Cour des comptes

LA FILIÈRE EPR

Rapport public thématique

Sommaire

Procédures et méthodes **5**

Délibéré **9**

Synthèse **11**

Récapitulatif des recommandations **17**

Introduction **19**

Chapitre I La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel, des dérives de coûts et de délais considérables **25**

I - Une gouvernance et un pilotage défaillants 26

A - Un projet conçu dans des conditions défavorables 26
B - Des difficultés de réalisation de l'EPR sous-estimées 27
C - Une conduite de projet défaillante par EDF et un suivi insuffisant par l'État 33

II - Une succession de défauts mettant en cause la culture de la qualité de la filière industrielle 42

A - Une absence préjudiciable de dialogue technique entre EDF et ses prestataires et de trop nombreuses modifications apportées en cours de chantier 42
B - Les anomalies de la cuve du réacteur ayant nécessité une décision de l'ASN 46
C - Un dysfonctionnement grave dans la gestion du chantier : la question des soudures mal réalisées 50
D - Des contentieux affectant la situation financière d'entreprises dont le capital est détenu majoritairement par l'État 57

III - Des conséquences financières lourdes, une rentabilité affectée 63

A - Un retard supérieur à onze ans, un coût qui a plus que triplé par rapport à l'estimation initiale 63
B - Une estimation des coûts complémentaires au coût de construction 65
C - Un coût de production de l'électricité de l'EPR de Flamanville qui n'est plus calculé depuis plus de dix ans 69

Chapitre II Une stratégie internationale prise en défaut et la perspective d'un EPR « optimisé » à confirmer **73**

I - À l'international, des déboires pour l'ex-Areva et des risques financiers élevés pour EDF 74

A - En Finlande, le réacteur d'Olkiluoto 3 : un projet pénalisant pour Areva 74

B - En Chine, les réacteurs de Taishan 1 et 2 : des travaux achevés avec succès, mais une rentabilité encore insuffisante 79
C - Au Royaume-Uni, les réacteurs d'Hinkley Point 1 et 2 : un risque financier élevé pour EDF 83
D - Les autres projets d'EDF au Royaume-Uni 89
E - Des projets incertains en Inde 90

II - La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique 93

A - Un objectif de réduction du coût de construction à confirmer 93
B - Le financement de nouveaux réacteurs EPR et leur place dans le mix électrique à long terme à préciser 103

Annexes 113

Réponses des administrations et organismes concernés 135

Procédures et méthodes

En application de l'article L. 143-6 du code des juridictions financières, la Cour des comptes publie, chaque année, un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Au sein de la Cour, ces travaux et leurs suites, notamment la préparation des projets de texte destinés à un rapport public, sont réalisés par l'une des six chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour, ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, et donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et statutaire de leurs membres garantit que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations ressortant d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication.

Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Leur rapport d'instruction, comme leurs projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une chambre ou une autre formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

La présente enquête a été notifiée en février puis avril 2019 à dix-sept administrations et organismes, dont huit entreprises (Autorité de sûreté nucléaire, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, secrétariat général du ministère de la transition écologique et solidaire, direction générale de l'énergie et du climat, agence des participations de l'État, direction générale des entreprises, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, EDF, RTE, Framatome, Areva SA, Orano, Edvance, TechnicAtome, Bouygues Travaux publics).

Les échanges avec ces administrations et organismes ont débuté à cette date et se sont déroulés tout au long de l'enquête. De nombreux entretiens ont par ailleurs été conduits entre mai et octobre 2019 avec des experts scientifiques, des associations, des organisations non gouvernementales et des syndicats de salariés. Au total, cette enquête a donné lieu à des échanges avec près de 80 personnes.

Des visites des chantiers de l'EPR de Flamanville 3 et des réacteurs EPR de Hinkley Point (Royaume-Uni) ont été organisées en juin et octobre 2019.

Un rapport d'observations provisoires, délibéré par la deuxième chambre le 4 décembre 2019, a été contredit avec les administrations et organismes contrôlés en janvier et février 2020. À la suite de cette contradiction, la deuxième chambre a pris l'initiative d'auditionner, les 27 et 28 février 2020, les responsables des principaux organismes et administrations concernés (le président de l'Autorité de sûreté nucléaire, le Commissaire aux participations de l'État, le directeur général de l'énergie et du climat, le président-directeur général d'Électricité de France, le président du directoire et *Chief Executive Officer* de Framatome, ainsi que le directeur-général d'Areva SA).

Le projet de rapport soumis à la chambre du conseil a été délibéré le 25 mars 2020, par la deuxième chambre, présidée par Mme Podeur, présidente de chambre, et composée de MM. Dahan, Levionnois, conseillers maîtres, M. Albertini, président de section, conseiller maître, ainsi que, en tant que rapporteurs, M. Collin, conseiller maître, Mme Oltra-Oro, conseillère référendaire et M. Mary, rapporteur extérieur, et, en tant que contre rapporteur, M. Guéroult, conseiller maître.

Il a été examiné et approuvé, le 28 avril 2020 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de Mme Moati, doyenne des présidents de chambre, faisant fonction de Première présidente, M. Morin, Mme Pappalardo, rapporteure générale du comité, MM. Andréani, Terrien, Mme Podeur et M. Charpy, présidents de chambre, M. Barbé, président de section, représentant la présidente de la troisième chambre, et Mme Hirsch de Kersauson, Procureure générale, entendue en ses avis.

*

Les rapports publics de la Cour sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr. Ils sont diffusés par ***La Documentation Française***.

Délibéré

La Cour des comptes, délibérant en chambre du conseil en formation ordinaire, a adopté le rapport relatif à *La filière EPR.*

Elle a arrêté ses positions au vu du projet communiqué au préalable au Premier ministre et aux organismes concernés et des réponses adressées en retour à la Cour. Des exemplaires ont été adressés pour information à la ministre de la transition écologique et solidaire, au ministre de l'économie et des finances et au ministre de l'action et des comptes publics.

Les réponses sont publiées à la suite du rapport. Elles engagent la seule responsabilité de leurs auteurs.

Ont participé au délibéré : M. Moscovici, Premier président, Mme Moati, MM. Andréani, Terrien, Mme Podeur, M. Charpy, présidents de chambre, M. Durrleman, président de chambre maintenu en activité, Mme Darragon, MM. Courtois, Diricq, Thornary, Mme Bouygard, MM. Feller, Clément, Glimet, De Nicolay, Rolland, Chatelain, Appia, Mmes Mondoloni, Riou-Canals, Lemmet-Severino, M. Vallet, conseillers maîtres, M. Bouvier, Mme Prost, M. Richier, conseillers maîtres en service extraordinaire.

Ont été entendus :

- en sa présentation, Mme Podeur, présidente de la chambre chargée des travaux sur lesquels le rapport est fondé et la préparation du rapport ;
- en son rapport, Monsieur Barbé, conseiller maître, rapporteur désigné du projet devant la chambre du conseil, assisté de M. Collin, conseiller maitre en service extraordinaire, Mme Oltra-Oro, conseillère référendaire, et de M. Mary, rapporteur extérieur, rapporteurs de la chambre chargée de le préparer, et de M. Guéroult conseiller maître, contre-rapporteur devant cette même formation ;
- en ses conclusions, sans avoir pris part au délibéré, Mme Hirsch de Kersauson, Procureure générale, accompagnée de Mme Camby, Première avocate générale et de M. Barichard, avocat général.

M. Serre, secrétaire général adjoint, assurait le secrétariat de la chambre du conseil.

Fait à la Cour, le 29 juin 2020.

Synthèse

Un projet de réacteur EPR conçu dans des conditions défavorables

C'est en 1989 que le groupe français Framatome et l'allemand Siemens ont commencé à concevoir un nouveau réacteur nucléaire dénommé, en 1992, « *European Pressurized Water Reactor* » (EPR). Il s'agissait de tirer profit du retour d'expérience de plusieurs décennies de production électronucléaire mais aussi de répondre à des exigences accrues de sûreté après les accidents de Three Mile Island, aux États-Unis, en 1979, et de Tchernobyl, en Ukraine, en 1986. Les gouvernements français et allemand ont apporté leur soutien à ce projet de réacteur franco-allemand dès son commencement, et les électriciens des deux pays s'y sont joints en 1992, sans partager pour autant les mêmes objectifs. L'ingénierie allemande entendait faire évoluer le réacteur « Konvoï » équipant le parc outre-Rhin, tandis qu'EDF souhaitait une évolution du palier N4, le dernier modèle de réacteurs alors en construction. Après la décision allemande de se retirer du nucléaire, en 1998, la France s'est retrouvée seule à porter ce projet, dont l'acronyme prend le sens de « *Evolutionary Power Reactor* » (EPR). Cependant, les grandes options de conception définies conjointement entre les ingénieries des deux pays, bien que sources de complexité, ne furent pas remises en cause.

À partir de 2001, le groupe Areva, nouvellement constitué, développa une stratégie de vente d'EPR « clé en main », s'opposant ainsi à celle d'EDF qui entendait demeurer chef de file du développement du « nouveau nucléaire », en France comme à l'étranger. Les rivalités entre les deux groupes publics nationaux, non arbitrées par les autorités politiques de l'époque, se sont traduites par une surenchère dangereuse pour la filière nucléaire française.

C'est dans ces conditions qu'Areva a signé en 2003 un contrat de vente d'un EPR à l'électricien finlandais TVO et qu'EDF a lancé, dès 2004, la construction du premier EPR en France, à Flamanville. Cette course entre les deux entreprises françaises a conduit au lancement précipité des chantiers de construction de ces deux premiers EPR, sur la base de références techniques erronées et d'études détaillées insuffisantes. Cette impréparation a également conduit à sous-estimer les difficultés de construction des EPR. La filière nucléaire a fait preuve d'une trop grande confiance en elle, inspirée par la construction et l'exploitation réussies d'un parc de 58 réacteurs.

La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel aux causes multiples

À la date de publication du rapport, la multiplication par 3,3 du coût de construction et par au moins 3,5 du délai de mise en service de l'EPR de Flamanville par rapport aux prévisions initiales constitue une dérive considérable, même pour un réacteur « tête de série ».

Cette évolution résulte, en premier lieu, d'une estimation initiale irréaliste de la durée et du coût de construction de l'EPR de Flamanville 3. Alors que le temps moyen de construction d'un réacteur dans le monde avait été de 121 mois entre 1996 et 2000, la durée initiale de construction retenue pour l'EPR de Flamanville était de 54 mois – soit six mois de plus que la durée initialement prévue pour la construction du réacteur finlandais d'Olkiluoto 3. Cette sous-estimation flagrante de la durée de construction a conduit à une forte pression pour tenter de tenir des délais très contraints. La durée de construction de l'EPR de Flamanville est aujourd'hui estimée à 187 mois, avant prise en compte de l'impact de l'épidémie de covid-19 qui fait naître un risque d'allongement de ce délai.

Les besoins en ingénierie de construction étaient estimés à 5 millions d'heures de travail ; il en faudra 22 millions. Près de 4 500 modifications ont été apportées depuis le début de la construction, entraînant régulièrement l'arrêt du chantier pour laisser le temps à l'ingénierie de traiter les difficultés rencontrées.

Cette dérive résulte, en outre, d'un défaut d'organisation du suivi du projet par EDF et d'un manque de vigilance des autorités de tutelle. Le conseil d'administration n'a pas délibéré de manière régulière sur ce projet stratégique, ne s'est pas saisi des messages d'alerte du comité d'audit et s'est contenté des informations qui lui étaient communiquées sans prendre de mesures correctrices. L'entreprise n'était pas organisée pour réaliser un projet de cette ampleur : le concept « d'architecte ensemblier » dissimulait une confusion entre les fonctions respectives du maître d'ouvrage et du maître d'œuvre. Jusqu'en 2015, le projet n'a pas été piloté par une véritable équipe projet. Les relations contractuelles ont aggravé la faiblesse du pilotage technique du projet puisque les contrats n'intégraient, à leur signature, ni les aléas – pourtant prévisibles compte-tenu du caractère de « tête de série » du réacteur – ni des mécanismes incitatifs qui auraient permis de prendre en compte le caractère incomplet du design. Onze des douze principaux contrats de l'EPR de Flamanville ont ainsi connu des augmentations de coûts comprises entre 100 % à 700 %. L'entreprise s'est organisée tardivement pour piloter financièrement ce projet : ce n'est qu'à partir de 2012 qu'elle a suivi les dépenses et de 2015 qu'elle a évalué le coût de construction à terminaison, désormais estimé à 12,4 Md€ exprimé en euros 2015.

En outre, les administrations concernées n'ont pas rempli leur rôle. Alors que les estimations initiales de la durée de construction et du coût de l'EPR de Flamanville 3 étaient manifestement sous-évaluées, elles n'ont réalisé ni évaluation de la rentabilité socio-économique du projet, ni analyse propre de l'impact des problèmes successifs rencontrés dans sa réalisation. Elles n'ont pas davantage alerté les ministres sur l'importance des aléas des chantiers d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 et leurs conséquences. Le Gouvernement a été contraint de procéder à une restructuration coûteuse de la filière nucléaire, sans que des signaux d'alarme n'aient été envoyés en temps utile.

La perte de compétences techniques et de culture qualité de la filière nucléaire est aujourd'hui volontiers mise en avant pour expliquer les problèmes de construction de l'EPR. Mais les acteurs n'en avaient pas conscience au début des années 2000 et ce diagnostic n'a été effectué qu'avec retard, face aux difficultés, et ce nonobstant l'écart d'une quinzaine d'années entre les lancements des chantiers de Civaux 2 (réacteur français en service le plus récent) et de Flamanville 3. EDF a annoncé, en décembre 2019, la mise en œuvre d'un plan d'actions visant à rétablir le niveau de compétences techniques et la culture de qualité nécessaires. Il n'a donc pas été procédé à cet examen avant de prendre la décision de lancer la construction d'un nouveau type de réacteur.

