrage de l'installation est désormais prévu pour 2017[69].
Avril 2015	Défauts dans la composition du fond et du couvercle de la cuve du réacteur. L'ASN publie le 7 avril une information relative à la détection par Areva d'une anomalie de la composition de l'acier dans certaines zones du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville-3. Cette anomalie apparaît liée à la présence dans ces zones d'une concentration en carbone plus élevée qu'attendu, qui conduit à des caractéristiques mécaniques dégradées.
Avril 2015	Suite aux problèmes de ségrégation carbone constatés sur la cuve du réacteur, l'ASN « incite » Areva à une revue de la qualité des composants fabriqués dans son usine du Creusot. De nombreuses irrégularités et même des falsifications (« dossiers barrés ») sont découvertes. Les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur de Flamanville-3 sont concernés.
Mai 2015	Areva informe l'ASN de la présence de nouveaux défauts identifiés lors des contrôles des soudures de connexion de composants du circuit primaire.
Janvier 2017	Écarts dans la qualité de réalisation des soudures des tuyauteries principales d'évacuation de la vapeur.
Juin 2017	L'ASN rend son verdict sur les anomalies carbone qui affectent la cuve de l'EPR. Le couvercle devra être changé avant 2024. EDF maintient que le chantier prendra fin en 2018. Le coût total est maintenant estimé à 10,5 Md€[70].

[68] « Le coût de l'EPR de Flamanville encore revu à la hausse », *Le Monde*, 3 décembre 2012

[69] « Nouveau retard pour le chantier de l'EPR de Flamanville », *Le Monde*, 18 novembre 2014

[70] « EPR de Flamanville : EDF devra remplacer le couvercle de la cuve d'ici à fin 2024 », *Le Monde*, 26 juin 2017

Mars 2018	Des problèmes de qualité sur les tuyauteries principales de vapeur sont révélés par l'ASN.
Juillet 2018	EDF contrôle 148 des 150 soudures du circuit secondaire principal. Sur les 148 soudures contrôlées, 85 sont jugées conformes, 33 présentent des écarts de qualité et seront réparées, et 20 seront refaites pour respecter les exigences d'exclusion de rupture. Pour 10 autres soudures, EDF propose à l'ASN une « démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation ».
Octobre 2018	Compte tenu du nombre de soudures à reprendre, le coût du chantier grimpe à 11 Md€, mais EDF maintient que le raccordement au réseau aura lieu en 2020[71].
Septembre 2019	EDF informe l'Autorité de sûreté nucléaire d'un écart relatif à un procédé de traitement thermique de détensionnement.
Octobre 2019	L'ASN exige la reprise des huit soudures de traversée des tuyauteries vapeur. Le coût est maintenant estimé à 12,4 Md€[72].
Mars 2020	Un nouveau décret repousse l'autorisation de création jusqu'à 2024.
Juillet 2020	Un rapport de la Cour des comptes estime que le coût réel de l'EPR de Flamanville sera de 19,1 Md€ notamment en raison des coûts financiers associés aux nombreux retards. Dans sa réponse au rapport, le PDG d'EDF, Jean-Bernard Lévy, ne conteste pas le montant de la Cour[73]. Le coût est cinq fois supérieur aux prévisions initiales, la durée de construction 2,5 fois.
Novembre 2021	EDF vise le chargement du combustible fin 2022 et le début de la production électrique en 2023. Compte tenu des incertitudes qui entourent l'arrêt du réacteur de Taishan-1, cette date semble de plus en plus hypothétique.
Janvier 2022	EDF annonce que le « coût à terminaison » passe de 12,4 Md€ à 12,7 Md€ (ce chiffre ne comprend pas les frais financiers). La date de chargement est décalée de fin 2022 au second trimestre de 2023.

Béton

La réalisation de l'EPR de Flamanville a exigé de couler environ 450 000 tonnes de béton pour différentes structures de l'installation. La plupart de ces ouvrages, par exemple le radier de l'îlot nucléaire ou la double enceinte de confinement, représentent un enjeu de sûreté majeur.

En décembre 2007, des fissures sont constatées à la suite de la coulée d'un bloc de béton composant le radier. Si ce type d'incident, lié au retrait du béton lors de son durcissement, est fréquent pour des bétonnages de grande dimension, on est surpris que le sous-traitant, Bouygues, qui a aussi supervisé les travaux d'Olkiluoto en ce domaine, ne parvienne pas à maîtriser cette technique. EDF traite l'anomalie en injectant une résine sous pression dans les fissures, technique validée par l'ASN.

[71] « Nouveau retard en vue pour l'EPR de Flamanville », *Le Monde*, 11 octobre 2018
[72] « Nucléaire : l'EPR de Flamanville coûtera au moins 12,4 milliards d'euros », *Le Monde*, 9 octobre 2019
[73] « « Echec opérationnel » et « dérive des coûts » : la gestion de l'EPR, réacteur nucléaire de troisième génération, décriée par la Cour de comptes », *Le Monde*, *9 juillet 2020*

En 2008, des anomalies sont constatées à plusieurs reprises par l'ASN sur le ferraillage du radier, en particulier l'absence d'une soixantaine de barres d'acier. En mai 2008, l'ASN demande à EDF de suspendre les opérations de coulage de béton des ouvrages importants pour la sûreté. Les travaux reprennent après l'élaboration d'un plan d'action par EDF. Toutefois, en mai 2009, l'ASN relève de nouvelles non-conformités dans le bétonnage du radier des structures internes du bâtiment réacteur. Mais, pour le « gendarme du nucléaire », les écarts constatés (modifications de coffrages et insuffisance du béton coulé à certains endroits) ne remettent pas en cause la sûreté de l'ouvrage.

L'enceinte de l'EPR est constituée de deux parois, la paroi externe étant construite en béton précontraint[74], la paroi externe en béton armé. En novembre 2009, EDF signale (après coup) à l'ASN un non-respect des tolérances de positionnement de gaines de précontrainte au sein du ferraillage de l'enceinte interne. L'ASN demande à EDF de la prévenir du bétonnage des levées suivantes de cette enceinte afin *« d'éviter la répétition d'anomalies, et de contrôler a posteriori les relevés réalisés à la suite du bétonnage »*[75] .

En juin 2011, à la suite de l'apparition de nouveaux écarts de positionnement sur des gaines du système de précontrainte, l'ASN demande à EDF de suspendre les activités de bétonnage de l'enceinte interne et de présenter un plan. Le 1er juillet 2011, l'ASN juge que les mesures proposées sont satisfaisantes. En août 2011, le *Canard enchaîné* dévoile des lettres adressées par l'ASN à EDF à la suite de récentes inspections des travaux de bétonnage. La lettre de suite du 18 juillet indique notamment que des murs de béton des piscines du bâtiment réacteur présentent de sérieuses malfaçons : *« les remplissages en béton des coffrages n'ont été que partiels à plusieurs endroits, induisant des nids de cailloux, aux dimensions variables, voire des cavités, situés soit en pied de la levée, soit entre platines, soit entre platines et ossatures inox »*. L'ASN demande à EDF d'identifier des mesures préventives appropriées[76].

En mars 2012, EDF informe l'ASN de la présence de « vides » derrière les logements de batardeaux[77] des piscines du bâtiment réacteur ; ce remplissage partiel en béton résulte d'activités ayant eu lieu lors de l'été 2011, avant la mise en œuvre de dispositions complémentaires pour les bétonnages complexes. En janvier 2014, EDF informe l'ASN de la détection d'un écart de bétonnage au niveau de la liaison entre le fût cylindrique et le dôme de l'enceinte interne du bâtiment réacteur.

Début juillet 2014, EDF informe l'ASN de deux écarts survenus au cours des opérations de mise en précontrainte. Le premier concerne l'injection de coulis dans la gaine d'un câble horizontal et pourrait conduire à une corrosion du câble, le second porte sur une mise sous tension d'un câble vertical qui pourrait réduire l'efficacité de la précontrainte[78].

---

[74] La précontrainte est une technique de construction permettant d'améliorer la résistance mécanique d'une structure. Elle consiste à tendre des câbles d'acier passant dans des gaines incorporées au béton. Lexique ASN. https://www.asn.fr/lexique/P/Precontrainte

[75] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°8 »*, 11 mai 2010

[76] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°12 »*, 9 mars 2012

[77] *« Les différents compartiments des piscines sont séparés par des structures amovibles, appelées batardeaux, permettant de vider et remplir indépendamment chaque compartiment. Ces batardeaux sont positionnés dans des logements qui font partie intégrante de la structure de la piscine. »* Lexique ASN.

[78] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°16 »*, 14 novembre 2014

Liner

L'enceinte de confinement de l'EPR est composée de deux parois séparées par un espace, l'enveloppe interne étant revêtue sur sa face intérieure d'une peau d'étanchéité métallique de 6 mm d'épaisseur, appelée *« liner »*. L'ensemble assure le confinement des matières radioactives en situations accidentelles.

Au cours de l'année 2008, l'ASN a réalisé plusieurs inspections des travaux de soudage en cours sur l'EPR de Flamanville qui ont permis de détecter de nombreuses anomalies. D'une part, le mode de soudage et de contrôle mis en œuvre par le sous-traitant ne garantit pas la qualité des soudures. D'autre part, l'ASN a considéré que *« les taux importants de réparation sur certaines soudures traduisaient une maîtrise insuffisante des conditions de réalisation actuelles des soudures du liner*[79] *»*. En décembre 2008, elle demande à EDF de *« surseoir à toute opération irréversible qui ne serait pas compatible avec la réalisation de contrôles sur les soudures »* puis de présenter un plan d'action.

Toutefois, les problèmes ne sont toujours pas résolus et EDF informe l'ASN en juin 2010 d'une hausse des taux de défauts au niveau d'une soudure du *liner*. Une inspection de l'ASN de juillet 2010 parvient à la conclusion que ces nouvelles anomalies proviennent de l'ergonomie du poste du soudeur, un problème déjà identifié en 2008-2009[80]. Par ailleurs, le chantier du réacteur d'Olkiluoto avait rencontré des difficultés dans le soudage du *liner*.

Pont polaire

Le pont polaire est un pont de manutention situé sous le dôme du bâtiment réacteur qui repose sur des consoles fixées à la structure du bâtiment réacteur. Il permet la manutention de charges lourdes au-dessus du réacteur, aussi bien pendant la construction que pendant l'exploitation. Lors d'une inspection en décembre 2011, l'ASN est informée de défauts au niveau des soudures des consoles. Bizarrement, les défauts ont été découverts initialement en usine avant leur mise en peinture, puis sur le site de Flamanville. Après les contrôles exigés par l'ASN, il apparaît que des défauts sont présents sur un grand nombre de soudures et EDF décide de reprendre la fabrication des consoles.

Système de contrôle-commande

Le système de contrôle-commande de l'EPR s'est appuyé sur des *« choix essentiels »* inspirés du retour d'expérience du palier N4 qui avait rencontré de nombreuses difficultés dans ce domaine[81]. De

[79] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°5 »*, 12 février 2009
[80] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°9 »*, 27 août 2010
[81] *« Electricité de France rencontre des difficultés dans la mise au point du contrôle-commande de la centrale nucléaire de 1450 MWe de Chooz, qui constitue la première tranche du palier N4. L'examen du projet retenu a conduit à la conclusion qu'il ne pouvait aboutir dans les délais fixés et qu'un délai important était inévitable avant que le système soit parfaitement opérationnel. Dans ces conditions, Electricité de France a décidé d'abandonner le projet initial. »*, Réponse du ministère de l'Industrie à une question de M. Louis Souvet, 1991