EDF a décidé de concevoir certains éléments du réacteur dans une démarche dite d'exclusion de rupture, qui suppose un renforcement des exigences techniques dans la conception, la fabrication et le suivi en service de ces équipements afin de rendre leur rupture extrêmement improbable. L'ex Areva NP et ses sous-traitants ne sont pas parvenus à réaliser un certain nombre de pièces et de soudures en respectant ce haut degré d'exigence. EDF n'a informé l'autorité de sûreté nucléaire de l'existence d'un écart au référentiel d'exclusion de rupture pour les soudures de traversées qu'en 2017, alors que ces éléments étaient connus depuis octobre 2013. La transmission tardive à l'autorité de sûreté de ces éléments pourtant fondamentaux pour la sûreté traduit un manque de fluidité entre les acteurs du secteur et leur autorité de sûreté.

Les conséquences financières de ces insuffisances techniques et organisationnelles sont lourdes. La seule réparation des soudures de traversée entraîne un surcoût de construction de l'ordre de 1,5 Md€$_{2015}$. Le temps passé par EDF, entre 2015 et 2019, à essayer de convaincre l'autorité de sûreté nucléaire que les écarts entre les exigences techniques et ce qui avait été réalisé pouvaient être considérés comme acceptables, a conduit à un arrêt du chantier, et par suite, renchéri le coût du projet.

Des conséquences graves pour l'ensemble de la filière

Des risques pèsent sur la situation financière de certaines entreprises qui ont bénéficié récemment d'une recapitalisation des pouvoirs publics. L'État a mobilisé 4,5 Md€ pour doter en capital Areva SA (2 Md€) et Orano (2,5 Md€) à l'issue de la restructuration d'Areva. EDF a bénéficié d'un apport en capital de 3 Md€ qui lui a permis de prendre le contrôle de l'activité réacteurs de l'ex-Areva NP, devenue Framatome.

Du fait de l'ampleur des réclamations en cours ou potentielles d'EDF à l'encontre d'Areva SA, le risque de défaillance financière de cette société détenue à 100 % par l'État, ne peut être totalement écarté. Les risques de contentieux portés par EDF à l'encontre de sa filiale Framatome sont également susceptibles de fragiliser cette société. L'État doit donc suivre avec la plus grande vigilance les résultats des contentieux en cours ou à venir entre ces sociétés dont il est le principal actionnaire. La stratégie de l'État actionnaire dans cette filière mériterait d'être affirmée.

Les conséquences de ces dérives pèsent évidemment sur les coûts et la rentabilité de l'EPR de Flamanville. Son coût de construction est estimé par EDF à 12,4 Md€$_{2015}$, auxquels s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre près de 6,7 Md€$_{2015}$ à la mise en service du réacteur, toujours prévue mi 2023, dont environ 4,2 Md€ de frais de financiers. Dans ces conditions, il est regrettable que ni EDF ni les autorités publiques concernées n'aient calculé la rentabilité prévisionnelle de l'EPR de Flamanville 3, considérant apparemment comme normal qu'elle soit diluée dans la moyenne de celle de l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire. En l'absence de données produites par l'entreprise, la Cour a estimé, sur la base d'hypothèses exposées dans le rapport, que le coût de l'électricité produite par l'EPR de Flamanville pourrait se situer entre 110 et 120 €/MWh.

Une stratégie internationale qui ne peut être poursuivie dans les mêmes conditions

Le chantier d'Olkiluoto, en Finlande, a été lancé en 2005 par Areva, avec une mise en service prévue en 2009. Il a connu des déboires, retards et surcoûts qui ont contribué à la disparition de l'ancien groupe Areva. La réception provisoire du chantier était, en mars 2020, prévue pour la fin mai 2021, mais des incertitudes persistent et sont s, selon une annonce récente de l'électricien TVO, acquéreur de la centrale, accrues par les conséquences probables de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19 sur les travaux encore nécessaires. Le coût de la construction atteindrait 8,2 Md€ (en euros courants) pour la partie assurée par Areva, sans prendre en compte celui de la turbine (684 M€), selon les informations fournies par Areva SA, soit près de 4 fois le montant prévu au contrat initial (2,28 Md€ pour le consortium associant Areva et Siemens).

Les investissements du groupe EDF au Royaume-Uni et le chantier de Hinkley Point sont des opérations à risque élevé. EDF a décaissé 15,7 Md€ pour l'acquisition de British Energy et devra débourser 16 à 17 Md€ pour la construction des deux réacteurs d'Hinkley Point C (HPC), s'il n'y a pas de nouvelles dérives de coûts. Des risques demeurent, après l'annonce d'une augmentation de 3 Md£ du coût de construction et de l'allongement des délais de construction des réacteurs, en 2019. La rentabilité du projet Hinkley Point a été revue à la baisse plusieurs fois depuis le lancement du projet Le financement en est assuré par EDF, à concurrence de sa participation au capital de la société de projet, ce qui pèse lourdement sur sa situation financière.

Les réacteurs EPR de Taishan 1 et Taishan 2 ont été mis en service avec succès en Chine en 2018 et 2019, mais avec un retard de cinq ans sur le calendrier prévu lors de la commande et un surcoût de 60 % par rapport au budget prévisionnel. Des interrogations demeurent quant à la fixation du tarif d'achat de l'électricité produite par ces réacteurs et sur la rentabilité du projet pour EDF.

Les autres projets d'exportation d'EPR sont empreints d'incertitudes. Malgré les efforts commerciaux d'EDF et ceux consentis par le Gouvernement français pour proposer à l'Inde des conditions financières très favorables, les négociations, engagées depuis longtemps, ne progressent guère. Quant aux projets de construction de réacteurs EPR à Sizewell au Royaume-Uni, leur réalisation est subordonnée à la possibilité d'en assurer le financement, EDF n'en ayant plus les capacités.

La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique

Tirant les leçons des difficultés rencontrées pour construire les réacteurs EPR, mais conforté par le bon fonctionnement de ceux de Taishan, qui valide ce choix technologique, EDF propose à l'ASN et aux autorités administratives un nouveau modèle d'EPR, dit « EPR2 » présenté comme plus simple et moins cher à construire.

En faisant ce choix, EDF s'éloigne de la démarche d'optimisation de la technologie de l'EPR appuyée sur le retour d'expérience et permettant de profiter de l'effet d'apprentissage. Les chantiers d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 ont montré que privilégier l'innovation à l'expérience cumulée présente des risques et que le coût de cette innovation ne doit pas être sous-estimé. Or, on ne peut pas établir avec un degré raisonnable de certitude que les économies de construction de futurs EPR2 par rapport au coût de construction d'EPR de type Flamanville se matérialiseront. Pourtant, la seule hypothèse actuellement mise à l'étude par les pouvoirs publics en matière de nouveau nucléaire est celle de la construction de six réacteurs de type EPR2, par paires.

L'enjeu financier est majeur : le coût de construction de trois paires d'EPR2 est estimé à 46 Md€$_{2018}$. La décision de construire ou non de futurs EPR aura des conséquences jusqu'au 22ème siècle. Elle doit donc être prise sur la base d'un retour d'expérience qui ne soit pas conduit qu'en interne à EDF, mais associe l'ensemble des acteurs concernés par la construction de l'ensemble des réacteurs EPR réalisés ou en cours de construction, afin que toutes les parties prenantes tirent les mêmes leçons de la manière dont les chantiers de construction des EPR se sont déroulés.

De nouveaux modes de financement des réacteurs électronucléaires devront, dans cette hypothèse, être mis en place. EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux réacteurs, et ne pourra plus s'engager sans garanties sur le revenu que lui procurera l'exploitation de ces réacteurs. Aucun nouveau projet ne saurait être lancé sans une forme de garantie publique, quel que soit le dispositif retenu. Mais la charge ainsi transférée au consommateur ou au contribuable ne trouverait sa justification que si l'électricité produite par les nouveaux réacteurs électronucléaires s'avérait suffisamment compétitive vis-à-vis des autres modes de production d'électricité, renouvelables en particulier, ou si d'autres considérations justifiaient le maintien du nucléaire dans le mix électrique.

C'est pourquoi une analyse complète du mix électrique à l'horizon 2050, présentant les enjeux et les solutions en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gestion des déchets radioactifs, de démantèlement des centrales aujourd'hui en fonctionnement, et bien sûr de coût de fonctionnement du système du électrique devrait être conduite avant toute prise de décision concernant le développement d'un nouveau parc de réacteurs électronucléaires.

Cette décision étant renvoyée par le Gouvernement postérieurement à la mise en service du réacteur de Flamanville 3, soit mi-2023 au plus tôt, il est possible de conduire, d'ici-là, à la fois le retour d'expérience complet sur la construction des EPR et l'exercice de planification à long terme du mix électrique recommandés par la Cour.

Récapitulatif des recommandations

Recommandations relatives à la conduite des grands chantiers

1. Reconsidérer la notion d'architecte ensemblier en séparant les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre (*EDF, 2020*).
2. Intégrer aux contrats des dispositions partageant le risque de construction entre le maître d'ouvrage et les prestataires et les intéressant à la tenue du planning de réalisation des travaux (*EDF, 2020*).
3. Assurer une revue semestrielle des projets stratégiques et des risques qui y sont associés, au sein du conseil d'administration d'EDF (*EDF, MTES, MEF, 2020*).
4. S'assurer que les responsables de grands projets aient autorité sur les moyens, notamment d'ingénierie, nécessaires à leur réalisation (*EDF, 2020*).
5. Décliner dans un référentiel commun les modalités d'application du principe d'exclusion de rupture afin de clarifier les conséquences industrielles des spécifications concernées (*EDF, Framatome, immédiat*).

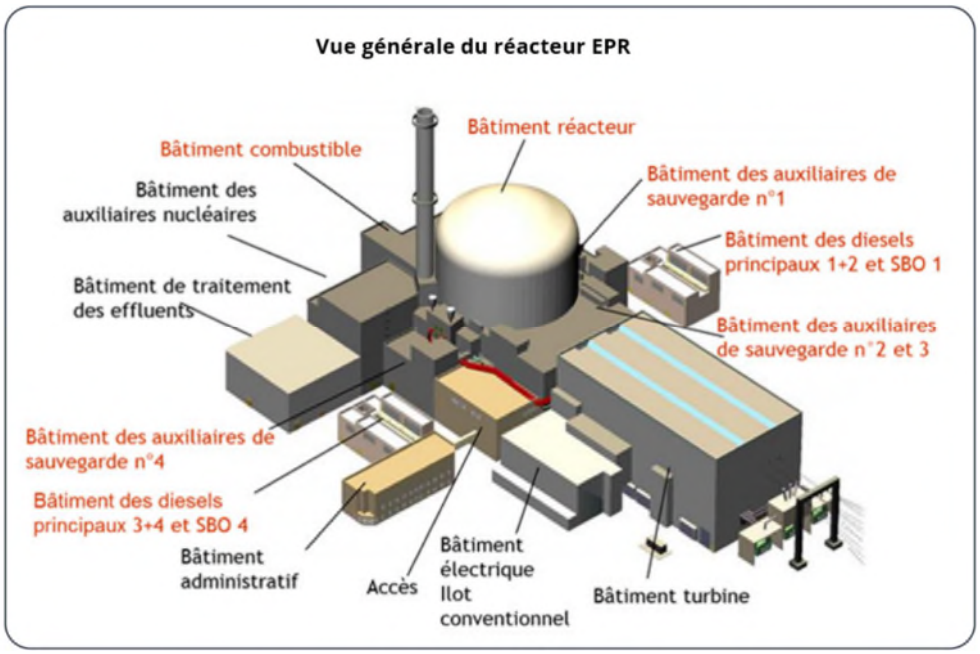
Recommandations relatives à la préparation des décisions à venir

6. Calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi (*EDF, 2020*).
7. Définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer (*APE, DG Trésor, EDF, 2020*).
8. Conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (*EDF, MTES, MEF, 2020*).
9. Prolonger jusqu'en 2050, la planification du mix électrique préalablement à la décision de lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (*EDF, RTE, MTES, MEF, 2020*).

Introduction

L'achèvement de la construction des réacteurs de Chooz et de Civaux, entre 1996 et 1999, et leur raccordement au réseau électrique en 2000 et 2002, ont marqué la fin d'un cycle de construction de 58 réacteurs nucléaires en France. Après les accidents survenus à Three Mile Island, aux États-Unis, en 1979 et à Tchernobyl, en Ukraine, en 1986, et anticipant une reprise de la demande mondiale de construction de capacités nucléaires, notamment pour remplacer les réacteurs en fin de vie, les électriciens français et allemands et les fabricants d'équipements nucléaires ont travaillé à partir du début des années 90 à la conception d'un réacteur offrant des garanties de sûreté renforcées et des performances techniques améliorées. L'EPR (pour *European Pressurized Water Reactor* puis *Evolutionary Pressurized Water Reactor*) est le fruit de cette collaboration. Ce réacteur, dit de « troisième génération », est qualifié « d'évolutionnaire » par ses concepteurs.

Schéma n° 1 : vue générale du réacteur EPR

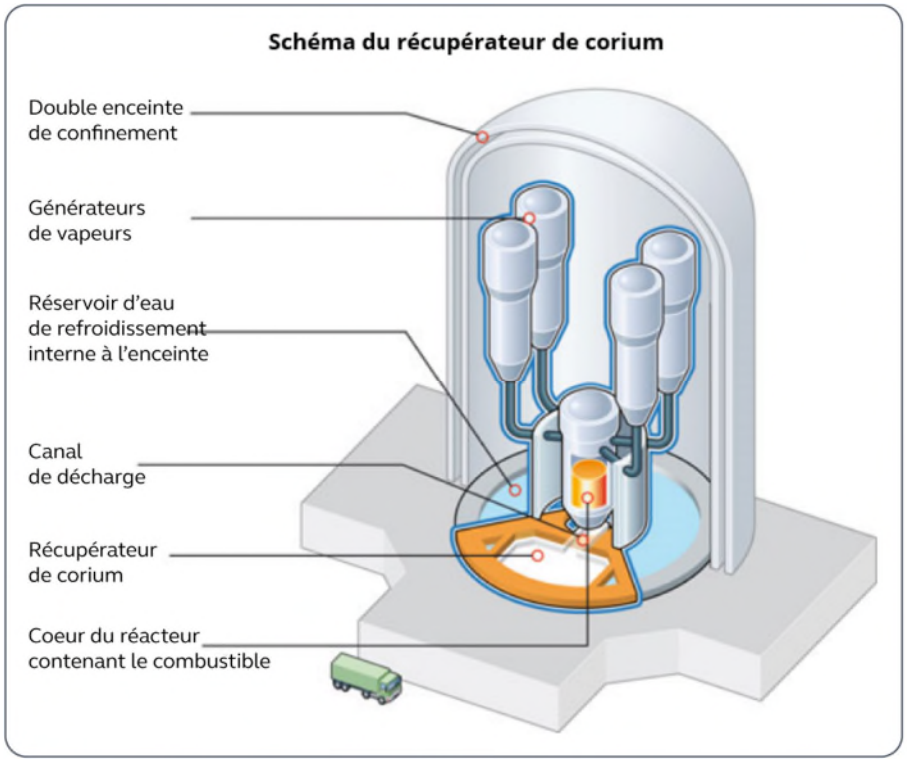


Source : IRSN

Il vise un niveau de sûreté plus élevé (réduction de la probabilité de fusion du cœur d'un facteur 10 selon l'ASN) et présente des garanties de sûreté plus importantes que la génération précédente grâce à un récupérateur de corium en cas de fusion du cœur, à sa protection contre la chute d'un avion militaire ou commercial, à une protection renforcée contre le risque sismique et à une redondance des systèmes de sauvegarde. Il est aussi plus puissant (1 650 MWe) que les réacteurs de la génération précédente (1 450 MWe). Les EPR sont, dans leur principe de conception, des réacteurs à eau pressurisée semblables à leurs prédécesseurs. Mais les dirigeants d'EDF considéraient en 2004 qu'ils lançaient le programme EPR pour assurer le remplacement des réacteurs existants, en attendant les réacteurs dits de « quatrième génération »[1]. La confirmation, à la fin du mois d'août 2019, du report à la seconde moitié du siècle du travail de développement du projet « Astrid », renvoie cette perspective à un avenir lointain et incertain.

[1] Cf. Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012, *Le coût de production de l'électricité nucléaire (actualisation 2014)*, rapport public thématique, mai 2014 et Cour des comptes, *L'aval du cycle du combustible nucléaire, les matières et déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage*, Rapport public thématique, juillet 2019.

Schéma n° 2 : vue de la cuve et du bâtiment du réacteur EPR (dont récupérateur de corium situé sous la cuve)



Source : IRSN

La décision prise par l'Allemagne en 1998 d'arrêter la construction de réacteurs nucléaires, puis de les démanteler de façon accélérée, la crise économique mondiale de 2008-09, l'accident majeur de Fukushima en mars 2011, les évolutions du prix des énergies concurrentes ont profondément modifié les perspectives de croissance de ce secteur. À la date de parution de ce rapport, deux réacteurs de type EPR sont en fonctionnement en Chine, depuis juin 2018 pour Taishan 1 et mai 2019 pour Taishan 2. Leur mise en service et leurs premiers mois de fonctionnement ont démontré la viabilité de cette technologie.

Quatre réacteurs EPR sont en construction, un en Finlande, Olkiluoto 3 (OL3), un en France, Flamanville 3 (FLA3), et deux autres au Royaume-Uni, à Hinkley Point (HPC).

Les réacteurs de troisième génération concurrents de l'EPR

- États-Unis : AP 1000 (*Advanced Passive Plant* - Puissance électrique d'environ 1 100 MW) construit par Westinghouse Electric Company LLC. Réacteur à eau pressurisée qui ne requiert pas d'alimentation électrique pendant 72 heures en cas de panne. Quatre réacteurs de ce type sont en exploitation en Chine depuis 2018. La construction de deux réacteurs AP 1000 à Virgil C. Summer (Caroline du Sud), a commencé en 2013 et a été abandonnée en 2018. La construction de deux autres réacteurs AP 1000 a débuté en 2013, à Vogtle (Géorgie) et se poursuit avec difficultés. Le constructeur a été placé sous la protection de la loi américaine sur les faillites en mars 2017, et en est sorti l'année suivante lorsque la majorité du capital a été cédée par le groupe Toshiba au fonds d'investissement Brookfield Business Partners LP. Le ministère fédéral de l'énergie (DOE) a garanti, en mars 2019, un prêt supplémentaire de 1,67 Md$ à Georgia Power, l'acquéreur des réacteurs, afin de permettre la poursuite du chantier.
- Russie : Rosatom propose le réacteur à eau sous pression VVER-1200, conçu pour une durée de vie de conception de 60 ans avec une capacité de 1200 MW. Quatre réacteurs de ce type sont en construction en Turquie, deux en Biélorussie et deux en Inde. Deux sont en service et un en construction en Russie.
- Chine : CGNPC et CNCC ont développé le Hualong One (1100 mégawatts). Le premier réacteur de ce type doit être raccordé au réseau chinois d'électricité en 2020. Des projets de construction existent en Chine et en Grande-Bretagne.
- Corée du Sud : Korea Hydro and Nuclear Power Co. fabriquent l'APR-1400.
- Japon : le réacteur à eau bouillante ABWR d'Hitachi/Toshiba et General Electric Nuclear Energy Ltd. est en service au Japon et des projets qui existent au Royaume-Uni. L'ABWR est certifié pour les États-Unis.

Dans tous les cas, la construction des réacteurs a été beaucoup plus longue et coûteuse que ce qui avait été annoncé par les constructeurs. Les pertes enregistrées par Areva en Finlande et le caractère particulièrement optimiste de son plan stratégique de développement ont contribué à une situation de quasi faillite et à son démantèlement. EDF n'a toujours pas achevé le chantier de la construction de Flamanville 3, décidé en 2004, commencé en 2007 et dont la date de mise en service (mi-2023 selon les dernières annonces de l'exploitant) et le coût de construction (12,4 Md€$_{2015}$) restent prévisionnels.

Les difficultés rencontrées par Areva en Finlande ont été mises sur le compte de son inexpérience de la maîtrise d'ouvrage d'un projet complexe, articulant la construction d'un îlot nucléaire avec l'ensemble des autres bâtiments de production d'énergie, d'exploitation et de contrôle. Cependant, en dépit de son savoir-faire avéré dans la construction nucléaire et dans l'exploitation de réacteurs, EDF n'est pas parvenu à construire plus vite et à moindre coût l'EPR de Flamanville 3. Les chantiers chinois et britanniques ont également connu des retards et des dérives de coûts, certes plus réduits en ce qui concerne les réacteurs de Taishan.

En même temps que la Cour a conduit ses travaux, l'agence des participations de l'État (APE) et la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ont demandé un audit du projet « EPR2 », tandis que M. Jean-Martin Folz remettait au PDG d'EDF et au ministre de l'économie, à la fin du mois d'octobre 2019, un rapport analysant les problèmes industriels rencontrés par l'entreprise dans la construction du réacteur de Flamanville 3. EDF a annoncé, en décembre 2019, un plan destiné à permettre à la filière nucléaire « d'atteindre le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence ».

Ces travaux sont conduits alors que la part relative de l'électricité électronucléaire dans la production mondiale d'électricité décroît sur les vingt dernières années.

La place de l'électricité électronucléaire dans la production mondiale d'électricité[2]

La consommation d'électricité mondiale a augmenté de 75 % de 2000 à 2018. Pour répondre à cette augmentation de la consommation, la production a augmenté dans le même temps de :

- 137 % pour l'électricité renouvelable ;
- 122 % pour l'électricité produite à partir de gaz naturel ;
- 68,8 % pour l'électricité produite par des centrales à charbon ;
- 0,05 % pour l'électricité d'origine nucléaire.

La part de l'électricité nucléaire dans la production d'électricité mondiale est passée de 17 % à 10,15 % entre 2000 et 2018.

437 réacteurs étaient en fonctionnement en 2000 contre 417 en 2019.

[2] Cf. rapport 2019 de l'Agence internationale de l'énergie et *World Nuclear Industry Status Report* NR 2019

La moyenne d'âge des réacteurs en fonctionnement était en 2019 de 30,1 ans ; 80 réacteurs fonctionnaient depuis 40 ans et plus ; 192 réacteurs avaient entre 31 et 40 ans, 52 entre 21 et 30 ans, 32 entre 11 à 20 ans, 61 avaient moins de 10 ans.

En 2019, 46 réacteurs étaient en construction, dont 10 en Chine, 7 en Inde, 5 en Russie 4 en Corée du Sud, et 1 dans la plupart des autres pays dans lesquels un projet était en cours de réalisation, dont la France.

Le présent rapport analyse les difficultés rencontrées dans la construction des réacteurs EPR en cherchant à en présenter les raisons (partie I.1) et les conséquences, industrielles (partie I.2) et financières (partie I.3). Il présente les projets à l'étranger et leurs risques (partie II.1), examine les réponses apportées aux difficultés de l'EPR par le projet « EPR2 » et souligne la nécessité de disposer d'une vision à long terme du mix de production électrique avant de décider du lancement de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires (partie II.2).

Chapitre I

La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel, des dérives de coûts et de délais considérables

EDF a décidé en 2004 de la construction, à Flamanville, d'un nouveau type de réacteur, l'EPR, plus sûr et plus puissant que les réacteurs de la génération précédente. Il devait être mis en service en juin 2012. Il ne le sera, au plus tôt, que mi-2023, pour un coût de construction 3,3 fois supérieur à son évaluation initiale. Le contexte dans lequel le projet a été lancé, puis les défaillances dans sa gouvernance et son pilotage (partie 1) ont conduit à sous-estimer nettement et à mal anticiper les difficultés de ce chantier. Les conséquences industrielles (partie 2) et financières (partie 3) de ces défaillances pèsent lourdement sur l'équilibre financier des entreprises concernées.

I - Une gouvernance et un pilotage défaillants

A - Un projet conçu dans des conditions défavorables

1 - Un projet franco-allemand avorté

Les groupes Framatome et Siemens créèrent le 13 avril 1989 une filiale commune baptisée NPI (*Nuclear Power Internationa*l) pour concevoir et développer l'îlot nucléaire d'un réacteur à eau sous pression de nouvelle génération. Il s'agissait de concevoir un réacteur présentant un niveau de sûreté très substantiellement supérieur à celui des réacteurs de la génération précédente, après les accidents survenus à Three Mile Island, aux États-Unis, en 1979 et à Tchernobyl, en Ukraine, en 1986, et de tirer profit du retour d'expérience de plusieurs décennies de production électronucléaire. Au mois de juin 1989, les gouvernements allemand et français exprimèrent leur soutien à la coopération engagée par Framatome et Siemens et un groupe de travail rassemblant les autorités de sûreté des deux pays a été constitué. À partir du 14 janvier 1992, les électriciens français et allemands et *Nuclear Power International* décidèrent de travailler à un projet commun auquel ils donnèrent le nom d'EPR (*European Pressurized Water Reactor*). Le « *basic design* » de l'EPR fût achevé en 1997, après que les partenaires y ont consacré environ 1 million d'heures d'ingénierie.

L'Allemagne décida d'abandonner la production d'énergie nucléaire et se retira du projet en 1998, mais les grandes options de conception définies conjointement au cours de la période précédente ne furent pas remises en cause. Cet empilement d'ingénieries d'inspirations différentes et d'exigences de sûreté ne convergeant pas toujours est une des sources des difficultés de réalisation de l'EPR.

2 - La rivalité non arbitrée entre EDF et Areva

L'organisation de la filière nucléaire française a été profondément modifiée par la constitution de la société Areva en 2001 (regroupement de la COGEMA, de CEA industrie et de Framatome). La stratégie de la nouvelle société était de vendre « clé en main », en France et à l'étranger, des centrales électronucléaires de type EPR. La présidente d'Areva précisait que les bénéfices réalisés par la société ne seraient pas tirés principalement de la vente des réacteurs mais de celle du combustible et du service après-vente, stratégie désignée comme le « modèle Nespresso ». Elle la concrétisa en vendant un EPR à l'électricien finlandais TVO en 2003, dans des conditions qui se révèleront désastreuses pour Areva.

Cette stratégie se heurtait frontalement à celle d'EDF. L'électricien français voulait rester « l'architecte-ensemblier » de la construction de ses centrales nucléaires et promouvoir le même modèle industriel à l'export, refusant l'idée d'acquérir des centrales « clé en main ».

Le gouvernement français n'a pas tranché entre les deux stratégies opposées d'entreprises dont l'État était pourtant l'actionnaire principal.

En avril 2004, le Gouvernement a donné son accord au lancement de la construction d'un réacteur nucléaire de troisième génération en France. Le 22 juin 2004, malgré ses réserves sur l'EPR qu'il considérait comme un produit intermédiaire dans l'attente de la construction de centrales nucléaires de conception véritablement nouvelle, le président d'EDF a fait approuver par le conseil d'administration d'EDF la décision de lancer la construction du premier EPR en France, affirmant ainsi la place d'EDF dans la construction de nouveaux réacteurs face à Areva[3].

Le Conseil d'administration d'EDF approuva à l'unanimité, en juin 2004, la décision de lancement de ce qui devait devenir l'EPR de Flamanville 3.

B - Des difficultés de réalisation de l'EPR sous-estimées

1 - Une référence technique au palier N4 non pertinente

Malgré un long travail réalisé sur l'avant-projet sommaire (« *preliminary design* ») dans l'attente d'une décision politique sur la construction d'un réacteur EPR[4], les principaux contrats de construction de Flamanville 3 ont été passés alors que seulement 10 à 40 % des études nécessaires avaient été réalisées, selon les lots. En conséquence, les contrats reposaient sur des spécifications techniques incomplètes qui ont fortement évolué durant le chantier, conduisant à de nombreux retards de

[3] Lors de la séance du Conseil d'administration d'EDF du 22 juin 2004, le président d'EDF déclare : « Les Finlandais ont lancé leur EPR avec des modalités clé en main et devraient couler leur premier béton début 2005, avec deux ans d'avance sur EDF (…) il n'est pas souhaitable, vis-à-vis notamment d'Areva et des industriels qui fourniront les lots conventionnels, de laisser se creuser un trop grand écart entre la réalisation d'un EPR clé en main en Finlande et la réalisation d'un EPR selon le modèle d'architecte ensemblier en France ».

[4] Le coût des études de développement de l'avant-projet de l'EPR de Flamanville 3 est évalué à 530 M€$_{2015}$.

réalisation et des surcoûts importants. Dans un document interne de mai 2015, EDF reconnaît que le « projet prototype [a été] démarré en 2005 sur la base d'études insuffisamment avancées[5] ».