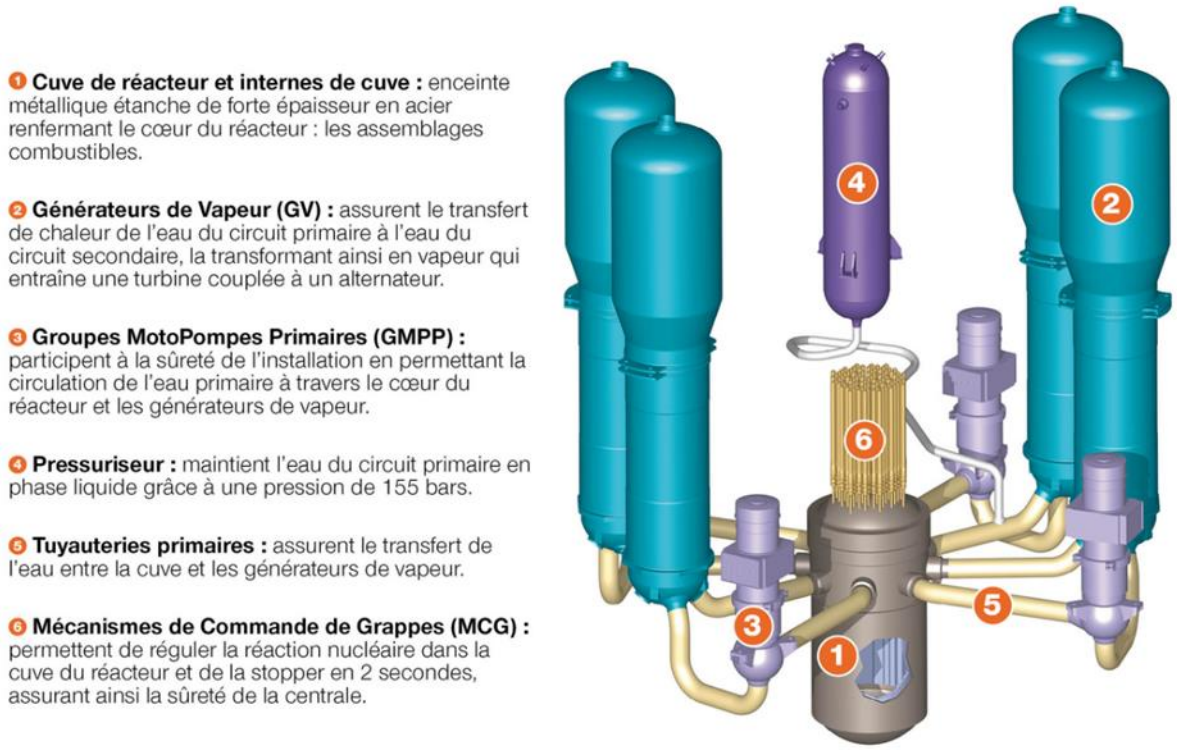
nombreuses questions continuent de se poser en France sur ce dossier, de manière assez feutrée. Dans un rapport de 2017 sur les principes relatifs à la démarche de conception du contrôle-commande, l'IRSN rappelle en termes très diplomatiques que *« l'évaluation de sûreté du contrôle-commande numérique du réacteur EPR Flamanville 3 a toutefois soulevé des problèmes difficiles dont la résolution a nécessité une forte implication de l'exploitant, des constructeurs, de l'Autorité de sûreté nucléaire et de l'IRSN »* et estime prudemment qu'*« il ne serait pas souhaitable d'augmenter la complexité et l'intégration du contrôle-commande au-delà de ce qui a été réalisé pour le réacteur EPR Flamanville 3, car la démonstration de l'accomplissement des actions requises et de l'évitement d'actions intempestives généralisées pourrait alors devenir trop difficile pour les méthodes actuellement connues »*[82].

Tuyauteries primaires principales

Les normes définies par l'Autorité de sûreté et les constructeurs nucléaires eux-mêmes imposent un très haut niveau de qualité pour la réalisation des tuyauteries principales des circuits primaire et secondaire, notamment en raison de l'application de l'approche d'exclusion de rupture. Cependant, des non-conformités ou des défauts de réalisation ont été constatés sur pratiquement toutes les tuyauteries concernées.

En ce qui concerne les tuyauteries principales du circuit primaire, l'ASN note que les opérations de montage du circuit primaire par Areva « *n'ont pu être menées de manière continue compte tenu de la mise en évidence, en octobre 2014, d'un défaut affectant la soudure entre le générateur de vapeur n°2 et une tuyauterie, puis, en mars 2015, d'un écart survenu lors de la réalisation d'une soudure entre le générateur de vapeur n°1 et une autre tuyauterie. […]En mai 2015, AREVA a informé l'ASN de la présence de nouveaux défauts identifiés lors des contrôles des soudures de connexion de composants du circuit primaire. En juin 2015, un défaut a également été mis en évidence dans la soudure entre le premier et le deuxième tronçon de la ligne d'expansion du pressuriseur. […]Ces réparations ont été mises en œuvre, mais de nouveaux défauts ont été détectés à deux reprises sur une même soudure de la boucle n°1 ; cette soudure a fait l'objet d'une première réparation en décembre 2015, puis d'une seconde en mars 2016 »*[83].

[82] IRSN, *« Principes relatifs à la démarche de conception du contrôle-commande numérique »*, 2017
[83] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°18 »*, 14 juin 2016



« Qu'est-ce qu'une cuve de réacteur nucléaire ? Schéma circuit primaire (type « chaudière ») ». [*Framatome*](#).

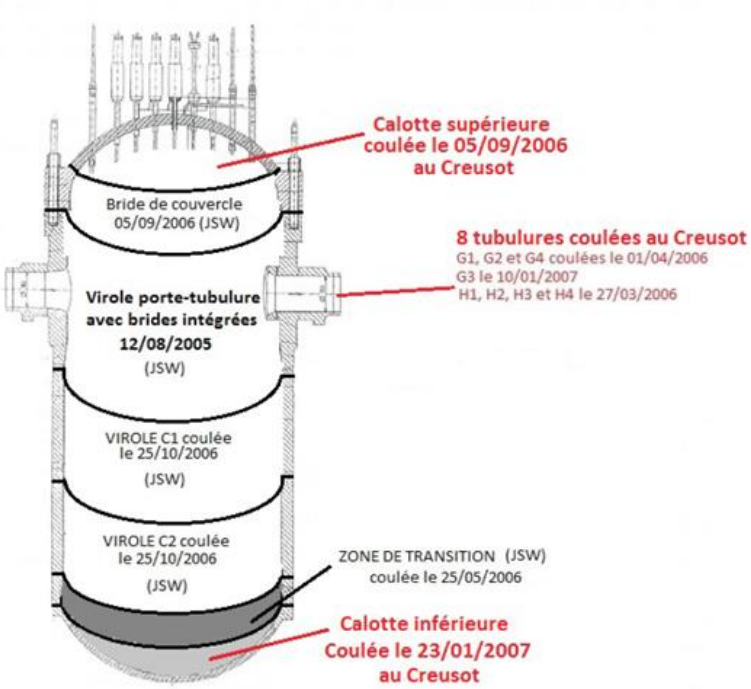
Sur l'EPR d'Olkiluoto, en 2007, Areva a dû reprendre la fabrication des branches chaudes du circuit primaire à la demande de l'autorité de sûreté finlandaise, l'acier de ces pièces n'étant pas conforme au référentiel. Ces tuyauteries avaient été fabriquées en France. En 2009, des défauts ont été constatés dans les soudures des tuyauteries refabriquées[84].

Soudures du couvercle de la cuve du réacteur

Les couvercles des cuves des réacteurs nucléaires de production d'électricité sont traversés par des adaptateurs. Les adaptateurs sont des tubes métalliques qui traversent le couvercle de la cuve et sont soudés à celui-ci. Ils servent au passage des mécanismes de commande des grappes de contrôle du cœur et de l'instrumentation de la cuve[85].

La pression dans la cuve d'un réacteur nucléaire est très élevée en fonctionnement normal (155 bars). Chaque composant qui traverse le couvercle est maintenu par une soudure sur la face interne du couvercle. L'opération de soudage consiste en un apport successif de métal.

[84] Lauri Myllyvirta, *« Finnish watchdog stops Olkiluoto primary pipe welding »*, 2009
[85] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°13 »*, 1 octobre 2012



Fabrication des pièces de la cuve de l'EPR de Flamanville 3. HCTISN. 2017

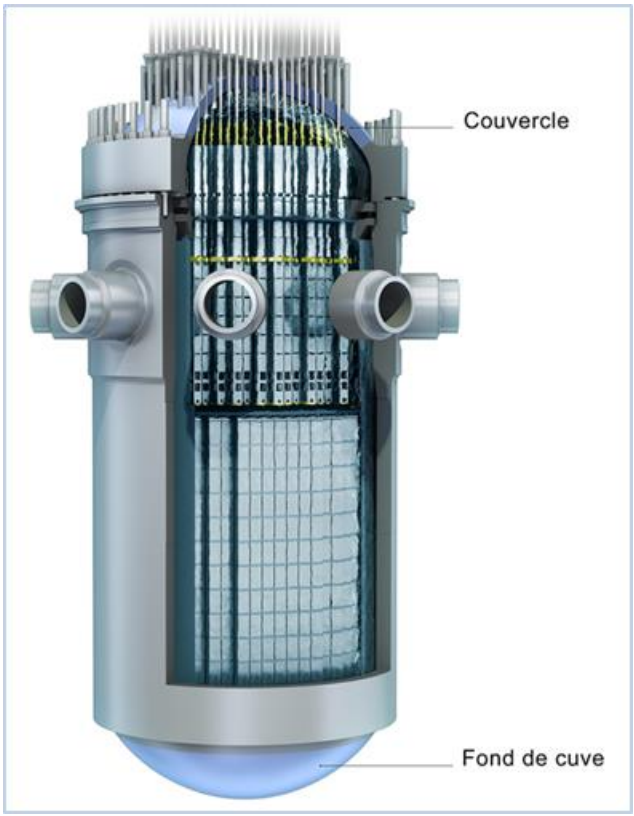
AREVA NP informe l'ASN, fin 2010 puis en 2011, de la détection de deux écarts de qualité importants lors de la fabrication du couvercle de la cuve du réacteur EPR de Flamanville. Les écarts concernent :

- dans un premier temps, la détection, à l'automne 2010, de défauts au niveau de soudures situées sur le couvercle, au niveau des adaptateurs ;
- dans un second temps, la mise en évidence, en juin 2011, lors des opérations de remise en conformité destinées à corriger l'écart précédent, d'une épaisseur insuffisante de la couche de métal appelée beurrage, située sous ces soudures.

Le traitement de ces écarts conduit AREVA NP à proposer à l'ASN, en juillet 2011, une solution de remise en conformité de grande ampleur qui implique la reprise complète de plusieurs étapes de la fabrication du couvercle. La première de ces étapes a consisté à éliminer en totalité les soudures et les beurrages de 50 adaptateurs sur un total de 105.

En juillet 2012, l'ASN donne son accord pour la poursuite des opérations d'élimination des beurrages des 55 adaptateurs restants. Cette phase se termine fin 2012 et l'ASN autorise le lancement de la remise en conformité du couvercle qui consiste à refaire les beurrages et les soudures.

Anomalie de ségrégation carbone dans le couvercle de cuve



Cuve du réacteur EPR de Flamanville. IRSN.

Le 7 avril 2015, l'ASN annonce sobrement dans un communiqué de presse la présence d'une zone présentant une concentration importante de carbone conduisant à des valeurs de résilience mécanique plus faibles qu'attendu dans le couvercle et le fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. Il faut consulter les explications techniques annexées pour comprendre l'ampleur du problème[86].

La cuve du réacteur, où se déroule la fission du combustible nucléaire, est bien sûr l'un des équipements les plus cruciaux pour la sûreté, particulièrement dans le cas de l'EPR, le réacteur le plus puissant du monde avec ses 1650 MWe. Ce cylindre de 11,7 mètres de hauteur et 5,7 mètres de diamètre, d'un poids total d'environ 520 tonnes a une pression et une température de dimensionnement de 176 bar et 351 °C respectivement. Toute rupture de la cuve doit être catégoriquement exclue en faisant appel à des matériaux et des techniques de fabrication et de contrôle soigneusement définis au préalable. Les pièces concernées (les « calottes ») par l'anomalie de concentration du carbone dans l'acier de la cuve ont été fabriquées à Creusot Forge dans une installation qui s'avère inadaptée à une bonne qualité de forgeage sur des éléments de cette dimension. Du fait de cette ségrégation positive en carbone (sa teneur trop élevée dans certaines zones de la pièce), l'acier de la cuve ne respecte pas les critères prévus notamment pour sa ductilité (son aptitude à se déformer sans se rompre) et sa ténacité (sa résistance à la propagation d'une fissure). La différence de concentration carbone a notamment une influence sur la température à

[86] ASN, « Précisions techniques sur les anomalies de fabrication de la cuve de l'EPR de Flamanville », 8 avril 2015

laquelle l'acier devient moins souple et plus cassant[87]. Dans une analyse commandée par Greenpeace France, en 2016, le Dr John Large a conclu que *« les composants de la cuve du réacteur FA3 (Flamanville-3) ne sont pas conformes à l'exigence de conception qui empêche une rupture rapide, une défaillance catastrophique de la cuve - de ce seul fait, la cuve FA3 ne répond pas à la conception de base et n'est donc pas apte au service. »*[88]

Cette anomalie, déjà surprenante sur un composant aussi primordial, a une histoire tout aussi étonnante, qui ne sera dévoilée plus complètement que près d'un an plus tard[89]. Les calottes de la cuve de Flamanville-3 ont été coulées et forgées en septembre 2006 et janvier 2007, avant même que le réacteur ne reçoive son décret d'autorisation. En 2007, un prélèvement de copeaux sur la calotte supérieure fait apparaître des teneurs en carbone anormales, mais ces indications sont ignorées. Les cinq années qui suivent voient se dérouler une sorte de ping-pong administratif entre l'Autorité de sûreté, le fabricant (Areva) et l'exploitant (EDF) pour savoir si les pièces sont réellement conformes. Ce n'est qu'en septembre 2012 qu'Areva propose de procéder à des essais sur une pièce du même type qui a été fabriquée pour un éventuel réacteur EPR aux États-Unis. Pendant deux ans, de nouveaux courriers s'échangent et finalement, en octobre 2014, Areva informe par téléphone l'ASN de résultats non conformes sur les éprouvettes (échantillons) prélevées. En novembre 2014, après de nouveaux essais, nouveau coup de fil à l'ASN : les résultats sont toujours non conformes. Les essais de résilience (c'est-à-dire la capacité d'un matériau à absorber de l'énergie sous l'effet d'un choc) réalisés par Areva fin 2014 sur les éprouvettes d'acier prélevées sur le couvercle destiné aux États-Unis montrent clairement que les valeurs attendues ne sont pas atteintes (un chiffre de 36 joules est obtenu dans certaines zones représentatives au lieu des 60 J imposés par la réglementation).