L'autorité de sûreté nucléaire (ASN) a souligné, dans le cadre du présent contrôle, que le niveau de détail de la conception et de la démonstration de sûreté du réacteur transmis par EDF était insuffisant au stade de la demande d'autorisation de création. Notamment, des sujets aussi fondamentaux que la conception du système de contrôle-commande, les exigences de justification et de contrôle des équipements placés en « exclusion de rupture »[6] ou les études d'accidents n'ont fait l'objet d'une expertise détaillée de l'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) pour le compte de l'ASN qu'après l'autorisation de création de l'EPR.

L'insuffisance des études d'avant-projet détaillé au moment du lancement du projet est responsable de nombreuses difficultés rencontrées sur le chantier de construction de l'EPR de Flamanville 3 et de la sous-évaluation des moyens à mobiliser.

L'ingénierie d'EDF a estimé ces moyens en extrapolant à partir de ceux mis en œuvre pour la construction des derniers réacteurs construits en France (de type N4). Cette référence s'est révélée, comme en convient EDF, « non pertinente et sous-évaluée, tant en termes de nombre d'équipements (béton, ferraillage, tuyauteries, câbles), de difficulté de réalisation sur site que de volume d'études et d'ingénierie[7] ». Elle a conduit l'exploitant, selon ses propres termes, à « sous-estimer très largement les quantités réelles, la difficulté de réalisation due à la compacité accrue de l'installation et à la structure renforcée du génie civil, et le volume d'ingénierie nécessaire pour réaliser le dossier de sûreté et les études détaillées[8] ».

[5] Document préparatoire au comité des engagements, EDF/DIPNN, 11 mai 2015.
[6] L'exclusion de rupture est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation relative aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). Comme l'indique l'ASN, elle « 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 » (cf. *infra*).
[7] Compte-rendu du Conseil d'administration d'EDF, séance du 18 décembre 2012.
[8] *Ibid.*

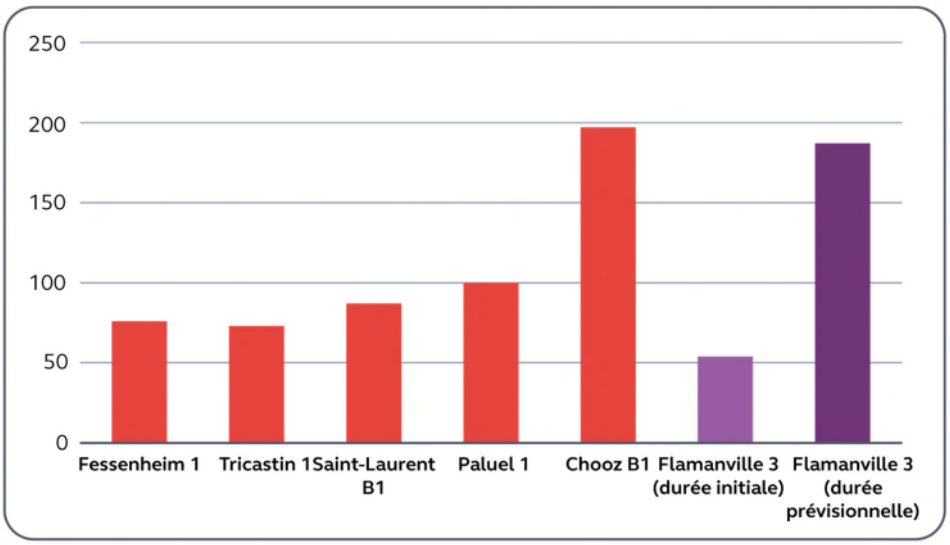
Découvrant en cours de chantier l'ampleur des travaux à mener, notamment en matière de génie civil, l'exploitant a été conduit ponctuellement à les arrêter pour laisser à l'ingénierie le temps nécessaire au traitement des difficultés rencontrées. L'augmentation des volumes de matériaux entre les modèles N4 et EPR, est élevée : x 1,8 pour le volume de béton, x 3,5 pour le tonnage d'acier, x 1,7 pour la longueur de la tuyauterie et x 1,1 pour le volume des bâtiments. Les contrats passés par EDF avec ses fournisseurs ne constituaient pas un cadre favorable à la négociation des conditions de prise en charge des travaux supplémentaires et des aléas. Pourtant, ceux-ci allaient prendre une importance dont on peut mesurer l'ampleur en considérant les heures d'ingénierie consacrées au projet, évaluées à 5 millions lors du lancement alors que 22 millions d'heures seront finalement nécessaires.

Les conséquences du renforcement des exigences de sûreté et de l'augmentation de la puissance de l'EPR (1 650 MW) sur la construction du réacteur par rapport à ses prédécesseurs ont été sous-estimées : près de 4 500 modifications ont dû être apportées en cours de réalisation.

2 - Une durée initiale de construction irréaliste

La durée prévisionnelle de construction, entre le premier béton et la mise en service de Flamanville 3, de 54 mois, était inférieure à la durée moyenne de construction des réacteurs du parc français en exploitation. Cette prévision était d'autant moins réaliste que l'EPR de Flamanville 3 était une tête de série et que la durée de construction de chacune des têtes de série du parc électronucléaire français a été systématiquement supérieure à la durée moyenne de construction des réacteurs suivants de la même série. Le besoin d'apprentissage, ou de « réapprentissage » avancé par EDF pour expliquer les dérives de planning du chantier, était manifestement absent des réflexions des dirigeants de l'entreprise lors du lancement du projet, alors qu'il aurait dû être anticipé et pris en compte dans le calendrier prévisionnel de construction du réacteur, *a fortiori* s'agissant d'un réacteur dit de nouvelle génération.

Graphique n° 1 : durée de construction des réacteurs têtes de série (en mois)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

Le temps de construction médian d'un réacteur dans le monde, sur la période 1996 - 2000 a été de 121 mois et n'a jamais été inférieur, de 1986 à 1996, à 59 mois[9]. Cette sous-estimation patente de la durée de construction du réacteur de Flamanville 3 n'est sans doute pas étrangère à la volonté d'EDF d'afficher un temps de construction qui ne soit pas significativement supérieur à celui qui était annoncé par Areva pour OL3. Il s'agissait aussi de convaincre les pouvoirs publics et l'opinion publique que la mise en service d'un premier EPR en France en 2012, permettrait de lancer la construction d'EPR en série à partir de 2015 pour de premières connexions au réseau en 2020, date à laquelle les centrales françaises les plus anciennes atteindraient les quarante ans de durée de fonctionnement prévus à leur conception. Ce raisonnement est exposé par le président d'EDF dans une réunion du conseil d'administration d'octobre 2004, dans laquelle il souligne que l'entreprise « doit tout mettre en œuvre pour procéder à cette construction dans les délais les plus courts[10] ». Cette volonté d'aller vite aura finalement contribué aux dérives du chantier.

[9] *Nuclear Power Reactors in the World*, Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), 2018.
[10] Compte-rendu du Conseil d'administration d'EDF, séance du 21 octobre 2004.

Toutes les grandes étapes de construction du réacteur ont connu du retard. Les difficultés du génie civil ont affecté le projet très tôt dans le processus de construction, avec un impact sur l'ensemble du planning du projet[11].

3 - Une prise de conscience tardive de la perte de compétences techniques et de culture de qualité des industriels du secteur

Près des trois quarts des réacteurs nucléaires du parc français ont été construits dans les années quatre-vingt. En 1981, pas moins de huit réacteurs ont été raccordés au réseau. La filière industrielle s'est structurée en réalisant plusieurs paliers de réacteurs caractérisés par leur homogénéité de conception, tous construits à partir de la technologie américaine Westinghouse de réacteurs à eau pressurisée (34 réacteurs de 900 MW, 20 réacteurs de 1 300 MW et quatre réacteurs de 1 450 MW). L'importance des capacités installées pendant cette période, de même que la surestimation de la demande électrique alors que l'économie française connaissait une croissance plus faible qu'anticipée, expliquent le ralentissement puis l'arrêt des constructions neuves au début des années 2000.

Le premier béton du réacteur français en service le plus récent (Civaux 2) a été coulé en 1991. Ce réacteur a été raccordé au réseau en décembre 1999 et mis en service industriel en 2002. Le premier béton du réacteur de Flamanville 3 a été coulé en décembre 2007, soit 16 ans après celui de Civaux 2 et 8 ans après l'achèvement de sa construction. La construction d'Olkiluoto 3 a commencé en 2005, celle de Flamanville 3 en 2007, avant celles de Taishan 1 et 2, en 2009 et 2010. Seule la construction des réacteurs chinois est aujourd'hui achevée.

[11] La réalisation du radier a été reportée de près d'un an par rapport aux premières estimations réalisées en juin 2004. La pose du dôme, qui devait intervenir en juillet 2009, est intervenue en juillet 2013. L'introduction de la cuve dans le bâtiment réacteur, qui devait intervenir en janvier 2010, est intervenue en janvier 2014. Les essais à chaud, dont le lancement était prévu initialement en juin 2011, ont débuté en février 2019. Compte-tenu de la réparation des soudures de traversée envisagée, il est prévu que le chargement du combustible (qui marque le passage du réacteur en phase d'exploitation nucléaire), initialement prévu en octobre 2011, intervienne fin 2022, que le premier couplage du réacteur au réseau et la production d'électricité commence dans les mois suivants et que l'atteinte de 100 % de puissance nominale du réacteur, initialement attendue en juin 2012, soit effective à l'été 2023 au plus tôt. Le délai de chargement du combustible prévu par le décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche) a été reporté à avril 2024 au plus tard par le décret 2020-336 du 25 mars 2020.

Si l'exploitation et la maintenance du parc en activité fournissent de l'activité aux entreprises du secteur, les compétences mobilisées ne recouvriraient que partiellement, selon EDF, celles nécessaires à la construction de nouveaux réacteurs, tant pour la conception que la fabrication. Même les travaux de « Grand carénage[12] » ne suffiraient pas à maintenir les compétences nécessaires à la réalisation de nouveaux réacteurs nucléaires, les problèmes posés par la conduite des grands chantiers de construction et leur technicité étant très différents des chantiers de maintenance.

Le diagnostic de la faiblesse des capacités industrielles de la filière n'a été fait que tardivement[13]. Le besoin de requalifier les entreprises a fait l'objet d'une insuffisante vigilance. Il aurait nécessité davantage d'attention sur la qualification des procédés spéciaux à mettre en œuvre, compte-tenu des évolutions technologiques, et davantage de rigueur pour s'assurer que les entreprises mandatées étaient bien en mesure de faire ce qui était attendu d'elles.

Pour expliquer les déboires du chantier de Flamanville 3, EDF met en avant la perte de compétences de ses sous-traitants et a indiqué, dans le cadre du présent contrôle, que : « le choix fait de confier des contrats d'ensemblier importants à certains fournisseurs (Areva NP, *General Electric*) a mis en évidence la perte de compétence de ces acteurs dans la conduite d'ensemble d'un tel lot, en matière de planning et de coordination d'une part, en matière de maîtrise d'une vaste chaîne de sous-traitance d'autre part[14] ». Le maître d'ouvrage note également que « les entreprises de la *supply chain* impliquées dans le chantier avaient perdu les compétences nécessaires dans plusieurs domaines : la qualification technique pour réaliser des activités à haut degré de technicité dans le domaine de la fabrication comme dans celui du montage), la capacité à

[12] Programme industriel de renforcement des installations de production d'électricité nucléaire, visant à allonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de quarante ans et à prendre en compte les dispositions de sûreté dites *post Fukushima*.

[13] Le comité stratégique de la filière nucléaire a réalisé une enquête en 2014, publiée en 2016, dans laquelle les entreprises de la filière faisaient état de leur crainte de perdre des compétences en raison du départ à la retraite de salariés, malgré un faible *turn-over* du personnel, de 3,7 % en moyenne (quatre fois et demie inférieur au taux de rotation de la main d'œuvre observé dans l'ensemble des entreprises françaises et 6,7 % dans les grandes entreprises du secteur). Cette crainte était partagée par près de 78 % des grandes entreprises et plus de 52 % des entreprises de taille intermédiaire. Cette même enquête faisait état de difficultés de recrutement dans l'électronucléaire, les trois quarts des grandes entreprises et grands groupes, y compris les entreprises exploitantes, ayant des difficultés à recruter pour certaines spécialités, principalement pour trois d'entre-elles : la robinetterie-chaudronnerie, la sûreté nucléaire et la mécanique.

[14] Éléments produits par EDF dans le cadre du présent contrôle.

maîtriser l'ensemble des processus de traçabilité des exigences requises par la sûreté nucléaire, la perte globale de la culture de sûreté dans les domaines qui avaient été peu utilisés pour la maintenance du parc en exploitation ».

En insistant sur la perte de compétence de ses prestataires et leurs sous-traitants, EDF minimise ses propres responsabilités en tant que maître d'ouvrage et maître d'œuvre de Flamanville 3. Car, au-delà de la perte de compétences techniques de certaines entreprises du secteur, c'est aussi la capacité d'EDF à organiser et à contrôler des chantiers de cette ampleur qui a fait défaut (cf. *infra*).

Dans le but de prévenir la répétition de ces difficultés, EDF a présenté, en décembre 2019, un plan baptisé « Excell », destiné à « permettre à la filière nucléaire d'atteindre le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence ». Ce plan repose sur le renforcement de la qualité industrielle, des compétences et de la gouvernance des grands projets nucléaires. Plusieurs de ses actions, comme « la révision en profondeur de la relation clients - fournisseurs », « le suivi régulier des projets en conseil d'administration », ou encore « le renforcement de la qualification des procédés de fabrication et des outils de traçabilité pour les opérations les plus sensibles[15] », font écho aux recommandations de la Cour.

C - Une conduite de projet défaillante par EDF et un suivi insuffisant par l'État

1 - Au sein d'EDF : un contrôle interne et une organisation inadaptés

a) Le suivi défaillant du conseil d'administration d'EDF

Les décisions d'investissement d'EDF font intervenir, notamment, le président-directeur général, le Comité exécutif (Comex), le Conseil d'administration (CA) et le Comité des Engagements du Comité Exécutif du Groupe (CECEG) qui est une émanation du Comex. Le président dispose de très larges compétences puisqu'il a, sauf cas particulier, compétence pour passer des marchés dont le montant est inférieur ou égal à 350 millions d'euros.

[15] Communiqué de presse relatif à la présentation du plan Excell, EDF, 13 décembre 2019.

Si le rôle du conseil d'administration n'est pas de se substituer au comité exécutif de l'entreprise, il lui revient de définir la stratégie du groupe, de décider des principaux projets qui en découlent, de veiller à leur mise en œuvre et de régler, par ses délibérations, la bonne marche de l'entreprise. Il doit également apprécier les risques opérationnels auxquels l'entreprise est exposée.

Or, ce projet majeur a été rarement mis à l'ordre du jour du conseil d'administration de l'entreprise. Ce dernier n'a été sollicité qu'au cours des trois premières années du projet. Ensuite, il n'a plus été qu'informé, de manière très irrégulière, du déroulement du chantier. En de rares occasions, il a été appelé à délibérer sur des avenants à des marchés. L'EPR de Flamanville 3 est évoqué une à deux fois par an, au plus, pendant ces quinze dernières années. Il n'est inscrit en tant que tel à l'ordre du jour d'aucune des réunions du conseil d'administration en 2011 et 2015. Le conseil d'administration n'a été informé des augmentations successives du coût à terminaison de la centrale qu'après que celles-ci ont été décidées ou enregistrées et rendues publiques[16]. Il n'est pas appelé à les autoriser, sauf pour quelques avenants à des marchés, et ne sollicite à aucun moment un contrôle plus resserré, sauf une fois, le 5 novembre 2009, où le conseil d'administration, à l'initiative du représentant de l'Agence des participations de l'État, imposera des conditions à la renégociation du contrat avec Bouygues, entreprise chargée du génie civil. Les délais de réalisation, passés de 54 mois à 187 mois, n'ont pas donné lieu à davantage de débats. Les reports successifs de la date d'achèvement sont qualifiés par la direction d'EDF « d'aléas normaux sur un chantier de ce type consistant à réaliser une tête de série[17] ». Cette explication semble suffire aux administrateurs qui auraient pourtant pu demander des éclaircissements sur la dérive des coûts de construction de la centrale, à défaut d'information spontanée de la part de la direction.

[16] Le conseil d'administration ne sera qu'informé des réévaluations du coût à terminaison de la centrale les 29 juillet 2010, 18 décembre 2012, 21 novembre 2014 et 21 juin 2016. Les procès-verbaux ne font pas état de débats au sein du conseil d'administration à l'occasion de ces informations successives qui porteront pourtant le coût à terminaison de 3 milliards d'euros en 2004 et à plus de 12 milliards d'euros en 2019. Le 2 mai 2018, le conseil est informé d'un écart constaté sur les soudures du circuit secondaire, parmi d'autres sujets, dans une déclaration d'ouverture de la réunion, sans débat spécifique sur ce sujet. Le 25 juillet 2018, un communiqué de presse annonce la réévaluation du coût du projet à 10,86 Md€. Le sujet est abordé brièvement en conseil d'administration, le 30 juillet 2018. Il porte essentiellement sur les moyens d'éviter qu'EDF ne supporte seule le surcoût constaté.

[17] Compte-rendu du Conseil d'administration d'EDF, séance du 5 novembre 2009.

b) Des messages d'alerte du comité d'audit à partir de 2008 non pris en compte par le conseil d'administration

Le comité d'audit, un des comités spécialisés émanant du conseil d'administration d'EDF, signale, le 12 décembre 2008, un risque de dérive des coûts et des délais, risque passé en zone rouge depuis le second semestre 2007. Aux questions posées par le président du comité, la direction répond que « la réalisation l'EPR a rencontré les aléas classiques de tout grand projet complexe, réalisé qui plus est après un quasi moratoire d'une quinzaine d'années. À ce titre ce n'est pas le chiffrage actuel intégrant les résultats de l'analyse des risques, mais le maintien trop prolongé de l'estimation initiale qui serait questionnable[18] ».

La réunion du comité d'audit du 13 avril 2010 (portant sur le second semestre 2009) clôt un « audit flash » avec réserves, après la décision de l'ASN demandant d'arrêter le coulage du béton du chantier FLA3. Le comité constate que les recommandations consécutives à l'audit ont été mises en œuvre (formation des personnels EDF et Bouygues à la culture de sûreté, listage et suivi des activités concernées par la qualité sur le site, renforcement de la surveillance exercée par EDF, amélioration du traitement des fiches de non-conformité des prestataires) mais que « toutefois, les difficultés perdurent malgré les mesures mises en œuvre, dans le cas présent sur la salle des machines[19] ». Un retard de l'ordre de 18 mois est envisagé.

Ces messages d'alarme, lancés par le comité d'audit, ne donneront pas lieu à débats au sein du conseil d'administration, ni à l'adoption de mesures correctrices.

c) Un pilotage financier inadapté à l'ampleur du projet

Le projet fait l'objet de discussions régulières au sein du Comité d'Engagements du Comité Exécutif (CECEG).

Les relevés de décisions du comité des engagements ne permettent pas de reconstituer de manière claire les augmentations successives du coût de construction de Flamanville 3. Les données sont exprimées, dans un même tableau, et selon les postes de dépenses et les marchés, en euros courants et en euros constants. Comme l'indiquent ces documents, « les sommes des contrats en « M€ base marché » sont indicatives car elles additionnent des monnaies en base économique différente » ou encore « le chiffre est indicatif car il repose sur une base monétaire non commune ». En outre, le coût à terminaison détaillé par principaux marchés soumis au

[18] Compte-rendu du Conseil d'administration d'EDF, séance du 12 décembre 2008.
[19] Compte-rendu du Comité d'audit d'EDF, séance du 13 avril 2010.

comité d'engagement ne porte que sur les contrats de plus de 50 M€ ; il ne correspond pas au coût à terminaison « total », comprenant l'ensemble des contrats, supérieurs et inférieurs à 50 M€. Durant la plus grande partie du chantier, l'entreprise informe les membres du comité d'engagement (et ceux du conseil d'administration) sur les coûts de FLA3 « par différence », sans donner une vision consolidée historique de ces évolutions. Il faut attendre fin 2012 pour que l'entreprise estime les coûts sur la base du « reste à faire », chiffre encore différent du coût à terminaison, car il ne comprend ni les provisions pour aléas majeurs (ceux conduisant par exemple à un allongement significatif du planning), ni les demandes d'indemnisation et les réclamations. Durant les cinq premières années de construction de l'EPR, les dépenses sont donc compilées, sans vision du coût final. Ce n'est qu'à partir des réorganisations de l'organisation projet de 2011, et surtout de 2015[20], qu'un suivi plus régulier des dépenses du chantier, de l'estimation du reste à faire selon les indicateurs d'avancement physique (à partir de 2013), et une gestion centralisée des achats et des contrats, ont été progressivement mis en place.

Dans ces conditions, le secrétaire général d'EDF déclarait en novembre 2011 que « les contrats Areva et Bouygues présentent encore des risques pouvant impacter les coûts du projet », et ajoutait que « les autres contrats comportent aussi des risques mais qui ne sont pas de nature à impacter les coûts globaux du projet[21] », alors même que ces « autres contrats » ont connu, depuis, une augmentation de plus de 2,5 Md$€_{2015}$, principalement due aux dérives de planning.

d) Des relations contractuelles qui aggravent la faiblesse du pilotage technique du projet

EDF a conclu, pour la construction de FLA3, un nombre significativement moindre de contrats que pour la réalisation des chantiers précédents, de 700 à 750 contrats environ pour les réacteurs de 1 450 MW du palier N4, à 150 contrats pour FLA3, dont 20 représentaient 80 % du coût du projet lors de son lancement. Cette réduction du nombre de contrats devait constituer pour EDF un facteur de simplification et d'économies. Elle s'est accompagnée d'un accroissement du périmètre de responsabilité de ses fournisseurs, sans pour autant diminuer le nombre d'intervenants,

[20] À partir de cette date, le comité des engagements d'EDF examine les chiffres en euros courants et constants avec un coût à terminaison exprimés en euros 2015 et les risques.
[21] Relevé des décisions du comité d'engagement, EDF, 22 novembre 2011.

sous-traitants de second, troisième voire quatrième rang, non liés contractuellement avec EDF et que l'entreprise ne pouvait contrôler[22].

Les contrats n'intégraient, à la signature, ni les aléas – pourtant prévisibles compte-tenu du caractère de « tête de série » du réacteur – ni les mécanismes incitatifs qui auraient permis de prendre en compte le caractère incomplet du design. Sur ce point, EDF reconnaît, dans le cadre du présent contrôle, que « les spécifications techniques et les principaux contrats du projet Flamanville 3 ont été passés alors que les études détaillées n'étaient pas encore réalisées, en privilégiant une base forfaitaire (qu'elle soit par « bordereau de prix unitaire » ou globale) qui n'était pas encore définie à l'époque ». La passation de contrats à durée fixe ou déterminée, au forfait ou avec des bordereaux de prix unitaires, avec une date butoir non corrélée à l'achèvement des prestations définies, faisait supporter les risques au titulaire du marché, ce dernier étant considéré comme « sachant technique ». Mais cette protection d'EDF s'est révélée illusoire, même si les contrats précisaient que le titulaire « reconnaît avoir pris connaissance des contraintes de toute nature à prendre en compte pour l'exécution de ses travaux, et reconnaît les avoir intégrées sans restriction dans ses prix forfaitaires et dans son planning » ou encore qu' « il ne peut en aucun cas prétendre à un supplément de prix par suite, soit d'insuffisance de description, soit de difficulté d'accès ou d'organisation dues aux particularités de la prestation ». Les fournisseurs n'ont pas, en effet, été en mesure d'évaluer, en phase d'appel d'offres, l'ensemble des

[22] Depuis 2017, le code de l'environnement prévoit, à ses articles R. 593-10 et suivants, que pour garantir la maîtrise de la réalisation des activités importantes pour la protection (AIP), l'exploitant d'une installation nucléaire de base limite, autant que possible, le nombre de niveaux de sous-traitance. Les prestations de service ou de travaux définis à l'article R. 593-13 du code de l'environnement ne peuvent être réalisées que par des sous-traitants de premier ou de deuxième rang. Mais, alors que la notion d'exploitation d'une installation nucléaire de base couvre toutes les activités relevant de l'exploitant depuis la conception et la construction de l'installation, jusqu'à sa mise à l'arrêt définitif et son démantèlement, en passant par son fonctionnement, et alors que les dispositions législatives ou réglementaires relatives au recours à des prestataires et à la sous-traitance en matière nucléaire sont en général applicables durant toute l'exploitation, la limitation à deux du nombre de niveaux de sous-traitance est explicitement exclue pour ce qui concerne les installations avant leur mise en service. La limitation juridique de la « profondeur » de la sous-traitance à deux niveaux, spécifique au domaine nucléaire, ne concerne donc pas la construction des réacteurs.

risques dans la mesure où la réponse aux appels d'offres s'est effectuée sur des études insuffisamment détaillées[23].

EDF convient s'être « trouvé dans l'obligation de notifier des avenants successifs aux principaux contrats, au fur et à mesure du déroulement des études, afin de traiter notamment les modifications de périmètre, de quantités, la mise en œuvre de modes opératoires spécifiques et les études complémentaires[24]. ». L'ampleur des évolutions du projet a contraint l'entreprise à renégocier avec ses fournisseurs, faute de quoi le chantier se serait interrompu. Cette renégociation a parfois comporté des dispositions liant plus étroitement la rémunération du fournisseur aux conditions d'exécution du contrat. Ce fut le cas de l'avenant au contrat passé avec Bouygues Construction en novembre 2009[25]. Le résultat fut cependant limité au regard de l'augmentation du coût de ce contrat (+ 871,5 M€, sur la base de sept avenants). Les mécanismes destinés à appliquer une matrice des risques commune au client et au fournisseur, dans le respect des règles de la commande publique, n'ont pas été mis en œuvre[26].

EDF a surestimé ses compétences de pilotage de chantier et ne s'est organisée que très tardivement pour y faire face. L'ingénierie du projet a été dispersée notamment entre le CNEN (Centre National d'Équipement Nucléaire), SOFINEL (dont le capital est détenu à 55 % par EDF et 45 % par Framatome), le CNEPE (Centre National d'Équipement et de Production d'électricité). EDF, qui se définit comme architecte ensemblier, n'a pas organisé en son sein de façon claire la distinction entre les fonctions de maître d'ouvrage et de maître d'œuvre. Aucune instance ne se trouvait donc chargée de veiller au respect des objectifs et du cadre technique et financier du projet. Ce n'est qu'en 2015 qu'est constituée une équipe projet dédiée dirigeant le chantier *in situ* et séparant la responsabilité du projet de l'ingénierie. Dans son rapport sur la construction de l'EPR de Flamanville,

---

[23] Selon l'entreprise Bouygues Construction, la réponse à l'appel d'offre sur le génie civil principal s'est faite sur la base de plans guides pour lesquels le *detail design* du ferraillage n'était pas réalisé (il a été réalisé par le prestataire lui-même), pas plus que celui de la pose des platines, et le *detail design* du coffrage était réalisé à 10 % à 15 %.

[24] Document préparatoire au comité des engagements, EDF/DIPNN, 11 mai 2015.

[25] Le plafond des pénalités est passé de 10 % pour le contrat initial (325 M€) à 14 % du montant projeté en 2009 (580 M€) et le plafond absolu de pénalités est passé de 54 à 80 M€.

[26] Dans une note sur les difficultés résultant des pratiques contractuelles appliquées aux marchés associés à la filière nucléaire, l'entreprise Bouygues Construction recense quatre méthodes de partage équilibré des risques et des gains entre commanditaire et prestataire, dont certaines sont, selon elle, utilisées pour des contrats du Grand Paris.

M. Jean-Martin Folz relève d'ailleurs que « ce n'est que très progressivement que l'équipe en charge du projet a été dotée de moyens et de méthodes cohérents avec l'ampleur de la tâche[27] », ce que la Cour a également constaté.