L'ASN rend publique l'anomalie six mois plus tard[90]. Petit problème : début 2014, la cuve de l'EPR a été installée dans le puits de cuve à Flamanville… Entre le mois d'octobre 2006 et le mois de décembre 2014, l'ASN a réalisé 31 inspections de fabrication dans le cadre de l'évaluation de la conformité de la cuve de Flamanville-3[91].

La suite est tout aussi édifiante. L'anomalie sur cette pièce est parfaitement caractérisée et la réglementation existante devrait normalement conduire l'ASN à la refuser, ce qui, compte tenu des retards entraînés, remettrait en question le projet lui-même. Mais, le 21 avril 2015, l'ASN soumet un avis[92] sur un projet d'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaire (la cuve de l'EPR entre dans cette catégorie). L'avis propose au gouvernement d'ajouter un article à l'arrêté : *« En cas de difficulté particulière et sur demande dûment motivée, l'Autorité de sûreté nucléaire peut, par décision prise*

---

[87] Voir notamment Yves Marignac, *« Défauts de fabrication sur la cuve du réacteur EPR de Flamanville-3 »*, 13 avril 2015

[88] Large and Associates, *Irrégularités et anomalies relatives aux composants forgés de Creusot Forge, Résumé en français*, 26 septembre 2016

[89] « Cuve de l'EPR de Flamanville : l'incroyable légèreté d'Areva et EDF », *France Inter*, 31 mars 2017

[90] ASN, *Anomalies de fabrication de la cuve de l'EPR de Flamanville, Communiqué de presse*, 7 avril 2015

[91] ASN, « Précisions techniques sur les anomalies de fabrication de la cuve de l'EPR de Flamanville », 8 avril 2015

[92] ASN, Avis n°2015-AV-0231 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 avril 2015 sur le projet d'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires, 21 avril 2015

après avis de la commission centrale des appareils à pression, autoriser la mise en service d'équipements sous pressions nucléaires et d'ensembles nucléaires n'ayant pas satisfait à l'ensemble des exigences. » Cet article est effectivement intégré dans l'arrêté du 30 décembre 2015. À partir de là, l'ASN peut appliquer une procédure dérogatoire à un équipement essentiel à la sûreté si l'exploitant peut prouver de manière convaincante que la sûreté sera malgré tout préservée. Toutes les brillantes déclarations à propos des normes extrêmement strictes appliquées aux équipements en exclusion de rupture volent en éclat[93].

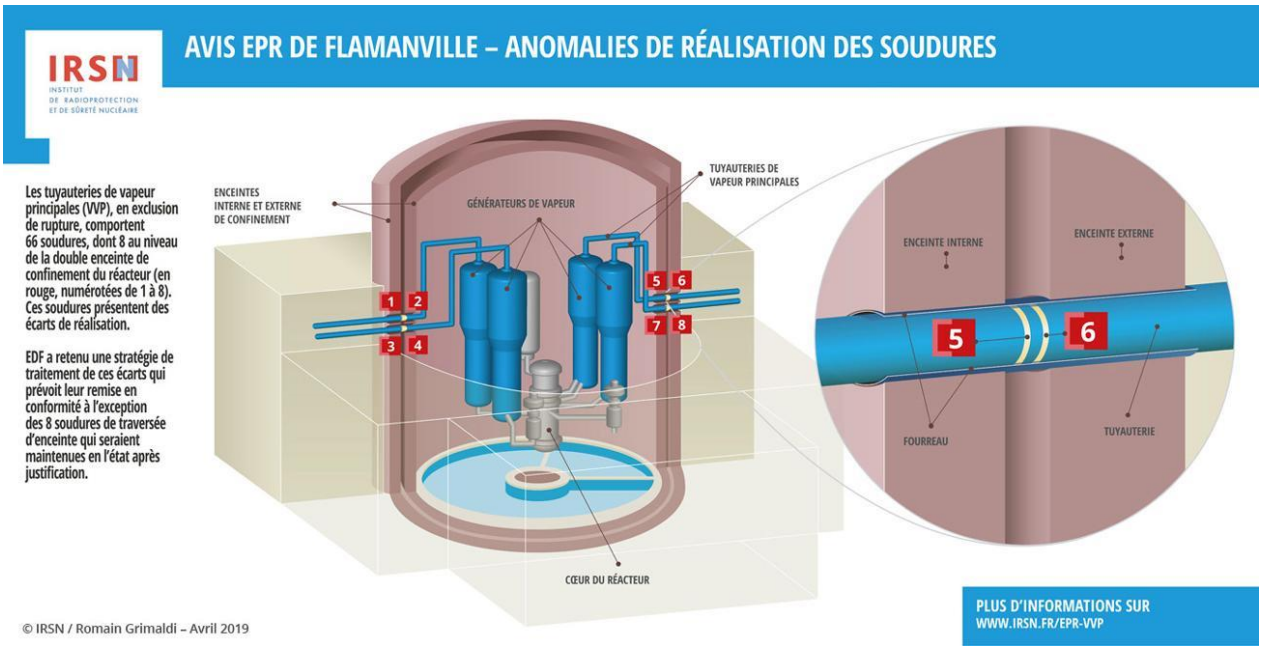
En juin 2017, l'ASN accepte le maintien de la cuve malgré ses défauts tout en reconnaissant que « *l'anomalie de la composition chimique de l'acier conduit à une diminution des marges vis-à-vis du risque de rupture brutale* ». L'ASN demande donc la mise en œuvre des contrôles périodiques supplémentaires afin de s'assurer de l'absence d'apparition ultérieure de défauts. Problème : ces contrôles sont possibles sur le fond de cuve, mais pas sur le couvercle. L'ASN accorde donc à EDF un délai jusqu'en 2024 pour commander un autre couvercle et l'autorise donc à utiliser le couvercle existant en attendant. Pourquoi 2024 ? L'exploitant a expliqué qu'il avait besoin de 70 mois pour se procurer un nouveau couvercle (étonnant lorsque l'on pense que la durée totale du chantier initialement prévue était de 56 mois). Les 70 mois se sont bientôt écoulés, mais on est sans nouvelles de l'état d'avancement de ce couvercle fabriqué au Japon.

Tuyauteries principales de vapeur

En février 2018, EDF annonce publiquement qu'elle a signalé quelques mois plus tôt un événement significatif portant sur les tuyauteries principales vapeur (dites VVP) de Flamanville-3. Comme dans le cas de la cuve de l'EPR, l'approche « *d'exclusion de rupture* » s'applique à ces tuyauteries (la démonstration de sûreté ne prend pas en compte une rupture doublement débattue de cette conduite de grande section) et elles doivent donc respecter des normes de fabrication très strictes. Ces exigences sont décrites dans le décret d'autorisation du réacteur qui précise : « *des dispositions sont prises pour garantir tout au long de la vie de l'installation l'intégrité [...] des tuyauteries primaires et secondaires principales pour lesquelles la survenue d'une rupture circonférentielle doublement débattue n'est pas retenue dans les conditions de fonctionnement de référence étudiées dans le rapport de sûreté* ». Or, ces exigences particulières n'auraient pas été portées à la connaissance du sous-traitant qui a réalisé les soudures[94]. En avril 2018, EDF annonce que des défauts de réalisation de certaines soudures des circuits secondaires principaux, dont plusieurs des lignes principales d'évacuation de la vapeur, n'avaient pas été identifiés. Le premier événement concerne 66 soudures, le second concerne 150 soudures au total.

[93] Voir notamment Jean-Marie Brom, *« Arrêté sur la cuve de l'EPR : lorsque le gendarme ASN protège le délinquant AREVA… avec la complicité de l'État »*, 2017 et *« L'autorité de sûreté nucléaire : un gendarme digne de Courteline »*, 2017 ainsi que Bernard Laponche, *« Commentaire sur le projet de décision de l'autorité de sûreté nucléaire autorisant la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur epr de la centrale nucléaire de flamanville »*, 2018

[94] ASN, *« Lettre d'information de l'EPR n°20 »*, 2 mai 2018



Anomalies de réalisation des soudures. IRSN. 2019

Les tuyauteries principales de vapeur, d'un diamètre d'environ 80 cm et d'une épaisseur de 4 cm, transportent la vapeur à un débit de plusieurs tonnes par minute et sous une pression de plusieurs dizaines de bars. Les conséquences d'une fuite sont différentes selon qu'elle survient sur une partie des tuyauteries située à l'intérieur de l'enceinte de confinement, entre les deux parois de l'enceinte ou dans la partie conventionnelle de l'installation, mais dans tous les cas elle est susceptible d'être à l'origine d'un enchaînement accidentel grave[95].

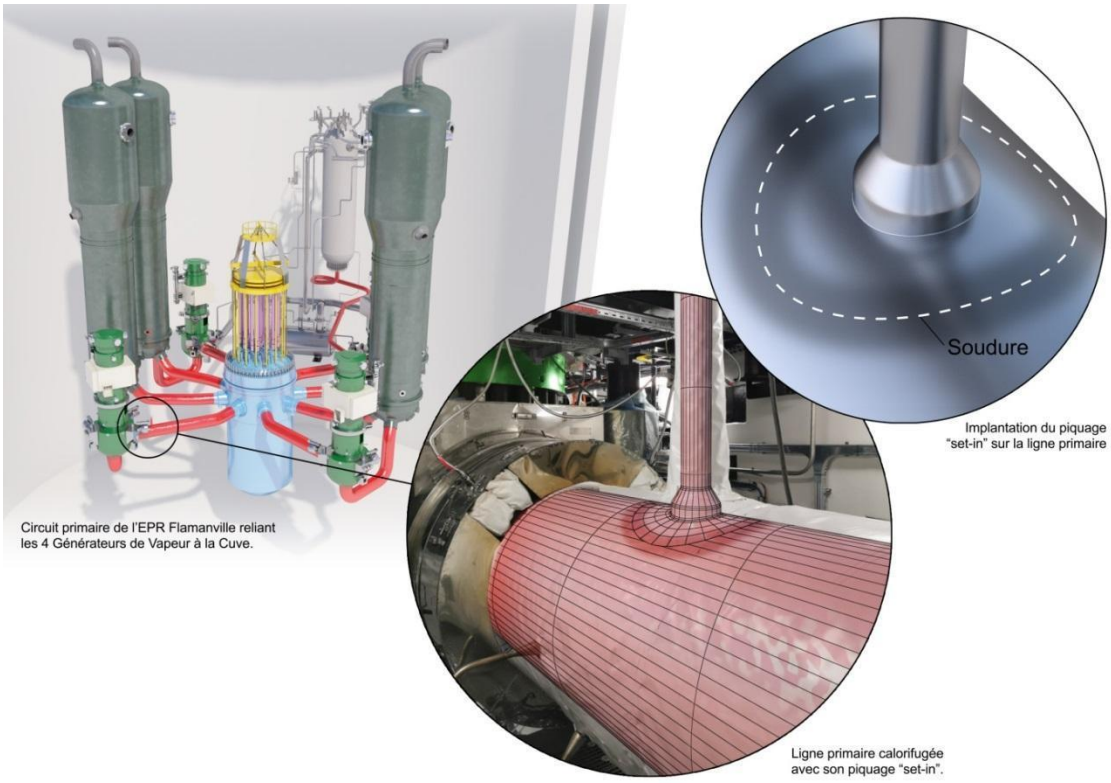
Comme dans le cas de la cuve, l'annonce d'EDF arrive très longtemps après que le problème a été détecté pour la première fois. Dès 2015, des fiches de non-conformité concernant les exigences du référentiel d'exclusion de rupture sont émises, mais l'ASN n'est prévenue oralement qu'en janvier 2017. En mars 2017, EDF confirme à l'ASN que sont notamment concernées les huit soudures présentes sur les quatre traversées du bâtiment réacteur, qui se trouvent donc entre les deux parois de l'enceinte et sont difficilement accessibles. Ces soudures ont été réalisées en préfabrication dans les ateliers de Nordon-Ponticelli à Nancy de 2012 à 2014.

Dans un premier temps, loin d'accepter de reprendre la totalité des soudures pour respecter les exigences liées à l'approche d'exclusion de rupture, EDF entre dans une longue négociation avec l'ASN. En juillet 2018, elle propose de refaire toutes les soudures VVP concernées par un écart, mais pas les huit qui se trouvent entre les deux parois de l'enceinte de confinement. En décembre 2018, EDF envoie un dossier visant à démontrer que la qualité de ces huit soudures est suffisante. En avril

[95] Voir notamment, *« Réacteur EPR Flamanville-3 : point sur les soudures des tuyauteries principales de vapeur»*, Manon Besnard, Yves Marignac, avril 2019 et *« Rien ne va plus dans les tuyaux de l'EPR de Flamanville »*, CRIIRAD, 2018

2019, le groupe d'experts considère que ces soudures doivent être réparées. EDF ne désarme pas et propose d'effectuer les réparations après la mise en service du réacteur, ce que l'ASN refuse. Finalement EDF demande à Westinghouse de lui fournir un équipement robotisé pour réaliser ces soudures. Selon EDF, fin 2021, les quatre traversées vapeur avaient été remises à niveau et contrôlées à la qualité attendue. La remise à niveau des traversées eau (ARE) devait démarrer en novembre 2021[96].

Piquages sur le circuit primaire



EPR Flamanville piquages set-in. ASN. 2021

Le 3 mars 2021, EDF annonce à l'Autorité de sûreté nucléaire un nouvel « *écart au référentiel* ». Ce dernier concerne trois piquages, c'est-à-dire des raccordements de tuyaux auxiliaires (environ 10 cm de diamètre) sur des tuyauteries du circuit primaire principal (environ 80 cm de diamètre) qui assure le refroidissement du cœur du réacteur. En 2006, pour faciliter le contrôle qualité en usine de ces piquages, il est décidé d'en modifier la conception et d'augmenter le diamètre des soudures. Mais les principes de sûreté de l'EPR exigent que l'augmentation du diamètre des soudures se traduise par la prise en compte de la brèche hypothétique correspondante, elle aussi d'un diamètre supérieur, ce qui pose un important problème de sûreté. En effet, dans le cas de l'EPR, dans lequel le circuit primaire principal est considéré en exclusion de rupture, le débit d'une brèche à l'un des piquages devient alors

[96] Commission locale d'information EDF Flamanville, 18 novembre 2021

l'hypothèse majorante dans les études d'accidents avec perte du réfrigérant primaire. Dans un tel scénario accidentel, une perte d'eau du circuit primaire peut se traduire par une perte de refroidissement du combustible du cœur du réacteur et, éventuellement, à sa fusion.

Selon EDF, le problème n'a été identifié qu'en 2013 (sept ans plus tard), alors que ces piquages avaient été installés sur le site. En 2014, EDF décide, plutôt que de reprendre les études de sûreté à partir de l'hypothèse de brèche élargie, d'étendre l'approche d'exclusion de rupture à ces trois piquages. Ce n'est qu'en 2021, soit 15 ans après la décision de modification prise par Framatome, à la faveur d'une demande de vérification de l'ASN, que l'écart est identifié[97]. Ainsi, confronté à un problème, l'exploitant décide unilatéralement, a posteriori, d'avoir un recours à un principe d'exclusion de rupture pourtant censé s'appliquer dès la conception et la fabrication. *« On peut déplorer une nouvelle fois la grande liberté dont jouit EDF vis-à-vis de son devoir d'information de l'ASN comme du public, et s'inquiéter surtout qu'aucune procédure n'ait permis à l'ASN, pendant quinze ans, de repérer d'abord l'impact non pris en compte de la modification sur les études de sûreté, puis le choix d'EDF d'étendre l'exclusion de rupture pour masquer cette non-conformité »* constatent les experts de Négawatt[98].

En octobre 2021, l'ASN accepte *« dans son principe »* la solution proposée par EDF qui consiste à installer un collier de maintien de grandes dimensions autour de chaque piquage concerné. *« Ce collier vise, en cas de rupture de la soudure d'implantation du piquage, à limiter la taille de la brèche qui en résulterait. Les conséquences de cette brèche seraient alors couvertes par les études de sûreté actuelles du réacteur[99]. »* Plus de peur que de mal cette fois-ci pour EDF qui doit encore justifier les détails de ce bricolage auprès de l'Autorité de sûreté.

[97] L'ASN explique : *« Début 2017, à la suite des écarts détectés sur les soudures des tuyauteries VVP, l'ASN a demandé à EDF d'examiner la conformité des tuyauteries primaires principales au référentiel dit d' « exclusion de rupture. Dans ce cadre, l'instruction menée par l'ASN des derniers éléments de réponse apportés par EDF sur ces piquages fin 2020, a mis en évidence que les soudures de ces trois piquages ne respectaient pas l'ensemble des exigences de la démarche d'exclusion de rupture. »*

[98] Manon Besnard et Yves Marignac, « Problème de piquages du circuit primaire de l'EPR de Flamanville », Version 1, 19 mars 2021

[99] ASN, *« Écart de conception de trois piquages sur le réacteur EPR de Flamanville : l'ASN n'a pas d'objection de principe à la solution proposée par EDF »*, 20 octobre 2021

TAISHAN-1 ET 2, PREMIERS DÉMARRAGES ET PREMIER ARRÊT INEXPLIQUÉ

« La stratégie chinoise en matière de sûreté est l'incarnation de la pensée de Xi Jinping sur le socialisme à la chinoise de la nouvelle ère dans le domaine nucléaire, un élément important du cadre global de la sécurité nationale de la Chine, et une innovation majeure dans la théorie de la gouvernance de la sûreté nucléaire. »

Nuclear Safety in China. The State Council Information Office of the People's Republic of China - Septembre 2019

La centrale nucléaire de Taishan est située en bord de mer, à 50 km au sud de la ville de Taicheng, à 120 km au sud-ouest de Hong Kong (7,5 millions d'habitants) et à 150 km au sud de Canton (15 millions d'habitants), à l'est de la mégalopole de la Rivière des Perles, une immense zone urbaine de 41 000 km^2 comptant 70 millions d'habitants. Elle est située dans une zone tropicale humide affectée par les moussons. Elle comporte deux réacteurs, Taishan-1 et Taishan-2, de 1660 MWe (net) chacun. Si les deux tranches sont identiques dans leur plan, elles ne le sont pas dans leur fabrication. Les infrastructures et les équipements de l'îlot nucléaire de Taishan-2 ont essentiellement été réalisés par des entreprises chinoises.

Un premier accord-cadre a été signé le 26 novembre 2007 en présence des chefs d'État français et chinois, ce qui permet immédiatement le démarrage des travaux préliminaires du chantier de Taishan-1. En août 2008 est créée une *joint venture* dénommée *Guangdong Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited* (TNPC), dont l'objet est de construire et d'exploiter deux centrales nucléaires de technologie EPR à Taishan. La participation d'EDF au sein de TNPC s'élève à 30 % pour une durée

de 50 ans, soit la durée maximale autorisée pour une *joint venture* en Chine (le reste étant détenu par l'électricien public chinois CGN avec 51 % et *Guangdong Yuedian Group*, avec 19 %). TNPC est propriétaire et exploitant de la centrale et en supporte donc les coûts. EDF connaît bien son partenaire chinois CGN puisqu'il est l'exploitant des deux réacteurs de la centrale de Daya Bay, construite dans la même région dans les années 1990 par Framatome et Spie Batignolles, et de la centrale de Ling Ao où Framatome est également intervenu.

Les travaux de Taishan 1 et 2 ont démarré respectivement en octobre 2009 et en avril 2010. La construction de chaque réacteur devait durer 52 mois. Dans les faits, la mise en service commercial de Taishan 1 a eu lieu en décembre 2018, celle de Taishan 2 en septembre 2019, ce qui correspond à un retard de près de cinq ans dans les deux cas. Le coût initialement prévu pour les deux réacteurs était de 8 Md€, il aurait finalement été d'environ 12,3 Md€ (selon la Cour des comptes française[100]). Toutefois, ce chiffre est très approximatif parce que le périmètre du contrat n'est pas précisément connu et ne semble pas couvrir la totalité du chantier. Ce surcoût relativement modéré pour EDF s'accompagne néanmoins d'une mauvaise nouvelle pour l'électricien français : le tarif fixé par la Chine pour l'achat de l'électricité de Taishan, environ 56 €/MWh en 2019, est en dessous des espérances d'EDF[101].

Demi-réussite ou demi-échec ?

Comparé aux chantiers finlandais et chinois, celui de Taishan semble être un échec moins retentissant. Comment expliquer une telle différence ? Pourquoi les Chinois sont-ils les seuls à avoir réussi à faire fonctionner l'EPR ?

Du fait du très grand nombre de chantiers nucléaires en Chine dans la dernière décennie, le pays dispose de nombreuses entreprises dans le secteur du BTP et de la métallurgie habituées aux chantiers nucléaires. La Chine a mis en route ses premiers réacteurs commerciaux en 1994, elle en possède 52 actuellement (56 en France). En 2020, sa production nucléaire a dépassé celle de la France, ce qui en fait ainsi le deuxième producteur mondial après les États-Unis[102]. Toutefois, cette dynamique nucléaire a tendance à ralentir et les objectifs avancés par les différents plans nationaux ne sont pas tenus. Dans le même temps, la capacité renouvelable installée est passée de 759 à 894 GW en 2020, ce qui représente une augmentation de 18 %, très supérieure à celle du nucléaire (4,9 %)[103].

La construction de deux tranches simultanément a certainement aussi permis de réduire les coûts et les délais et, pendant toute une première période, Taishan a pu bénéficier du retour d'expérience d'Olkiluoto et de Flamanville. Officiellement, le chantier n'a connu aucun problème technique sérieux, à l'exception des vérifications imposées par les incidents signalés en Finlande et en France (notamment à propos de la cuve du réacteur de Flamanville). Il est également possible qu'une partie

[100] Cour des comptes, *La filière EPR*, 2020, p.80
[101] Nuclear Intelligence Weekly, 5 avril 2019
[102] « China Overtook France in Nuclear Power Generation », World Nuclear Industry Status Report, 10 juin 2021
[103] World Nuclear Industry Status Report, 2021

des retards s'explique par la volonté de maintenir un décalage de 12 ou 18 mois avec les chantiers des réacteurs finlandais et français pour ne pas avoir à essuyer les plâtres des nombreuses anomalies[104]. Même en admettant la supériorité de l'industrie chinoise, on peut s'étonner qu'aucun problème de soudure n'ait été constaté, qu'aucun composant important n'ait été remplacé ou que le système de contrôle-commande, qui a posé problème aux autorités de sûreté de Finlande, de France et du Royaume-Uni, n'ait apparemment suscité aucune interrogation en Chine.

Tout cela conduit à se demander dans quelle mesure cette apparente efficacité tient à la supériorité des industriels chinois sur les industriels finlandais et français et dans quelle mesure elle tient à des exigences moindres de la réglementation et de l'autorité de sûreté nucléaire chinoises, la *National Nuclear Safety Administration* (NNSA).

Plusieurs raisons pourraient expliquer une moindre intervention de l'autorité chinoise. La première, évoquée par l'autorité française, tient à la surcharge de travail de la NNSA du fait des très nombreux projets de centrales, s'appuyant sur des concepts très différents. Ainsi, en février 2013, Philippe Jamet, de l'ASN, évoque lors d'une audition parlementaire le manque de moyens de la NNSA qui empêche une collaboration satisfaisante.

Mais de nombreux observateurs étrangers s'interrogent aussi sur l'indépendance de cette institution. Si la NNSA a été créée en 1984, ce n'est qu'en 2008 qu'elle a obtenu le statut de sous-ministère (sous l'autorité du ministère de l'Environnement). Même ainsi, elle reste confrontée à la bureaucratie des autres ministères et à la puissance des exploitants nucléaires.

Différentes lois chinoises font référence à l'information du public sur les grands projets et, en 2007, une réglementation sur l'accès du public aux informations environnementales a été promulguée. Reste à savoir ce qu'entend le pouvoir chinois par information du public. Le Bureau d'État d'information du Conseil chinois met en avant différentes activités visant à vulgariser les sciences nucléaires avec des initiatives telles que la « *culture de la sûreté nucléaire dans les campus et la communauté* » ou l' « *Énergie nucléaire verte* » et des campagnes dans les médias[105]. Dans tous les cas, la divulgation d'informations sur le fonctionnement des centrales nucléaires chinoises, y compris la centrale nucléaire de Taishan, est limitée, en dehors du site officiel. Pour les centrales nucléaires relativement proches de la région administrative spéciale de Hong Kong, le gouvernement de Hong Kong peut publier les incidents divulgués par l'exploitant nucléaire et l'organisme de réglementation sur son site web gouvernemental.