2 - Des réactions des administrations tardives, rares et par trop rassurantes

Aucune des notes produites par l'agence des participations de l'État entre 2004 et 2019 ne fait état d'inquiétude ou de questionnement de l'APE sur le projet, son coût, ses dérives successives et les risques qu'il comporte pour EDF et par voie de conséquence pour l'État. Le réalisme de l'évaluation des coûts et des délais du projet n'a pas été mis en doute ni évalué, pas plus que les dérives successives n'ont fait l'objet d'analyses internes à l'APE. Les procès-verbaux du conseil d'administration d'EDF ne font état que d'une seule intervention du gestionnaire des participations de l'État sur ce projet, à propos du premier avenant au contrat passé avec Bouygues. Par la suite, les dérives successives du coût à terminaison du projet ne susciteront plus aucune réaction des représentants de l'APE au conseil d'administration d'EDF. Y compris sur les questions de défauts de qualité, l'actionnaire apparaît comme un spectateur d'événements dont il ne semble avoir connaissance que par voie de presse. Et si le commissaire aux participations de l'État est intervenu lors d'une réunion du conseil d'administration d'EDF suite à la décision de l'ASN sur les soudures de traversée[28], ce n'est que tardivement au regard des dérives successives rencontrées sur le chantier. L'agence des participations de l'État affirme vouloir désormais être attentive au suivi de la mise en œuvre des actions d'EDF pour répondre aux exigences de qualité et de gestion des projets. Elle indique également exiger des rapports plus fréquents sur le déroulement des projets EPR.

[27] Rapport au président-directeur général d'EDF, « La construction de l'EPR de Flamanville », M. Jean-Martin FOLZ, octobre 2019.

[28] Lors du conseil d'administration du 20 juin 2019, le commissaire général aux participations de l'État a souligné la gravité de la situation et les impacts majeurs d'un nouveau retard pour l'ensemble de la filière nucléaire française.

Les notes de la direction générale chargée de l'énergie[29], dont l'organisation, le rattachement ministériel et les conditions de participation au conseil d'administration[30] ont été modifiés après le lancement du projet de Flamanville, ne comportent pas davantage de signaux d'alerte à l'intention des ministres, ou d'analyses critiques de la conduite du chantier de Flamanville 3 par EDF. Interrogée sur le fondement de son avis favorable à la construction de l'EPR, la DGEC fait valoir que, dans la mesure où la construction de Flamanville 3 était conforme à l'orientation de la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique,[31] elle y était favorable, et s'en était remise à l'évaluation technique et économique de l'entreprise publique.

De même, dans une note du 9 décembre 2008, le directeur général de l'énergie et du climat reprend à son compte les perspectives de construction des industriels, sans prise de distance[32]. Dans cette même note, il indique qu'« un glissement du coût de l'EPR n'est pas nécessairement le révélateur d'un dérapage de chantier mais peut résulter d'une offre commerciale mal estimée. » Il ajoute que « les difficultés rencontrées à Olkiluoto et à Flamanville ne sont ainsi pas aberrantes alors qu'il s'agit d'un nouveau réacteur dans un secteur qui a connu près d'une décennie d'absence d'activité de chantier ».

Il ne prend pas davantage la mesure des problèmes un an plus tard, puisqu'il indique, dans une note datée du 25 novembre 2009 consacrée aux multiples difficultés rencontrées dans la conduite du chantier de Flamanville 3, que : « l'administration ne peut apporter des éléments complémentaires à ceux apportés par EDF, qui reste le seul porteur du projet. L'enjeu majeur pour l'entreprise est celui de la communication, adressée en premier lieu au marché, les informations et les prévisions relatives à l'avancement et au coût du chantier. La marge d'ambiguïté

[29] La direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) relevait du Ministre chargé de l'industrie. En 2008, lui a succédé la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), qui relève du Ministre chargé de l'énergie (MTES actuellement).

[30] La direction générale chargée de l'énergie a d'abord disposé du statut de représentant de l'État en tant qu'administrateur tout en ayant un rôle de contrôle de l'activité nucléaire d'EDF et de mise en œuvre de la politique énergétique. C'est en 2012 qu'elle a bénéficié d'un poste de commissaire du gouvernement au sein du CA d'EDF.

[31] À savoir, disposer, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération.

[32] Il évoque, pour le groupe Areva, la prise de commande de 48 EPR et 13 ATMEA (il s'agit de réacteurs de 1 000 MW issus de la collaboration avec Mitsubishi) « avant 2020 » et pour EDF, l'exploitation « de 10 EPR » à cette même date. En réalité, sur les 52 réacteurs envisagés, Areva n'aura vendu qu'un seul EPR, lequel n'est pas encore en service.

qu'EDF a souhaité conserver, notamment sur les délais, ne peut être remise en cause, au-delà des doutes que chacun peut concevoir, que par l'entreprise elle-même ». Il conclut que « les nombreux aléas qui ont été rencontrés, ce qui est d'ailleurs naturel sur un chantier de cette ampleur, ont conduit à des réactions adaptées de la part d'EDF qui ont permis de garder la maîtrise du projet ».

De son côté, la direction générale du Trésor a indiqué à la Cour n'avoir pas réalisé d'évaluation de l'intérêt économique du projet. Les notes qu'elle a produites pendant l'instruction portent exclusivement sur le soutien proposé par les autorités françaises, sous forme de garantie de crédit, aux projets d'exportation de l'EPR (il en est rendu compte *infra)*.

Des décisions du pouvoir politique insuffisamment éclairées par les administrations de tutelle

Les principales décisions relatives au nucléaire civil et militaire sont prises par le Président de la République, depuis le début de la cinquième République. Elles sont normalement préparées par le Conseil stratégique de la filière nucléaire, qui rassemble tous les acteurs de la filière, et sont prises au sein du Conseil de politique nucléaire, créé par un décret du 21 avril 2008 dans le but d'affirmer l'ambition internationale du secteur nucléaire français et l'appui politique dont il bénéficie.

En réalité, les réunions de ce Conseil sont assez rares et servent surtout à officialiser des décisions. Notamment, le 8 février 2012, le Conseil de politique nucléaire a décidé la prorogation de la durée de vie des centrales françaises au-delà de 40 ans et la construction d'un deuxième EPR à Penly (Seine-Maritime). Le 28 septembre 2012, il a décidé que seul l'EPR de Flamanville serait mis en service pendant le quinquennat, en même temps qu'il confirmait la fermeture de la centrale de Fessenheim et la réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en 2025.

Dans ce contexte, il n'est pas établi que les administrations de tutelle réalisent un travail d'instruction technique suffisamment approfondi pour éclairer les décideurs politiques.

II - Une succession de défauts mettant en cause la culture de la qualité de la filière industrielle

A - Une absence préjudiciable de dialogue technique entre EDF et ses prestataires et de trop nombreuses modifications apportées en cours de chantier

1 - Un manque de comportements collaboratifs

La qualité insuffisante du dialogue technique entre EDF et ses prestataires explique une partie des difficultés rencontrées. Une communication déficiente entre les équipes d'EDF et celles de ses sous-traitants a nui à la conduite d'un chantier qui suppose une forte imbrication des activités et des prestations des uns et des autres. M. Jean-Martin Folz évoque dans son rapport des « relations insatisfaisantes » entre EDF et les entreprises et un manque d'« atmosphère collaborative ». Les relations entre EDF et ses fournisseurs ont été dysfonctionnelles et ont eu des conséquences importantes.

La rivalité entre Areva et EDF a contribué à une mauvaise transmission de certaines spécifications techniques relatives aux équipements sous pression nucléaire. Par la suite, l'hostilité larvée ou déclarée entre les équipes d'Areva NP et d'EDF n'a pas permis la résolution rapide des difficultés rencontrées sur les soudures de traversées (voir *infra*).

2 - Les difficultés de réalisation du génie civil

a) Une relation contractuelle compliquée entre EDF et la société Bouygues TP

La relation contractuelle a été compliquée avec la société Bouygues TP chargée des travaux du génie civil[33]. L'insuffisance des études détaillées au début du chantier, puis le dialogue altéré avec Bouygues ont entraîné une augmentation de la durée de réalisation du génie civil ainsi

[33] L'entreprise Bouygues TP a été la société titulaire du marché de génie civil principal (contrat YR2201). La signature du marché est intervenue en septembre 2006.

qu'un fort dépassement du budget de départ. Eu égard à la durée des prestations (10 ans) et aux difficultés rencontrées sur le chantier, la direction du projet de Flamanville a d'ailleurs décidé de formaliser un retour d'expérience[34] avec l'entreprise en septembre 2017.

En raison de la sous-estimation initiale des travaux à réaliser, les opérations ont nécessité un réajustement complexe des calculs de dimensionnement d'équipements.

Il en est résulté une augmentation corrélative du nombre de personnels exécutants et compagnons devant être mobilisés par la société. Il a fallu recruter en cours de chantier de la main d'œuvre en volume suffisant, notamment pour monter les armatures, du fait du très fort accroissement des ratios de ferraillage (la densité de ferraillage est passée de 180 kg par m^3 à 255 kg par m^3).

Au total, la durée de réalisation du génie civil, qui devait être de 20 mois, a été de 70 mois[35]. EDF a partiellement réussi à limiter l'impact de ces retards sur la durée globale de réalisation du projet en faisant démarrer les travaux électromécaniques en parallèle à ceux du génie civil et en accélérant d'autres activités venant en aval du génie civil.

b) Des alertes en termes de qualité industrielle

Les difficultés n'ont pas été seulement économiques, mais également industrielles. Dès avril 2008, des fissures ont été constatées dans le radier de l'îlot nucléaire[36]. En juin 2008, l'ASN a demandé à EDF de suspendre les opérations de coulage de béton des ouvrages importants pour la sûreté ; la reprise conditionnelle a été autorisée à la fin du mois. En janvier 2010, l'autorité de sûreté a demandé que les méthodes de traitement du bétonnage fassent l'objet d'une qualification complète. En juillet 2011, une inspection de l'autorité de sûreté a permis de constater que le remplissage en béton des coffrages des parois de la piscine du bâtiment combustibles n'était que partiel, laissant apparaître des nids de cailloux et des cavités en plusieurs endroits. Ces écarts de qualité ont ensuite été résorbés, et finalement la qualité des opérations réalisées n'a pas été remise en cause par EDF ou par l'ASN.

---

[34] Le retour d'expérience comporte un compte-rendu des échanges entre EDF et Bouygues TP, qui se sont tenus les 26 et 27 septembre 2017.

[35] La durée de mise en œuvre du chantier entre le bétonnage du radier et le pose du dôme s'est étalée sur 68 mois.

[36] La coulée avait été réalisée du 3 au 5 décembre 2007.

c) Des exigences redondantes et incohérentes

Les prévisions faites par EDF au moment des études détaillées ont été établies par rapport à une référence antérieure avec 50 % de béton de plus que pour la tranche N4. Elles se sont avérées insuffisantes. Cette erreur initiale n'a pas permis une bonne prise en compte par EDF comme Bouygues de la complexité et de la spécificité de la construction d'un EPR[37]. Une préparation plus fine des études détaillées aurait dû conduire les deux entreprises à prévoir dès le départ des moyens plus importants, des ressources humaines et techniques plus conséquentes et une mobilisation plus rapide des moyens de levage.

3 - De trop nombreuses modifications apportées en cours de chantier

En construction depuis septembre 2007, l'EPR 3 de Flamanville a connu de nombreux déboires, ralentissant le cadencement normal des différentes étapes industrielles du chantier, et obligeant, dans certains cas, à l'arrêter, pour des raisons industrielles, techniques et/ou règlementaires[38].

a) Le défaut de conception initiale du système de contrôle-commande

Le système de contrôle-commande est constitué de l'ensemble des systèmes qui, dans une installation nucléaire, permettent d'effectuer automatiquement des mesures et d'assurer des fonctions de régulation ou de protection. Celui du réacteur de Flamanville 3 comprend deux plates-formes associées[39].

---

[37] Une fois les erreurs des études initiales identifiées puis corrigées, les opérations de génie civil ont finalement permis le respect de ce très haut niveau d'exigence.

[38] Le cadre réglementaire applicable en France est essentiellement défini par l'arrêté INB du 7 février 2012, définissant un référentiel d'exigences applicables aux installations nucléaires de base s'inspirant des standards émis par l'AIEA et des niveaux de référence WENRA. À ces exigences s'ajoutent celles de directives européennes transcrites en droit français, telles que l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). Les équipements des réacteurs à eau sous pression (REP) français sont conçus, fabriqués et exploités à partir des codes édités par l'association AFCEN : le RCC-M pour les matériels mécaniques ou le RCC-E pour les matériels électriques. Les codes de l'AFCEN sont rédigés à partir de normes et exigences de la réglementation technique générale et prennent en compte la bonne pratique industrielle. L'ASN suit la conformité aux exigences réglementaires des codes de l'AFCEN.

[39] Il s'agit de la plateforme Téléperm XS spécifiquement développée pour l'industrie nucléaire et dédiée aux fonctions de protection du réacteur en situation d'incidents ou d'accidents et de la plateforme SPPA T2000 d'origine industrielle classique, utilisée pour des fonctions liées au fonctionnement normal du réacteur et pour certaines fonctions de protection du réacteur, en situations d'incidents ou d'accidents.

Le 15 octobre 2009, l'ASN a indiqué à EDF que la sûreté de la plateforme SPPA T2000 n'était pas démontrée, l'autorité de sûreté demandant à EDF d'apporter des éléments de justification complémentaires. Le 22 octobre 2009, les trois autorités de sûreté nucléaire de Finlande (STUK), de France (ASN) et du Royaume-Uni (ONR, anciennement HSE) ont rendu publique une déclaration concernant le réacteur EPR et demandant aux exploitants (EDF en France) et au fabricant (Areva) de revoir le système de contrôle-commande du réacteur de l'EPR. La critique portait sur l'absence d'indépendance des deux systèmes chargés d'assurer, d'une part, le contrôle (c'est à dire le bon fonctionnement du réacteur en situation normale) et, d'autre part, la sûreté (c'est-à-dire le maintien du contrôle du réacteur en situation anormale ou accidentelle).

Le système de sûreté doit pouvoir pallier une défaillance du système de contrôle et doit être, par conséquent, totalement indépendant de celui-ci. Les trois autorités ont considéré que l'EPR ne satisfaisait pas à cette exigence d'indépendance entre les deux systèmes. Le sujet a été abordé lors d'une réunion du CA d'EDF le 5 novembre 2009. EDF a finalement mis en œuvre la modification de l'architecture du contrôle-commande demandée par l'ASN visant à en améliorer la robustesse, en avril 2012, après qu'EDF et l'ASN sont parvenues à un accord sur un nouveau système de contrôle[40].

b) Les défauts de fabrication du pont polaire

En décembre 2011, des défauts ont été constatés sur les consoles du pont polaire qui domine le bâtiment réacteur et permet de manipuler toutes les charges lourdes. L'importance des défauts constatés, après l'installation de la totalité des consoles dans le bâtiment, conduira EDF à les faire déposer et à en fabriquer de nouvelles[41].

---

[40] La présentation faite en conseil d'administration ne rendait compte que très imparfaitement des difficultés réelles rencontrées par l'entreprise dans la réalisation de cet élément essentiel du fonctionnement de l'EPR (voir développements plus haut dans le présent rapport sur le rôle du CA).

[41] D'autres difficultés sont apparues en cours de chantier s'agissant du pont polaire. En octobre 2013, à l'occasion d'un essai du chariot de 320 tonnes qui circule sur le pont polaire du bâtiment réacteur, la chute d'une pièce a ainsi entraîné la dégradation du liner qui recouvre la paroi de la première enceinte du bâtiment réacteur.

B - Les anomalies de la cuve du réacteur ayant nécessité une décision de l'ASN

1 - Les défauts détectés

La cuve[42], qui contient le réacteur et le combustible nucléaire, est bien sûr un élément essentiel de l'EPR. Elle constitue également la deuxième barrière de confinement des éléments radioactifs[43]. Son intégrité doit donc être assurée et justifiée dans toutes les situations de fonctionnement normal, « incidentel » et accidentel du réacteur, pour toute la durée de son exploitation.

a) La règlementation applicable

La question de la réglementation applicable revêt une importance majeure pour les différents acteurs industriels au premier rang desquels EDF, Framatome et ses sous-traitants, qui doivent respecter des codes et règles stricts en matière de fabrication des équipements sous pression nucléaire. Framatome a notamment insisté auprès de la Cour sur la difficulté technique qui a découlé de changements de réglementation en ce domaine.

S'agissant de la cuve, les données étaient les suivantes : la cuve est un équipement de niveau N1, soit le plus important pour la sécurité. Au moment de sa fabrication, la réglementation applicable était constituée :

- du décret du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression,

[42] La cuve est constituée de deux types de pièces : les viroles, qui constituent la partie cylindrique de la cuve et les calottes, qui en forment les parties inférieures (le fond) et supérieures (le couvercle). Les calottes sont des pièces bombées de forte épaisseur. Contrairement à d'autres équipements du circuit primaire, comme les générateurs de vapeur ou les couvercles de cuve, le remplacement d'un corps de cuve n'est pas une opération qui peut être envisagée par l'exploitant après la mise en service du réacteur. La durée de fonctionnement de la cuve conditionne donc directement celle de l'installation toute entière.

[43] La première est la gaine des assemblages de combustibles et la troisième l'enceinte de confinement.

- de l'arrêté du 12 décembre 2005[44] relatif aux équipements sous pression nucléaires, dit « arrêté ESPN » (arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaire)[45].

Depuis 2005, la réglementation a renforcé les exigences de contrôle et de justification adressées aux fabricants d'équipements sous pression nucléaires, et les analyses de risques, les méthodes de qualification et les contrôles ont été étendus. Ce n'est toutefois qu'en 2009 puis 2011 que le processus de qualification technique au sens de l'arrêté ESPN de 2005 a été clarifié entre l'ASN et le fabricant. Mais, comme le font remarquer à la fois l'ASN et Framatome dans le cadre du présent contrôle, la conformité de la cuve du réacteur a été évaluée en application de nouveaux textes[46], dont l'arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires, lequel comporte un article 9 qui a introduit une possibilité de dérogation en cas d'écart, inexistante auparavant.

b) La constatation d'écarts en termes de qualité

En l'occurrence, des zones de ségrégation carbone excessive conduisant à des valeurs de résilience inférieures à 60 Joules (valeur de référence de l'arrêté ESPN) ont été détectées dans le couvercle de la cuve du réacteur de Flamanville 3. Ces zones de concentration excessive de carbone réduisent la résistance de l'acier aux sollicitations thermiques et mécaniques auxquelles il est exposé.

Un débat technique et juridique s'est noué autour de cette question.

En 2014, Areva a mené des essais sur un couvercle similaire à celui de l'EPR de Flamanville 3. Les résultats confirmèrent la présence d'une

---

[44] L'arrêté du 12 décembre 2005 comportait des dispositions transitoires au titre desquelles l'arrêté du 26 février 1974, relatif à la construction du circuit primaire principal des chaudières nucléaires à eau, aurait pu s'appliquer à la fabrication de la cuve du réacteur EPR mais l'exploitant et le fabricant ont décidé d'appliquer les dispositions de cet arrêté de 2005.

[45] Selon cet arrêté, la cuve est un équipement de niveau N1, le matériau doit être suffisamment ductile et tenace. Ces exigences sont respectées si le matériau présente les propriétés suivantes : pour ce qui concerne la ductilité, une valeur d'allongement au moins égale à 20 % à une température de 20°C après rupture dans un test de traction ; pour ce qui concerne la résilience : une énergie de flexion par choc au moins égale à 60 Joules à 0 °C.

[46] La section 12 du chapitre VII du titre V du livre V du code de l'environnement et l'arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires qui a remplacé l'arrêté précité de 2005 pour la partie relative à la fabrication de nouveaux équipements.

zone présentant une concentration importante en carbone conduisant à des valeurs de résilience métallique plus faibles qu'attendues.

L'ASN a rendu publique le 7 avril 2015 une anomalie de la composition de l'acier dans certaines zones du couvercle et du fond de la cuve, après avoir été informée, par Areva, de résultats d'essais mécaniques réalisés sur une calotte, issue de la même pièce ayant permis de forger le couvercle de cuve du réacteur EPR de Flamanville, inférieurs à la valeur de référence mentionnée par la réglementation.

Dans sa lettre du 14 décembre 2015 au président d'Areva, le Président de l'ASN écrit que le dossier de qualification technique présenté pour les calottes du fond et du couvercle de la cuve montre que « le risque d'hétérogénéité dû aux ségrégations majeures positives résiduelles, phénomène métallurgique connu, a été mal apprécié et ses conséquences mal quantifiées. » Il considère que « l'exigence de qualification technique n'est pas respectée (pour le couvercle et le fond de la cuve) et que [EDF] n'a pas fait le choix de la meilleure technique. » De leur côté, les équipes d'EDF semblent considérer, à ce moment-là, qu'il ne peut y avoir de véritable « plan B » et que le démarrage du réacteur étant prévu pour 2018, il sera impossible de retirer ces pièces ou de les remplacer.

2 - L'application d'un régime dérogatoire pour sortir d'une situation difficile

Le décret du 1er juillet 2015 (décret n° 2015-799) et son arrêté d'application du 30 décembre 2015 publié le 3 janvier 2016 relatif aux équipements sous pression nucléaires, dont font partie les cuves des réacteurs, ont créé un régime dérogatoire à l'application des règles de conformité des équipements sous pression nucléaires. L'article 9 de l'arrêté dispose qu'en application de l'article L. 557-1-3 du code de l'environnement, en cas de « difficulté particulière », et sur demande dûment justifiée, assurant notamment que les risques sont suffisamment prévenus ou limités, l'ASN peut, par décision prise après avis de la Commission centrale des appareils à pression, autoriser l'installation, la mise en service, l'utilisation et le transfert d'un équipement sous pression nucléaire ou d'un ensemble nucléaire n'ayant pas satisfait à l'ensemble des exigences des articles L. 557-4 et L. 557-5 du code de l'environnement, du chapitre VII du titre V de la partie réglementaire du code de l'environnement et du présent arrêté.

Sans ce régime dérogatoire, il n'aurait pas été possible à l'ASN d'autoriser la mise en service du couvercle de cette cuve.

Le 9 octobre 2018, l'ASN a autorisé la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur de Flamanville, sous réserve de la réalisation d'un programme d'essais de suivi du vieillissement thermique sur l'acier de la ségrégation majeure positive résiduelle du carbone et de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation[47]. Si les résultats de ce programme d'essai ne sont pas satisfaisants, EDF devra changer le couvercle de la cuve d'ici la fin de 2024.

La fixation de cette échéance s'explique par le délai nécessaire à la réalisation d'un nouveau couvercle, l'ASN ayant considéré que le maintien transitoire du couvercle de la cuve pendant cette période n'affectait pas la sureté du fonctionnement du réacteur[48].

À cet effet, l'ASN a vérifié et fait vérifier *a posteriori* la qualité métallurgique des pièces concernées. Elle a, ce faisant, dû entrer dans un processus de discussions avec l'exploitant, inhabituel pour une autorité de sûreté puisque cela l'a conduit à valider une situation de non-conformité à la réglementation initiale.

Enfin, après la découverte de défauts sur le couvercle et le fond de la cuve du réacteur, l'ASN a demandé l'examen de tous les composants forgés par Creusot Forge destinés à l'EPR de Flamanville, ce qui a abouti à la découvertes de dossiers de contrôle à ce jour contestés [49].

[47] La faisabilité de ces contrôles n'est pas aujourd'hui acquise pour le couvercle en l'état des connaissances actuelles. Seuls des robots pourraient éventuellement permettre d'effectuer des tests au milieu de la « forêt » qui occupe la partie supérieure du couvercle. Pour cette raison l'ASN a limité à fin 2024 l'utilisation du couvercle actuellement installé.

[48] Compte-tenu de l'incertitude sur la date du démarrage du réacteur, l'ASN aurait pu fixer un délai correspondant non à une date limite mais à un délai maximal d'exploitation, mais elle a considéré que dès qu'un nouveau couvercle pouvait être installé, il convenait d'y procéder sans délai.

[49] L'ASN a demandé que la période de vérification remonte davantage dans le temps afin d'avoir une vision exhaustive de la situation. Les dossiers de contrôle de 20 pièces forgées par Creusot Forge et destinées à l'EPR de Flamanville font actuellement l'objet d'une information judiciaire ouverte en 2019 par le parquet de Paris pour plusieurs infractions, visant notamment la mise à disposition sur le marché, l'installation et la mise en service d'un équipement à risques ne satisfaisant pas aux exigences essentielles de sécurité, l'usage de faux en écriture et la mise en danger d'autrui.

C - Un dysfonctionnement grave dans la gestion du chantier : la question des soudures mal réalisées

1 - Un choix du constructeur EDF : le principe d'exclusion de rupture pour certaines tuyauteries

L'exclusion de rupture correspond à un renforcement apporté par le fabricant dans la conception, la fabrication et le suivi en service de matériels visant à rendre extrêmement improbable leur rupture. Cette démarche a conduit à des demandes de spécifications techniques allant au-delà du code de construction RCC-M sur lequel le fabricant s'appuie pour démontrer le respect de ces règles.

Si elle a pris une grande importance dans le cas du chantier de l'EPR de Flamanville, cette notion n'est pas nouvelle : une démarche équivalente à celle de l'exclusion de rupture est appliquée depuis plusieurs dizaines d'années sur une partie des lignes vapeur principale extérieures à l'enceinte des réacteurs à eau sous pression (démarche dite de tronçons protégés) : les ruptures sur ces tronçons sont *a priori* exclues dans la démonstration de sûreté, compte tenu de l'impossibilité de définir des dispositions permettant d'en gérer l'occurrence. Il en va de même de la cuve du réacteur.

Le choix de la mise en œuvre du principe d'exclusion de rupture pour certaines tuyauteries a été retenu par EDF pour le chantier de l'EPR de Flamanville, mais n'a pas été fait par Areva s'agissant du chantier d'OL3 en Finlande. Ceci explique la présence à Olkiluoto de systèmes anti-débattements qui correspondent à la notion de fuite avant rupture (la rupture est dans ce cas une hypothèse qui n'est pas écartée et le fabricant cherche à en limiter les effets néfastes en termes de sûreté).

L'ASN définit l'exclusion de rupture comme « 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 ». En conséquence, l'exploitant a le droit « de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation. » La conséquence est que l'exploitant peut alors s'exonérer de certaines études de sûreté qui seraient longues et coûteuses.

Quant à l'IRSN, il définit la notion de composants dits « non ruptibles » dans les termes suivants : « Si des dispositions peuvent être mises en place afin de limiter les conséquences de la plupart des ruptures, dans l'état actuel des connaissances et des techniques disponibles, la rupture de certains récipients ne peut pas faire l'objet de dispositions, raisonnables et

dont l'efficacité peut être démontrée, de limitation des conséquences qui permettraient de rendre ces conséquences compatibles avec les objectifs de sûreté retenus pour les installations correspondantes. L'effort porte alors sur l'amélioration de la prévention des événements correspondants pour, *in fine*, permettre de les « exclure ». Il apparaît nécessaire que la rupture soit rendue extrêmement improbable avec un haut degré de confiance moyennant le respect d'exigences renforcées de conception, de fabrication et de surveillance » (IRSN démarche de sûreté 2019).

Les expressions « extrêmement improbable » et « haut degré de confiance » sont susceptibles de donner lieu à d'éventuelles divergences d'interprétation. C'est pourquoi il importe que la traduction scientifique et technique du concept d'exclusion de rupture soit consignée dans des guides et des référentiels précis et incontestables.

Pour que cette démarche soit acceptable, il importe en outre que la qualité des contrôles sur le « haut degré de confiance » pouvant être accordé aux installations soit également irréprochable. La difficulté potentielle résulte d'un hiatus entre des exigences extrêmement élevées « sur le papier » et une réalisation de moindre qualité, conduisant en définitive à un processus de négociations entre l'exploitant et l'autorité de sureté, peu satisfaisant sur le plan des principes.