Taishan, le cœur vibrant

Le 14 juin 2021, la chaîne américaine CNN dévoile un improbable scoop : depuis une semaine, le gouvernement américain évalue la demande de Framatome d'intervenir en urgence sur le réacteur

[104] Václav Bartuška, *« Final report of the government envoy for the expansion of the Temelín nuclear power station »*, 2014
[105] Nuclear Safety in China, The State Council Information Office of the People's Republic of China, septembre 2019

EPR de Taishan-1[106]. La filiale américaine de Framatome est tenue de faire cette demande parce que la réglementation américaine impose des restrictions aux relations commerciales avec la Chine. Pour obtenir une réponse favorable, elle a mis en avant « *une menace radiologique imminente* ». Le problème est particulièrement sensible puisque Taishan-1 est le premier réacteur EPR à avoir été mis en exploitation et qu'EDF est actionnaire à 30 % dans la société qui possède et exploite la centrale, TNPJVC.

Contrainte par la pression médiatique, EDF publie un communiqué laconique dans lequel elle reconnaît avoir été informée de l'augmentation de la concentration de certains gaz rares. La compagnie précise avoir, « *en tant qu'actionnaire de la société TNPJVC, sollicité la tenue d'un conseil d'administration extraordinaire de TPNJVC pour que le management présente l'ensemble des données et les décisions nécessaires* ». Framatome se contente d'expliquer que « *sur la base des informations disponibles, le réacteur est actuellement dans son domaine de fonctionnement et de sûreté autorisé* ». On apprend le 18 juin que la contamination du circuit primaire de Taishan-1 serait comprise entre 250 et 300 MBq/L alors que la limite révisée a été fixée à 324 MBq/L (les autorités chinoises auraient relevé les autorisations de rejet pour ne pas avoir à arrêter le réacteur alors qu'en France, une situation similaire aurait entraîné l'arrêt du réacteur)[107]. Cela n'empêche toutefois pas le groupe multilatéral international sur l'EPR d'affirmer que « *sur la base des informations fournies par la Chine, il s'agit d'une situation normale qui ne soulève pas de préoccupation particulière* ». Dans un communiqué du 22 juillet, EDF annonce qu'un nouveau conseil d'administration de TNPJVC s'est tenu et conclut que « *les paramètres radiochimiques de l'eau du circuit primaire demeurent en deçà des seuils réglementaires en vigueur à la centrale de Taishan, seuils qui sont cohérents avec les pratiques internationales* », tout en précisant que le réacteur serait arrêté dans une telle situation en France. Finalement, le 30 juillet, CGN annonce que Taishan-1 est mis à l'arrêt pour évaluer la situation.

Sept mois plus tard, la situation n'est pas plus claire. Malgré les répercussions potentiellement importantes pour les autres réacteurs EPR, aucun pays concerné ne donne de précisions supplémentaires. Selon des informations fournies par un média spécialisé, le problème serait apparu très peu de temps après le premier arrêt de tranche sur le réacteur qui s'est accompagné du remplacement de 75 des 241 assemblages du cœur. Mais cela ne permet pas obligatoirement d'identifier l'origine du problème. D'innombrables causes peuvent avoir entraîné cette situation. Cependant, compte tenu du très petit nombre d'informations fourni par les autorités chinoises ou françaises et de la complexité des contraintes mécaniques, thermiques ou d'irradiation mises en jeu à l'intérieur de la cuve du réacteur de l'EPR, de très nombreuses hypothèses peuvent être envisagées, d'autant plus que la conception du réacteur, son pilotage ou sa maintenance peuvent être incriminés. EDF a indiqué initialement qu'il pouvait s'agir d'un "simple" défaut de fabrication sur un lot de combustible (fabriqué en France), une hypothèse peu plausible. Par ailleurs, des problèmes de

[106] « Exclusive: US assessing reported leak at Chinese nuclear power facility », *CNN*, 14 juin 2021

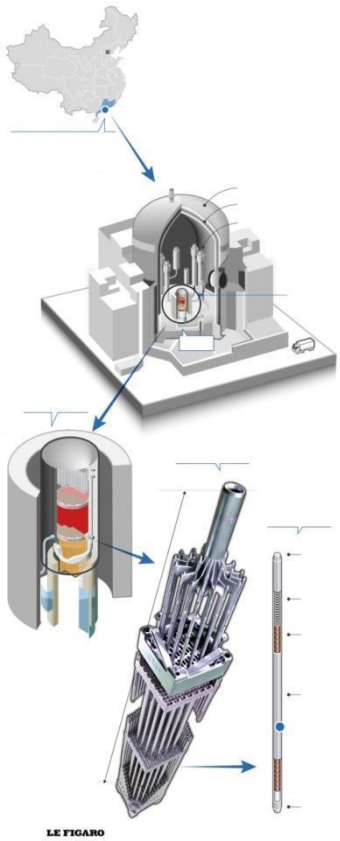
[107] En France, il existe trois seuils : au-delà de 10 giga becquerels par tonne la surveillance du coeur doit être renforcée, au-delà de 150 GBq/t l'arrêt du réacteur doit être envisagé dans les 48 h, délai qui tombe à 8 h si le taux dépasse les 300 GBq/t. Nuclear Intelligence Weekly, 18 juin 2021.

« desquamation »[108] sont apparus récemment sur le combustible de réacteurs de type N4 en France (Chooz et Civaux), qui pourraient évoquer un problème plus générique sur les combustibles en alliage M5 utilisés aussi bien dans les N4 que dans les EPR. En ce qui concerne les phénomènes constatés en France, l'IRSN évoque une faible teneur en fer dans le lot de combustible suspecté ainsi qu'une température plus élevée dans la partie supérieure du cœur nucléaire des réacteurs de plus forte puissance[109]. Ce dernier critère pourrait aussi s'appliquer à l'EPR.

Le 27 novembre 2021, la CRIIRAD (Commission de recherche et d'information indépendantes sur la radioactivité) a donné, dans une lettre adressée au président de l'Autorité de sûreté française, un éclairage particulier sur l'événement à partir d'informations recueillies auprès d'un lanceur d'alerte qui travaille dans l'industrie nucléaire. Selon cette source, *« les dégradations constatées sur les assemblages de combustible nucléaire déchargés du réacteur Taishan-1 indiquent qu'elles sont dues principalement à des vibrations anormales des assemblages[110] »*. L'endommagement aurait commencé dès le premier cycle 1 (juste après le démarrage initial de Taishan-1), mais ne se serait vraiment manifesté que lors du 2e cycle. Le lanceur d'alerte attribue le problème à un défaut de conception de la cuve de l'EPR, inspirée du réacteur allemand Konvoi (il n'y a pas de traversées de fond de cuve, à la différence des générateurs plus anciens du parc nucléaire français). Elle présenterait *« une hydraulique en fond de cuve pas très réussie qui donne une distribution d'alimentation inégale dans les assemblages. Un courant transverse se crée dans le cœur et fait bouger les assemblages, surtout ceux en périphérie »*.

Le 19 janvier 2021, l'IRSN et l'ASN ont confirmé l'existence d'un problème d'hydraulique sur le cœur de l'EPR. Pour Karine Herviou, directrice générale adjointe de l'IRSN, *« l'EPR a un problème de conception de sa cuve : la circulation de l'eau sous pression ne s'y passe pas comme prévu et entraîne des vibrations qui usent précocément les assemblages de combustible[111] »*. Elle a par ailleurs indiqué que *« les assemblages de combustible ont été conçus de façon différente à Olkiluoto »* et pourraient mieux résister à la pression qu'à Taishan.

[108] *« La desquamation correspond à la perte localisée d'une partie de la couche d'oxyde se formant à la surface de la gaine de combustible au cours de l'irradiation »,* IRSN, Avis N° 2021-00151
[109] « Ce combustible nucléaire qui empoisonne la vie d'EDF », *Journal de l'Energie*, 2 août 2021
[110] CRIIRAD, « Les incidents survenus sur l'EPR Taishan 1 et leurs conséquences sur Flamanville 3 et sur la filière EPR », 27 novembre 2021
[111] « EDF a du mal à cuver son nucléaire », *Le Canard enchaîné,* 19 janvier 2022



Une fuite de gaz rares au cœur du premier EPR chinois. Infographie Le Figaro. 2021

Pourtant, ni EDF ni l'ASN n'ont fourni d'autres explications. Elles continuent d'affirmer qu'il s'agit vraisemblablement d'un phénomène multifactoriel. L'ASN a toutefois admis que le feu vert définitif ne pourrait être donné à l'EPR de Flamanville sans la résolution du problème.

Dans son communiqué du 16 décembre 2021, à l'occasion de l'autorisation de démarrage de Olkiluoto-3, l'autorité de sûreté finlandaise a jugé que le problème rencontré à Taishan avait peu de chances de se produire à Olkiluoto, mais par mesure de précaution elle procéderait à une inspection visuelle du combustible à l'occasion du premier arrêt de tranche. Mais, selon la CRIIRAD, *« les échanges entre un lanceur d'alerte qui travaille dans l'industrie nucléaire et la CRIIRAD suggèrent que la situation est beaucoup plus complexe. Par exemple, dans le cas d'OL3, le combustible ne présenterait certes pas la problématique de casse des ressorts de maintien des crayons, mais il serait plus "souple" que celui utilisé à Taishan et pourrait donc être encore plus impacté par les phénomènes vibratoires »* [112].

Chronologie Taishan-1 et 2

[112] « Démarrage du réacteur OL3 à Olkiluoto (Finlande) : un pari risqué », *Communiqué de presse de la CRIIRAD*, 22 décembre 2021

Août 2007	Les négociations avec la Chine pour la vente de réacteurs EPR piétinent. Les autorités chinoises s'inquiètent des retards du chantier d'Olkiluoto. Elles décident que les futurs EPR seront construits sur un site nouveau, à Taishan, dans la province du Guangdong.
Novembre 2007	Contrat signé entre Areva et CGN pour la réalisation de 2 EPR à Taishan pour une somme totale de 8 Mds€. Le périmètre des travaux couverts par le contrat n'est pas clair, mais il ne porte apparemment pas sur la totalité du projet. La centrale appartiendra à une nouvelle société, *Taishan Nuclear Power Company* (TNPC), dans laquelle EDF détiendra 30 % du capital.
Octobre 2009	Premier béton nucléaire pour Taishan-1. La durée de construction prévue est de 52 mois et donc un démarrage pour début 2014[113].
Avril 2010	Premier béton nucléaire pour Taishan-2. Le démarrage pour cette tranche est prévu pour août 2014.
Juin 2011	TNPC affirme que Taishan-1 est en bonne voie pour une exploitation commerciale en décembre 2013.
Juin 2012	Mise en place de la cuve de Taishan-1.
Janvier 2014	Au cours d'une intervention à l'AIEA, un responsable chinois reconnaît que Taishan-1 est en retard de 15 mois et Taishan-2 de 13 mois, mais il ne donne aucune explication sur ces retards.
Octobre 2014	Mise en place de la cuve de Taishan-2
Avril 2015	À la suite de l'annonce des non-conformités sur la cuve de l'EPR de Flamanville, le ministre chinois de l'Environnement avertit que le combustible ne sera pas chargé à Taishan tant que les problèmes de sûreté liés aux cuves des EPR n'auront pas été résolus[114].
Mai 2015	Mise en place du premier générateur de vapeur (GV) chinois sur un EPR. Tous les GV de Taishan-2 seront chinois alors que tous les GV de Taishan-1 avaient été fabriqués à Saint-Marcel (France).
Décembre 2017	FactWire, un média en ligne indépendant basé à Hong Kong, découvre, après avoir consulté un document de l'ASN française[115], qu'un dôme elliptique destiné à un générateur de vapeur du réacteur de Taishan-2 n'était pas conforme. Des taux de carbone atteignent 0,302 % au niveau de la tubulure d'échappement vapeur (très supérieurs à la limite de 0,22 %

[113] « China General Nuclear vows to meet new deadline for world's first EPR reactor », *South China Morning Post*, 26 mars 2017

[114] « China says no fuel loading at Areva-designed reactor until safety issues cleared », Reuters, 16 avril 2015

[115] ASN, *« Composants d'ESPN installés sur le parc en exploitation présentant un risque de présence de ségrégations majeures positives résiduelles du carbone », 13 juin 2016*

	prévue ce qui a un impact négatif important sur les propriétés mécaniques de ce composant essentiel à la sûreté du réacteur)[116].
Décembre 2017	FactWire révèle que, lors de tests sur le réacteur de Taishan-1, des fissures seraient apparues sur le dégazeur, un composant de 46 m de long et 4,75 m de diamètre du circuit secondaire du réacteur (pièce fabriquée par Harbin Electric en Chine)[117]. Le média indépendant affirme en outre que les défauts sur le dégazeur étaient connus dès 2012[118].
6 juin 2018	Divergence du réacteur de Taishan 1.
18 juin 2018	FactWire explique que le démarrage de Taishan a été effectué alors que l'autorité de sûreté (NNSA) avait découvert plusieurs problèmes importants lors d'une inspection fin mai et avait demandé que ces problèmes soient résolus avant le démarrage du réacteur.
29 juin 2018	Connexion au réseau de Taishan-1.
14 décembre 2018	Mise en service commercial de Taishan-1.
Septembre 2019	Mise en service commercial de Taishan-2. Le réacteur de Taishan-2 avait divergé en mai et été raccordé au réseau en juin.
Juillet 2020	La Cour des comptes française estime que les deux réacteurs de Taishan ont coûté environ 12,3 Md€ soit 60 % de plus que prévu.
14 juin 2021	CNN annonce une situation urgente sur Taishan-1.
30 juillet 2021	Arrêt de Taishan 1. Le 30 septembre, CGN confirme que l'arrêt vise à « *découvrir la cause des crayons combustibles défectueux et les remplacer* ».
Novembre 2021	FactWire révèle que Taishan-1 a connu 428 heures d'arrêts non programmés dus à des « *facteurs humains* » au cours de sa première année d'exploitation en 2018. Selon un expert, cette situation reflète un manque de formation des opérateurs[119].

[116] « French official documents reveal flaw in another Taishan nuclear plant component », *FactWire*, 21 décembre 2017

[117] « Tests reveal crack in key component of Chinese nuclear power plant, 130km west of Hong Kong », *FactWire*, 12 décembre 2017

[118] « Welding defects in deaerator at Taishan nuclear plant known to manufacturer in production stage, documents show », *FactWire*, 14 décembre 2017

[119] « Records show long hours of unplanned shutdown caused by 'human factors' in Taishan Unit 1's first year of operation », *FactWire*, 4 novembre 2021

HINKLEY POINT-C, LE NUCLÉAIRE ENTRE LIBÉRALISME ET AIDES D'ÉTAT

> *« EDF démarrera sa première centrale nucléaire en Grande-Bretagne avant Noël 2017 parce que ce sera le bon moment. […] Sans cela les lumières s'éteindront. »*
>
> Interview de Vincent de Rivaz, alors directeur d'EDF Energy, en 2007

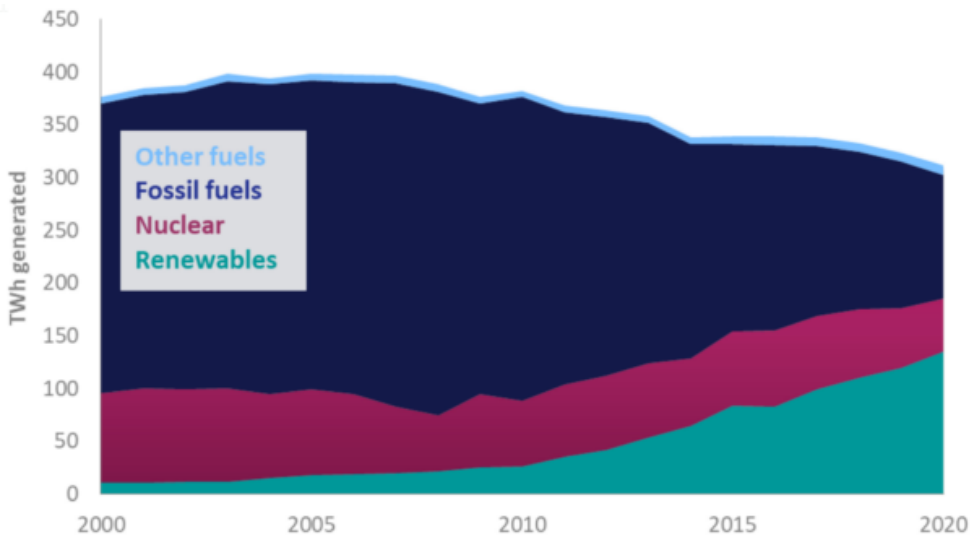
Le premier béton nucléaire de Hinkley Point C, dernier chantier d'EPR en date, a été coulé en décembre 2018 après plus de dix ans de négociations et d'hésitations du gouvernement britannique. EDF prévoit maintenant la date de 2026 pour le démarrage du premier des deux réacteurs EPR qui composent la centrale de Hinkley Point C. Jusqu'à présent, les retards et les surcoûts sont attribués par EDF à la pandémie de Covid-19 et à des difficultés de terrassement.

Les moyens humains et techniques déployés sur le site sont considérables. S'appuyant sur le retour d'expérience des chantiers finlandais et français (géométries complexes, présence simultanée de nombreux sous-traitants sur le site, grand linéaire de soudures dans le cas du *liner*), les sous-traitants d'EDF à Hinkley Point ont recouru à une stratégie de « *préfabrication lourde* » (avec notamment 23 000 m^3 de béton préfabriqué sur les 475 000 m^3 au total de l'îlot nucléaire, soit environ 5 %). Pour cela, ils ont fait appel à la SGC 250, une gigantesque grue capable de lever des charges pouvant aller jusqu'à 1600 tonnes. « *Big Carl* », comme elle est surnommée, devrait procéder à environ 700 levages d'éléments préfabriqués sur une période de quatre ans[120]. L'utilisation de systèmes informatiques sophistiqués est également prévue pour la préparation des ferraillages. Jusqu'à présent, ce choix technique semble porter ses fruits et permettre au chantier d'avancer assez régulièrement. Deux

[120] « Big Carl Lifts 575T Steel Band At Hinkley Point C Nuclear Plant », *Sarens*, 9 février 2021

considérations doivent cependant tempérer ce constat. D'une part, on ne connaîtra sans doute pas avant un bon moment le bilan économique de l'opération et, d'autre part, il faut se rappeler que, dans le cas d'Olkiluoto-3 et Flamanville-3, les anomalies se sont souvent révélées très tardivement, au moment de contrôles exigés par les autorités de sûreté. On remarquera également que, pendant que le gouvernement britannique tergiversait sur les bienfaits du *« nouveau nucléaire »*, les énergies renouvelables ont connu une croissance considérable au Royaume-Uni (voir figure).

Néanmoins, dans un pays où la tradition de libéralisme économique est fortement ancrée, la question du financement occupe une place centrale dans le débat public et le débat politique, plus que le débat sur la sûreté. La France s'est intéressée au marché anglais dès les débuts de la commercialisation de l'EPR et a centré ses efforts sur la résolution de ce défi économique. En effet, le parc nucléaire britannique est constitué presque exclusivement de réacteurs AGR (comparables aux réacteurs graphite-gaz français) déjà anciens et ces installations vieillissantes devront être fermées dans les années qui viennent. En 2007, EDF et Areva soumettent leur projet à l'autorité de sûreté britannique, l'*Office of Nuclear Regulation* (ONR). L'EPR n'est alors qu'un des projets de nouveau nucléaire envisagés par le Royaume-Uni. Désireuse de s'implanter durablement dans le pays, notamment pour être en meilleure position par rapport à la concurrence, EDF décide de racheter *British Energy* et donc l'ensemble du parc nucléaire britannique. La transaction s'élève à 12,5 milliards de livres sterling (environ 15 Md€ à l'époque), prix jugé exorbitant à l'époque et qui a largement contribué à creuser la dette d'EDF[121]. EDF Energy devient donc ainsi propriétaire du site d'Hinkley Point, à quelques dizaines de kilomètres de Cardiff sur la côte ouest de la Grande-Bretagne, où se trouvent déjà des réacteurs plus anciens.



Digest of UK Energy Statistics Annual data for UK, Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2020

[121] « EDF: une conquête internationale très cher payée », *Mediapart*, 19 juin 2009

En novembre 2012, l'ONR accorde à NNB Generation Company (une filiale créée par EDF Energy pour les projets de nouveau nucléaire au Royaume-Uni) une licence de site pour Hinkley Point. C'est la première fois qu'une telle licence est accordée à une centrale depuis 1987.

Afin de réduire les coûts, EDF a prévu la construction simultanée de deux EPR de 1600 MW, comptant à la fois sur l'effet de série et le retour d'expérience des trois chantiers déjà engagés. Mais il ne peut être question que l'État aide directement un exploitant nucléaire, d'autant plus que la Commission européenne doit veiller à interdire un tel subventionnement qui fausserait la concurrence. Il faut d'une part qu'EDF, déjà lourdement endettée, dispose d'un financement suffisant pour réaliser le chantier et d'autre part que l'opération soit suffisamment rentable pour obtenir ce financement et rentabiliser l'opération.

Le problème des coûts d'investissement reçoit une réponse partielle en 2015 par la modification de l'actionnariat de NNBG. EDF possède désormais une participation de 66,5 % dans la filiale, le reste étant détenu par le géant nucléaire CGN (*China General Nuclear Power Group*), son partenaire en Chine depuis les années 1980. Ce n'est pas l'EPR qui a motivé l'entrée du géant chinois de l'énergie dans le projet de Hinkley Point-C, mais plutôt la perspective de s'implanter durablement sur le marché britannique, notamment pour exporter son réacteur Hualong One.

Mais tout le monde ne voit pas d'un très bon œil le poids croissant de la Chine dans un domaine clé du secteur énergétique britannique. Si la présence de CGN aux côtés d'EDF ne semble pas remise en cause en ce qui concerne Hinkley Point-C, des voix s'élèvent pour dénoncer cette même collaboration entre CGN et EDF dans un autre projet d'EPR au Royaume-Uni, celui de Sizewell-C.

L'accord conclu en 2016 prévoit que les coûts de construction sont supportés par les seuls investisseurs et EDF n'a pas cherché à utiliser les facilités de financement accordées à un moment donné par le gouvernement britannique. Le véritable élément déterminant dans le projet de Hinkley Point-C concerne en fait le financement pendant l'exploitation du réacteur. Après de longues discussions, le gouvernement britannique a convenu avec EDF, en septembre 2016, un dispositif financier jusqu'alors inconnu dans le monde nucléaire : le « *contrat pour différence* ».

Au cœur du réacteur, le financement

Le financement des réacteurs EPR de Hinkley Point est basé sur un dispositif inspiré d'un produit dérivé, le contrat pour différence (*contract for difference* ou CfD). Dans le cas de Hinkley Point-C, le contrat est d'une durée de 35 ans à partir de la mise en service de la centrale, et il fixe un prix « *strike* » du mégawatt-heure (MWh) à 92,5 £ de 2012 (soit environ 115 £ de 2020, ou 138 € actuellement). Ce système est en fait utilisé depuis un certain temps pour certains projets d'énergie renouvelable. Plusieurs dizaines d'autres contrats du même type ont été conclus pour des projets « *bas carbone* », mais aucun ne représente un investissement comparable à celui de Hinkley Point-C, que ce soit en

termes de montant global ou de durée. Par ailleurs, une importante proportion des projets pour lesquels le CfD a été utilisé portaient sur des prix du MWh inférieurs à ceux de Hinkley Point[122].

Ce prix particulièrement élevé fait grincer des dents du côté du NAO (*National Accounting Office*, équivalent de la Cour des comptes française) qui rappelle qu'en 2008 EDF avait évalué le coût du MWh à 45 £. L'institution insiste également sur le fait que ce prix sera en définitive supporté par les consommateurs ce qui, compte tenu du différentiel avec le prix actuel des énergies renouvelables, pourrait se traduire par un surcoût vertigineux[123].

Aux termes du contrat, l'électricité produite par la centrale de Hinkley Point-C sera vendue sur le marché de gros. Si le prix du marché de gros est inférieur au prix *« strike »*, l'exploitant sera remboursé de la différence par une entreprise publique spécifique qui est financée par un prélèvement sur la facture des consommateurs d'électricité, la LCCC (*Low Carbon Contracts Company*). Si le prix du marché devenait supérieur à ce prix, ce serait la filiale d'EDF Energy, NNBG, qui devrait reverser la différence à la LCCC.

Le gouvernement britannique a ajouté deux dispositions visant à empêcher des profits indus d'EDF et de son allié chinois. D'une part, si la construction de la centrale coûte moins cher que prévu, les économies seront partagées à parts égales entre NNBG et la LCCC. D'autre part, si le retour sur investissement est supérieur à celui prévu (11,4 %), la LCCC en récupérera 30%. Au vu de l'évolution du chantier, il y a peu de chances que ces mécanismes soient activés.

L'opération n'est toutefois pas totalement sans risque pour EDF puisque, *« en cas de retard excessif [en 2033], le gouvernement britannique peut annuler le CfD et donc le tarif garanti.*[124] *»*

Chronologie Hinkley Point C

Février 2007	Le directeur d'EDF Energy, Vincent de Rivaz, affirme que les Britanniques feront cuire leur dinde de Noël de 2017 grâce au nouveau nucléaire.
Septembre 2007	EDF/AREVA NP soumet le design de l'EPR à l'autorité de sûreté anglaise.
Septembre 2008	EDF achète British Energy pour 12,4 Md£. Elle devient ainsi propriétaire de la centrale de Hinkley Point. L'électricien annonce qu'il veut construire deux réacteurs à Sizewell dans le Suffolk et deux à Hinkley Point dans le Somerset.
Mai 2010	Un accord de coalition conclu entre les conservateurs et les libéraux-démocrates précise *: « Les conservateurs sont déterminés à autoriser le remplacement des centrales nucléaires existantes [...] à condition qu'elles ne reçoivent pas de subventions publiques. »*

[122] *« Sur les 27 CfD attribués en 2015, 22 ont un prix garanti inférieur à celui d'Hinkley Point : les projets solaires photovoltaïques se situent entre 50 et 79£/MWh, l'éolien terrestre entre 79 et 83 £ »,* Thibault Laconde, *« Comprendre le "contract for difference" et le montage financier du projet nucléaire d'Hinkley »,* 25 juillet 2016
[123] National Accounting Office, « Hinkley Point C », juin 2017
[124] Thibault Laconde, ibid.

Juillet 2011	La décision est prise de commencer les travaux de terrassement sur le site de Hinkley Point bien qu'EDF n'ait pas reçu l'autorisation de construire un nouveau réacteur.
Décembre 2012	L'autorité de sûreté britannique (ONR) valide la conception du réacteur EPR destiné au Royaume-Uni (UK-EPR).
Avril 2013	Permis de construire accordé pour Hinkley Point-C.
Octobre 2013	Le gouvernement britannique et EDF parviennent à un accord sur un prix de vente garanti de 92.50£ /MWh (prix 2012) pendant 35 ans, un prix alors très au-dessus des prix du marché.
Octobre 2014	La Commission européenne approuve le financement du projet de Hinkley Point-C.
Octobre 2015	Signature d'un accord d'investissement stratégique entre EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN). CGN accepte de prendre une participation de 33,5 % (sur 18 Md£) dans le projet de HPC. Les investisseurs seront les seuls à supporter les risques de l'investissement. Ils conviennent également des modalités générales d'un partenariat plus vaste visant au co-développement de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex.
Mars 2016	Thomas Piquemal, directeur financier d'EDF, démissionne en raison de son désaccord sur le projet de Hinkley Point-C. Il évoque les risques financiers et stratégiques de cet investissement pour EDF[125].
Mai 2016	EDF annonce dans un communiqué que Hinkley Point-C coûtera 18 Md£. *« Ces 18 Mds£ intègrent, et ont toujours intégré, une marge pour aléas. Si nous construisons Hinkley Point C pour un coût moindre, le gain sera partagé avec les clients au travers du mécanisme de partage des gains du Contrat pour Différence. Dans le cas contraire, les clients ne supporteront aucun surcoût[126]. »*
Septembre 2016	Feu vert final du gouvernement britannique à la construction de Hinkley Point-C. EDF confirme que la centrale d'Hinkley Point C produira de l'électricité en 2025 et que le coût de construction du projet, de 18 Md£ en nominal (coûts exprimés en monnaie courante au moment où ils sont dépensés).
Juin 2017	Le National Audit Office estime que Hinkley Point C est une opération *« risquée et coûteuse »*.[127]
Décembre 2018	Premier béton nucléaire pour Hinkley Point C-1
Septembre 2019	EDF revoit à la hausse son estimation des coûts de construction de Hinkley Point C qui passent de 19 Md£ à 21,5-22,5 Md£ (de 2016). EDF évoque des *« conditions de terrain difficiles »*. L'électricien explique que la date de fin chantier pourrait glisser jusqu'en 2027. Dans ce cas les coûts connaîtraient une augmentation supplémentaire 0.7 Md£.
Novembre 2019	Lors d'une conférence nucléaire, le directeur technique EDF du projet explique que les réacteurs de Hinkley Point C seront sensiblement différents de Flamanville-3 (pourtant le réacteur de référence) et disposeront de 20 % d'équipements de plus que ceux de Taishan. Selon lui, il s'agit de fait d'un réacteur prototype dans un pays qui n'a pas construit

[125] « Impacts financiers d'Hinkley Point-C pour EDF », *Greenpeace France*, juillet 2016
[126] « Précisions sur le projet Hinkley Point C », Communiqué de presse d'EDF, 12 mai 2016
[127] National Audit Office, *« Hinkley Point C »*, 23 juin 2017

	de nouvelle installation depuis plus de 30 ans, qui associe deux actionnaires et trois gouvernements[128].
Décembre 2019	Premier béton nucléaire pour Hinkley Point C-2.
Juillet 2020	L'Autorité des marchés financiers (AMF) condamne EDF à une sanction de 5 millions d'euros. Le gendarme boursier reproche au groupe des défaillances dans sa communication sur la construction de deux réacteurs nucléaires à Hinkley Point en 2014. Henri Proglio, PDG à l'époque des faits, est également condamné à 50 000 euros.
Janvier 2021	EDF annonce que la pandémie de Covid-19 a fortement impacté le chantier. Le coût envisagé est maintenant de 23 Md£ (au cours de 2015) et la mise en service commercial est repoussée à 2026 au moins[129].
Décembre 2021	Selon The Times, qui cite des sources anonymes de l'industrie, le problème découvert sur le combustible du réacteur EPR de Taishan-1 pourrait retarder le chantier des réacteurs de Hinkley Point C. Le porte-parole d'EDF se refuse à tout commentaire sur un éventuel retard.

[128] « Costs and financing key to Europe's nuclear future », *World Nuclear News*, 7 novembre 2019

[129] « Hinkley Point C delayed until at least 2026 », *World Nuclear News*, 2021

L'EPR DANS LA SPIRALE DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Dans un rapport de 2020, la Cour des comptes souligne que *« la décision de construire ou non de futurs EPR aura des conséquences jusqu'au 22e siècle »*. Pour saisissante qu'elle soit, cette formule n'est qu'à moitié vraie. Le démarrage de Flamanville-3 se traduira immédiatement par la production de déchets nucléaires dangereux pendant des centaines de milliers d'années.

Lorsque le projet de l'EPR de Flamanville-3 a été soumis au débat public en 2005[130], EDF a indiqué que le futur réacteur ne produirait annuellement que 5 m^3 de déchets haute activité à vie longue (vitrifiés) et 4 m^3 de déchets de structure (compactés en fûts métalliques). Ces chiffres s'appuient sur l'hypothèse que la totalité du combustible usé issu de l'EPR serait retraitée. C'est le premier problème : la stratégie de retraitement des combustibles (à l'usine de La Hague actuellement) est largement une supercherie technique. Le retraitement ne fait pas disparaître la radioactivité, il la répartit dans différents flux de déchets dont certains seront stockés et d'autres purement et simplement rejetés dans l'environnement. Par ailleurs, les volumes annoncés ne tiennent pas compte des conditionnements qui seraient nécessaires pour un stockage en profondeur.

EDF prétend également que l'EPR produira moins de déchets que les réacteurs des paliers précédents parce qu'il utilisera plus complètement le combustible et aura donc un taux de combustion très élevé (en moyenne 60 GWj/t pour un combustible UOx/à l'uranium). Mais EDF oublie de signaler que ce combustible irradié aura une composition différente (la teneur pour certains éléments radioactifs importants sera jusqu'à sept fois plus importante) et qu'il sera plus chaud à son déchargement, ce qui nécessitera un entreposage plus long avant son transport et son éventuel retraitement. Pour brouiller un peu plus les pistes, EDF reste dans le flou sur l'utilisation partielle ou totale d'un combustible MOX (mélange uranium/plutonium), ce qui renforce encore la complexité d'un bilan définitif. Toutes les prévisions du Commissariat à l'énergie atomique sur les quantités de déchets haute activité qui seront produites reposent sur l'essor de technologies mirifiques (multirecyclage du combustible MOX dans une future génération d'EPR, nouveaux réacteurs surgénérateurs vers 2080 ou 2100) dont l'existence n'est pour le moment attestée que sur les papiers glacés des rapports qui visent à obtenir de l'État des moyens financiers supplémentaires[131].

---

[130] Commission particulière du débat public, *« EPR "Tête de série" - Projet de centrale électronucléaire Flamanville 3 »*, 2005-2006

[131] Commission nationale d'évaluation des recherches et études relatives à la gestion des matières et déchets radioactifs, *Rapport n° 15*, 2021

Il est intéressant de comparer les chiffres donnés pour Flamanville-3 avec ceux qui sont indiqués en Finlande et au Royaume-Uni où le retraitement du combustible usé des EPR n'est pas prévu. Première constatation, dans les deux cas une installation spécifique est prévue pour un entreposage intérimaire d'une cinquantaine d'années minimum, en piscine (Olkiluoto) ou à sec (Hinkley Point). On remarquera que l'exploitation et le démantèlement de ces installations produiront également des quantités importantes de déchets.

Sur la base des chiffres fournis par EDF au Royaume-Uni, la NDA (*Nuclear Decommissioning Authority*) a estimé que l'exploitation pendant 60 ans d'un EPR aboutirait à 3600 assemblages irradiés[132]. À raison de 4 assemblages encapsulés dans un conteneur en cuivre, il faudrait environ 15 ha pour les tunnels nécessaires à l'enfouissement des conteneurs. Un volume de 2097-3651m^3 est prévu pour les déchets de moyenne activité, selon l'emballage utilisé.

En Finlande, la réglementation sur les déchets nucléaires prévoit une comptabilité précise liée à une prise en charge financière. Les bases de calcul en Finlande semblent quelque peu différentes. Si, comme dans les autres pays, l'EPR contient 241 assemblages de 265 crayons, la structure de ces assemblages semble différente[133] et leur taux de combustion prévu est inférieur (45 GWj/t)[134]. L'exploitant envisage la production de plus de 4000 assemblages combustibles. Il prévoit également environ 7500 m^3 de déchets « contaminés » au moment du démantèlement en précisant que le calcul prévoit un remplacement des quatre générateurs de vapeur (GV) au cours de la durée de vie de l'installation.

Ces chiffres, sensiblement différents selon les pays, sont loin de rendre compte de l'ensemble des déchets produits par l'EPR. Les bilans des quantités de déchets nucléaires déjà stockés, qui dépassent largement le million de mètres cubes en France et au Royaume-Uni, sont là pour témoigner des promesses non tenues par l'industrie nucléaire depuis des décennies. Il faut noter que les opérations de démantèlement de réacteurs commerciaux n'en sont qu'à leur début en France. Le démantèlement du réacteur de Brennilis (de faible puissance) accumule les difficultés depuis 35 ans et celui de Chooz A, plus de trente ans après sa mise à l'arrêt, arrive seulement à la phase de découpage de la cuve. Quant à la question du démantèlement des installations de retraitement, elle est soigneusement étouffée par différents euphémismes. On ne parle pas de démantèlement de l'usine de La Hague, mais de « jouvence » de ses ateliers et la reprise de déchets anciens fait l'objet de patientes recommandations de l'autorité de sûreté depuis des dizaines d'années. La discrétion est aussi de mise à propos d'UP1, la première installation de retraitement française, à Marcoule, arrêtée définitivement

[132] Department of Energy and Climate Change, *Appraisal of Sustainability of the revised draft Nuclear National Policy Statement*, octobre 2010

[133] Selon Karine Herviou, directrice générale adjointe de l'IRSN, *Le Canard enchaîné*, 19 janvier 2022

[134] En supposant un cycle d'un an et un taux de combustion maximum de 45 MWj/kgU par assemblage, le réacteur consomme approximativement 65 assemblages par an, ce qui correspond à environ 35 tonnes d'uranium. […] Le taux d'enrichissement en uranium en termes d'isotope U235 varie selon les crayons. Le chargement initial du cœur du réacteur consiste en des assemblages qui ont une concentration moyenne en U235 entre 1,9 et 3,3 %. Les concentrations moyennes par crayon en U235 des chargements suivants varient entre 3 et 5 %. D'après TVO, *Operating License Application*, avril 2016

en 1997, où « *des silos contenant plusieurs milliers de m^3 de déchets solides en vrac morcelés (gainage du combustible…) ou pulvérulents (résidus de traitement des eaux de piscine…) doivent être vidés et leur contenu conditionné, avant d'être assainis*[135] ». Enfin, les bilans globaux présentés par l'industrie nucléaire oublient systématiquement l'amont du cycle, c'est-à-dire les différentes opérations permettant d'obtenir l'uranium entrant dans la fabrication des combustibles[136].

En décidant le démarrage de l'EPR, la France ne va pas s'engager dans la production de quelques mètres cubes de déchets vitrifiés de haute activité par an, elle va ouvrir la porte à la production, dans le siècle qui vient, de millions de mètres cubes de déchets nucléaires de toutes catégories, en France et à l'étranger, dont la gestion reviendra aux générations futures.

[135] IRSN, *Les démantèlements d'installations nucléaires en France*
[136] Greenpeace, *La crise mondiale des déchets nucléaires*, 2019

LE CHOIX STRUCTURANT DE L'EXCLUSION DE RUPTURE

Les différentes non-conformités qui ont émaillé le déroulement du chantier de construction de l'EPR de Flamanville ont souvent amené l'ASN à faire référence à *« l'exclusion de rupture »*, un concept assez déconcertant pour le non-initié. Comment traiter un risque en excluant son apparition ? Comment est apparu ce concept ?[137] Comment est-il appliqué, notamment dans le cas de l'EPR ? La réponse n'est pas facile à apporter, notamment parce que, comme le souligne l'IRSN, *« il n'existe pas de réglementation ou de référentiel technique prescriptif qui fixe les exigences qu'un exploitant doit retenir pour justifier l'exclusion de rupture*[138] *»*.

Pour l'ASN, *« l'exclusion de rupture implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Il permet à l'exploitant de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation. »* Cette définition assez abstraite ne permet toutefois pas d'appréhender l'importance réelle du principe de l'exclusion de rupture.

Dans une approche sensiblement différente, l'IRSN présente ainsi les conditions de son application : *« Les circonstances conduisant un exploitant à exclure, dans la démonstration de sûreté, la rupture de certains équipements mécaniques en tant qu'événement déclencheur peuvent, selon l'IRSN, relever des deux cas suivants :*

- Cas 1 : la prise en compte de la rupture ne peut pas être envisagée car, au vu de l'état des connaissances et des techniques disponibles, la définition et la mise en oeuvre de dispositions raisonnables pour en limiter les conséquences ne sont pas réalisables ou leur efficacité ne peut être démontrée ;

---

[137] Par exemple, dans son analyse de la demande d'autorisation de création de Flamanville-3, l'ASN classe l'approche de l'exclusion rupture dans la catégorie des *« innovations introduites par rapport aux réacteurs en exploitation en réponse à des préoccupations industrielles »*, Rapport ASN/DCN/n° 0080-2007, 16 février 2007

[138] IRSN, *La démarche d'exclusion de rupture. Document du référentiel d'expertise de sûreté*, 1er juillet 2019

- *Cas 2 : la prise en compte de la rupture est possible et la définition ainsi que la mise en oeuvre de dispositions pour en limiter les conséquences sont réalisables, mais l'exploitant fait le choix de ne pas retenir cette rupture et considère pouvoir l'exclure, moyennant des exigences spécifiques de conception, de fabrication et de surveillance.*[139] »

L'exclusion de rupture serait donc utilisée soit dans les cas où il est impossible de mettre en place les moyens techniques d'empêcher les conséquences catastrophiques de la rupture d'un composant essentiel, soit dans les cas où l'exploitant le choisit en échange d'engagements plus stricts. La démarche qui consiste à exclure un problème parce que l'on ne sait pas le résoudre peut laisser perplexe. Un expert résume ainsi le raisonnement : « *Puisque nous ne savons pas gérer une telle catastrophe, nous décidons qu'il n'y aura pas de catastrophe*[140]*.* »

Pour mieux comprendre la situation, il faut remonter le temps, lorsque les réacteurs à eau pressurisée, inspirés des premiers sous-marins à propulsion atomique aux États-Unis, ont été mis au point dans les années 1960. On savait dès l'origine que, en cas de rupture brutale d'un des gros composants du circuit primaire (cuve, générateurs de vapeur, pressuriseur, volute des pompes primaires), on ne pouvait pas prévoir précisément le comportement du cœur du réacteur ni mettre en place des dispositifs permettant de pallier cette situation. Il a donc fallu recourir à des analyses de probabilité prouvant qu'un tel événement ne pouvait être qu'extrêmement rare et pouvait donc, de fait, être exclu. Il y a actuellement 56 réacteurs nucléaires commerciaux en exploitation en France, tous de type REP, et tous ont été construits à partir de cette approche.

Toutefois, après les accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, il est devenu inévitable de reconsidérer les fondements de la sûreté de tous les types de réacteurs. C'est ce qui a amené, en 1989, les autorités de sûreté française et allemande à engager une réflexion commune sur un nouveau réacteur à eau pressurisée : l'EPR. À partir de l'expérience du réacteur allemand Konvoi, il a été jugé que les avancées technologiques permettaient d'adopter le principe d'exclusion de rupture pour les tuyauteries primaires principales (circuit primaire) et les tuyauteries vapeur principales (circuit secondaire) du futur réacteur. Cette démarche permet « *de ne pas traiter certaines conséquences de la rupture complète « guillotine » instantanée d'une des tuyauteries principales du circuit primaire, compte tenu du caractère invraisemblable d'une telle rupture, vu les précautions prises pour réaliser ces tuyauteries et les surveiller en service* » expliquent ainsi en 1995 les responsables de la DSIN (maintenant ASN) et de l'IPSN (maintenant IRSN)[141].

La différence peut paraître anecdotique, elle ne l'est pas du tout. La non-prise en compte d'une rupture complète d'une des tuyauteries principales du circuit primaire conditionne profondément la conception et le dimensionnement de plusieurs éléments clés de l'EPR. Du côté de l'industrie nucléaire, on se félicite de l'adoption de ce principe. « *Cela permet d'améliorer l'accessibilité des équipements, de faciliter ainsi leur maintenance et leur inspection en service, de réduire la dosimétrie de ces opérations, de simplifier le tracé des lignes auxiliaires et d'en diminuer les contraintes mécaniques, toutes*

[139] IRSN, ibid.
[140] « Nucléaire : la défense en profondeur, ou comment glisser sous le tapis un risque majeur », *Le blog de Doc Zaius*, 23 juillet 2020
[141] ASN, *Revue Contrôle n° 105* *« La sûreté des réacteurs du futur – le projet EPR »*, 1 juin 1995

choses favorables en matière de sûreté[142] » explique la SFEN. D'autres sont plus précis : *« Un avantage indéniable de l'exclusion de rupture en matière de coût est l'élimination des dispositifs anti-fouettement qui sont des grandes structures « de support » en acier avec un ancrage spécial [...] du fait de l'importance des charges associées aux ruptures de tuyauteries. Ces structures en acier ne supportent rien physiquement, mais elles ne sont présentes que pour le cas hypothétique d'une rupture guillotine doublement débattue*[143]*. »* Plus généralement, comme le souligne l'IRSN, *« le recours à une démarche d'exclusion de rupture est un choix structurant pour la conception, dans la mesure où il a des conséquences sur des hypothèses essentielles au dimensionnement de certains systèmes. L'application d'une démarche d'exclusion de rupture aux tuyauteries principales du circuit primaire peut avoir ainsi des conséquences sur la conception de l'injection de sécurité, des internes de cuve, de l'enceinte de confinement et des structures internes à l'enceinte de confinement ainsi que sur les profils de qualification des composants. »*

Si l'approche de l'exclusion de rupture a été retenue dans tous les pays où des EPR sont en construction ou en exploitation, son application connaît des variantes significatives en fonction de la réglementation de chaque pays. C'est par exemple le cas à Taishan, où ce principe a été mis en œuvre pour les tuyauteries principales du circuit primaire[144]. En ce qui concerne Olkiluoto-3, l'autorité de sûreté finlandaise explique que *« le principe d'exclusion de rupture a été pris en compte pour la fabrication des tuyauteries primaires principales. En outre, les tuyauteries ont été équipées de dispositifs anti-fouettement par rapport à des ruptures de tuyauteries*[145]*. »* STUK a également veillé à une stricte séparation des systèmes de contrôle-commande en situation accidentelle de ceux qui sont utilisés pour le pilotage normal du réacteur et a demandé la mise en place de circuits câblés pour permettre l'arrêt du réacteur en cas de défaillance totale du système de contrôle-commande numérique. Le principe d'exclusion de rupture a été appliqué aux tuyauteries principales de vapeur, mais les quatre tuyauteries ont été isolées les unes des autres par un système de compartimentation[146]. Il est intéressant de constater que, selon l'ASN, *« bien qu'EDF applique une démarche d'exclusion de rupture, elle prévoit également d'ajouter certains dispositifs de limitation des conséquences d'une rupture, tels que des parois de séparation, des dispositifs anti-fouettement*[147] *»*, c'est-à-dire des dispositifs déjà utilisés sur Olkiluoto-3. Selon EDF Energy, les modifications demandées par STUK ont été présentées au Groupe permanent réacteurs français qui n'en a pas tiré de recommandations pour l'EPR de Flamanville. L'EPR de Hinkley Point-C ayant comme référence contractuelle l'EPR de Flamanville, on peut penser que l'application de l'approche d'exclusion de rupture sera sensiblement la même[148].

En compensation des différents avantages que l'exploitant peut retirer de l'exclusion de rupture, ce dernier doit cependant respecter des procédures très strictes que ce soit au stade de la conception, de

---

[142] « EPR2, le principe d'exclusion de rupture validé par l'ASN », *Revue générale nucléaire*, SFEN, 28 septembre 2021

[143] S. Chapuliot, C. Migné, Areva, *Break Preclusion Concept and its application to the EPR™ Reactor*, 2011

[144] Multinational Design Evaluation Programme, MDEP Design-Specific Technical Report TR-EPRWG-07, mai 2020

[145] STUK, Olkiluoto 3 – FSAR Review Report, 2019, p. 47

[146] STUK, Olkiluoto 3 – FSAR Review Report, 2019, p. 86

[147] ASN, *L'ASN considère comme acceptable la démarche d'exclusion de rupture prévue par EDF sur le réacteur EPR2*, 15 septembre 2021

[148] EDF Energy – HPC PCSR3 – Sub-chapter 1.4 – Safety Assessment and International Practice

la fabrication ou du suivi en exploitation. Ainsi le décret d'autorisation de création l'EPR de Flamanville stipule que :

« Des dispositions sont prises pour garantir, tout au long de la vie de l'installation, l'intégrité :
- de la cuve du réacteur, de l'enveloppe des générateurs de vapeur ainsi que du pressuriseur et des volutes des pompes principales du circuit primaire ;
- des tuyauteries primaires et secondaires principales pour lesquelles la survenue d'une rupture circonférentielle doublement débattue n'est pas retenue dans les conditions de fonctionnement de référence étudiées dans le rapport de sûreté.
Ces dispositions doivent couvrir l'ensemble des aspects suivants :
- la qualité de la conception et la vérification associée ;
- la qualité de la fabrication et les contrôles associés ;
- le suivi en service devant rendre hautement improbables non seulement l'apparition d'altérations de l'équipement remettant en cause la prévention des différents modes d'endommagement, mais aussi l'absence de détection à temps de ces altérations si elles survenaient néanmoins. »

Voilà pour la théorie, la pratique est une autre histoire. Les chantiers de l'EPR dans différents pays du monde ont pourtant montré que les normes très strictes censées s'appliquer aux différents équipements en exclusion de rupture ne l'étaient pas souvent et que l'application du principe souffre de nombreuses exceptions.

Sur l'EPR de Flamanville-3, des anomalies ont été constatées sur une grande partie des équipements en exclusion de rupture, à commencer par la cuve. La décision de l'ASN d'autoriser l'exploitant de maintenir en place une cuve qui ne respecte pas les spécifications requises en l'obligeant seulement à en remplacer le couvercle en 2024 ne respecte clairement pas ce principe. L'arrêté du 30 décembre 2015 consacre un système dans lequel l'exploitant qui n'a pas respecté les critères initiaux peut tenter de démontrer que les exigences de sûreté seront néanmoins respectées, souvent dans une position de force puisque, les équipements étant déjà installés, leur remplacement lui-même pourrait créer des problèmes de sûreté. Dans le cas des tuyauteries principales de vapeur, il a fallu de longs mois de tractations avant qu'EDF accepte de reprendre les soudures situées dans les traversées de cuve. Et en ce qui concerne les piquages sur la tuyauterie primaire, on a découvert que l'exploitant pouvait décider unilatéralement une soudure dans le périmètre couvert par l'exclusion de rupture.

Pour Yves Marignac, membre du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires à l'ASN, le bilan de l'application du principe d'exclusion de rupture s'avère très problématique : *« Le choix de recourir à l'exclusion de rupture permet à l'exploitant de remplacer une exigence dans la démonstration de sûreté, qui serait contrôlable dès la conception, par une exigence sur la qualité qui prévoient des dispositions avant la fabrication, mais dont la bonne mise oeuvre ne peut être vérifiée qu'après la fabrication. Il augmente ainsi le risque que la non-détection de problèmes de qualité introduise une défaillance majeure dans la défense en profondeur. En effet, le poids de la bonne mise en œuvre des exigences de « haute qualité » est d'autant plus grand qu'aucune disposition n'a été étudiée dans la démonstration de sûreté pour faire face aux conséquences de la défaillance du composant. Ce choix rend la démonstration de sûreté plus vulnérable à des irrégularités liées à des défaillances dans les processus de qualité, mais aussi à des irrégularités de nature*

frauduleuse et des dissimulations, comme en sont apparus plusieurs exemples chez les fournisseurs d'EDF ces dernières années.[149] »

[149] Manon Besnard et Yves Marignac, Réacteur EPR Flamanville-3 : Point sur les soudures des tuyauteries principales de vapeur, avril 2019