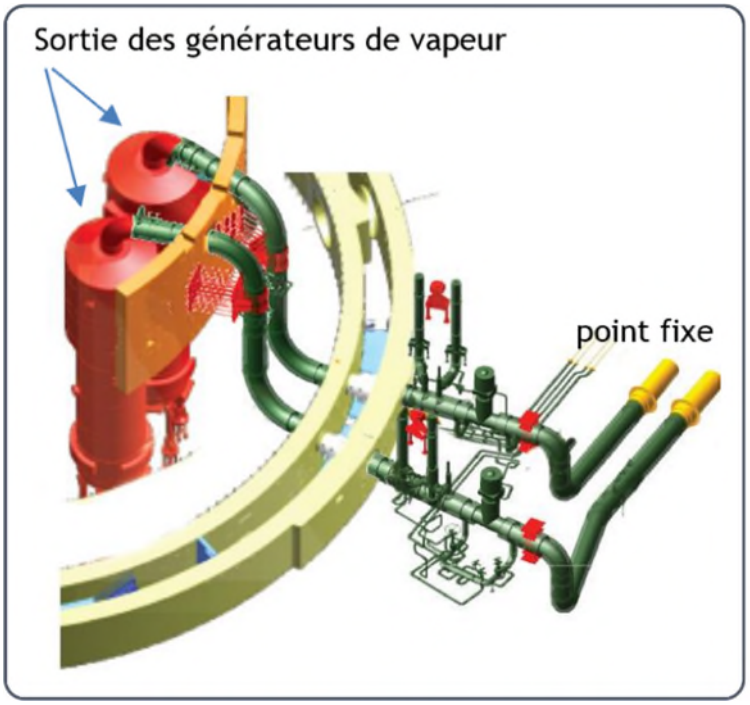
2 - Une information tardive par EDF des anomalies constatées sur les soudures

a) Les tuyauteries en cause

Les lignes principales d'évacuation de la vapeur (« lignes vapeurs principales ») sont des tuyauteries transportant la vapeur sous pression, produite dans les générateurs de vapeur, vers la turbine[50]. Il s'agit d'équipements soumis à la réglementation des équipements sous pression nucléaires. EDF a mis en œuvre sur ces tuyauteries une démarche d'exclusion de rupture.

[50] Sur un réacteur de type EPR, elles sont au nombre de quatre. Une partie de ces lignes est située à l'intérieur de l'enceinte de confinement. Ces tuyauteries sont essentielles au refroidissement par les générateurs de vapeur de l'eau du circuit primaire, et donc du combustible nucléaire contenu dans la cuve du réacteur.

Schéma n° 3 : éléments de tuyauterie concernés par la démarche d'exclusion de rupture



Source : IRSN
Note : la double paroi présentée sur le schéma est celle du bâtiment du réacteur. Cf. schéma n°2 pour une vue générale du bâtiment réacteur.

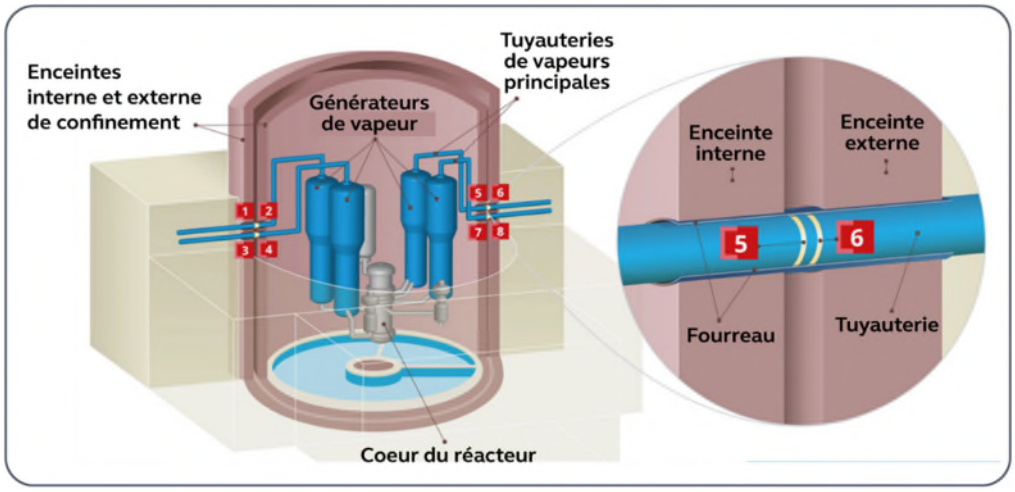
b) Divers écarts de qualité, détectés en plusieurs étapes

Les exigences d'exclusion de rupture ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. EDF a indiqué dans ses réponses à la Cour que « le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire. » Pourtant, l'ASN a démontré que certaines soudures ne répondaient ni au référentiel d'exclusion de rupture ni à celui de la réglementation applicable relative aux équipements sous pression nucléaire et a ordonné que certaines soudures soient refaites. On peut donc relever que :

- le contrat, signé en 2008 entre Areva et le groupement chargé de réaliser les soudures, chargé de réaliser les soudures, ne précisait pas le contenu de l'exigence d'exclusion de rupture ;
- un écart portant sur le non-respect des valeurs de résilience vis-à-vis des exigences du code de construction (code RCC-M) sur un assemblage témoin relatif aux soudures de traversée de l'enceinte de confinement a été détecté dès octobre 2013 par le sous-traitant du fabricant Framatome.
- Dans ses réponses à la Cour, EDF indique qu'un écart de qualité a été initialement identifié à l'été 2015. À cette date, la fabrication des traversées en usine était achevée ; elles avaient déjà été acheminées sur le site et les premières opérations de montage avaient débuté.
- Le chantier a alors été interrompu par Areva NP, le temps de s'assurer de la conformité des soudures aux exigences du rapport de sûreté. Areva NP et EDF ont cependant considéré que le chantier pouvait reprendre en septembre 2015. EDF a indiqué dans ses réponses à la Cour que « le chantier reprend ensuite, mais toujours sans contractualisation des exigences d'exclusion de rupture mais en préconisant l'utilisation de procédés de soudage présentant de bonne résiliences. Cette préconisation n'a pas suffi à garantir le respect de l'exigence définie par Framatome de résilience à -20°C, ce qui a conduit à déclarer un écart également sur les soudures réalisées sur site ».
- Suite à un contrôle réalisé par ultra-sons, EDF a déclaré le 10 avril 2018[51] à l'ASN, un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans la réalisation de ces soudures.
- EDF a engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

[51] Cf. communiqué de EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

Schéma n° 4 : les huit soudures situées dans les traversées de l'enceinte de confinement du réacteur devant être reprises suite à la décision de l'ASN



Source : IRSN

c) Un délai anormalement long d'information de l'ASN mettant en cause une chaîne de responsabilités

Il ressort des échanges entre l'ASN et EDF qu'un écart portant sur le non-respect des valeurs de résilience vis-à-vis des exigences du code de construction (code RCC-M) sur un assemblage témoin relatif aux soudures de traversées avait été détecté dès octobre 2013 par le sous-traitant du fabricant Framatome.

EDF a indiqué que des échanges techniques entre ses services et ceux de Framatome dans le cadre de l'instruction de ce premier écart ont conduit à identifier en juillet 2015 l'écart au référentiel d'exclusion de rupture concernant les soudures de traversées. Le traitement de cet écart a d'ailleurs eu pour conséquence un arrêt du chantier entre août et novembre 2015.

L'entreprise a repris les activités de fabrication sur site en novembre 2015, sans que l'écart au référentiel d'exclusion de rupture pour les soudures de traversées n'ait été résorbé. Cette reprise des activités a contribué à rendre plus compliquées d'éventuelles opérations de réparation ou de remplacement ultérieures de ces soudures.

D'après les explications données par EDF à la Cour, « il n'y a pas eu de volonté de cacher l'écart à l'ASN. Ces fabrications faisaient l'objet, au titre de la réglementation ESPN, d'un suivi par un organisme notifié mandaté par l'ASN. L'écart a été partagé de façon transparente et dès son émergence avec l'organisme notifié. Il y a eu en revanche un défaut de communication interne au sein de la direction de projet, si bien que les personnes chargées de la communication avec l'ASN n'ont eu connaissance que tardivement de l'écart. »

Il est regrettable que l'ASN n'ait été informée qu'en 2017 par EDF de l'existence d'un écart au référentiel d'exclusion de rupture pour les soudures de traversées. La non-transmission à l'ASN de ces éléments pourtant connus depuis octobre 2013 traduit un manque de fluidité entre les acteurs du secteur et leur autorité de sûreté.

3 - L'impérieuse nécessité de renforcer les actions de surveillance sur le chantier

L'ASN a mené un certain nombre d'inspections sur place. Le compte-rendu de l'inspection menée le 10 avril 2018 sur les contrôles non destructifs de fin de fabrication des soudures du circuit secondaire principal (CSP)[52] indique que l'organisation et les conditions de travail lors des contrôles de fin de fabrication avaient globalement nuit à la qualité des contrôles. Par ailleurs, selon l'autorité de sûreté, une surveillance inadaptée de ces prestations par EDF, exploitant de l'installation, et Framatome, constructeur, n'a pas permis d'identifier et de remédier aux difficultés rencontrées par les intervenants. Seulement cinq actions de surveillance avaient été réalisées sur l'ensemble des soudures des lignes vapeur principales (VVP) classées en exclusion de rupture depuis début 2017. La surveillance réalisée par Framatome avait été quantitativement plus significative (une vingtaine de contrôles depuis début 2017).

[52] Les premiers examens non destructifs réalisés pour le compte d'EDF dans le cadre de la visite complète initiale (VCI) avait mis en évidence la présence d'indications qui n'avaient pas été décelées lors des contrôles non destructifs (CND) de fin de fabrication. L'inspection avait pour but d'étudier les circonstances qui ont pu contribuer à l'absence de détection de ces indications lors des CND de fin de fabrication et d'examiner le plan d'actions mis en place par EDF suite à la découverte de cette anomalie de détection.

En définitive, c'est une défaillance de l'ensemble de la maîtrise de la réalisation de ces activités de soudage[53] qui doit être relevée, tant en termes de ressources techniques et de gestion des compétences des intervenants qu'en termes d'organisation, d'encadrement et de surveillance.

Le renforcement des actions de surveillance constitue, par conséquent, une impérieuse nécessité.

4 - L'avis de l'ASN de juin 2019 et ses suites

Dans son avis du 11 avril 2019, le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire de l'ASN a, contrairement à ce que proposait EDF, considéré que la nature et le nombre important des écarts survenus lors de la conception et la fabrication de ces soudures constituaient des obstacles majeurs à l'application d'une démarche d'exclusion de rupture. Suite à cet avis, EDF a sollicité le 7 juin 2019 l'ASN sur la possibilité de réparer ces soudures vers 2024, soit après la mise en service du réacteur. Par courrier du 19 juin 2019, l'ASN a informé EDF que les soudures de traversées de l'EPR de Flamanville devaient être réparées.

Dès le lendemain, le PDG d'EDF indiquait que la reprise de ces soudures entraînerait de nouveaux retards dans la mise en service du réacteur.

En définitive, les déboires d'EDF portant sur ces soudures, dont on sait aujourd'hui qu'elles devront être refaites, afin que l'ASN puisse autoriser la mise en service de l'EPR de Flamanville, posent la question de la bonne application du concept d'exclusion de rupture. Cette notion ne se conçoit que si elle est accompagnée d'un dispositif de sanction à la hauteur des enjeux de sûreté. La question se pose de savoir si une pièce ne répondant pas aux exigences ainsi définies ne devrait pas être rejetée, sans qu'une négociation *a posteriori* ne soit possible. Au cas d'espèce, des considérations autres que purement techniques, comme des motifs de nature économique, des délais, dont on comprend bien qu'ils revêtent une

[53] Pour respecter le référentiel d'exclusion de rupture, le fabricant a spécifié des valeurs de résilience à basses températures pour les soudures des lignes VVP en exclusion de rupture : KVmoy (0 °C) ≥ 100 J et KVindiv (-20 °C) ≥ 47 J. La démarche d'exclusion de rupture a fait l'objet d'un avis de la Section permanente nucléaire (SPN) de la Commission centrale des appareils à pression le 21 juin 2005. La lettre de suite en référence qui en découle reprend le rapport présenté par l'ASN, qui précise qu'il est attendu un décalage de la température de transition fragile/ductile du matériau de l'ordre de +15 °C.

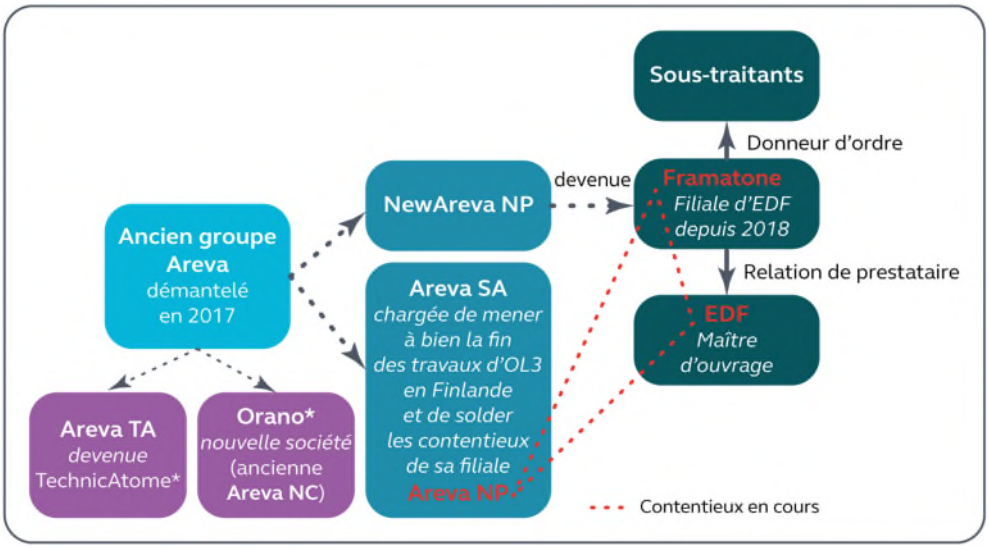
importance majeure dans la conduite d'un chantier comme celui d'un EPR, ont conduit à un processus de démonstrations *a posteriori*. Même s'il est naturel qu'un dialogue approfondi entre l'autorité de sûreté et l'exploitant existe, la situation relative à ces soudures a montré les limites de cet exercice ; en cas de défauts rédhibitoires, il n'existe guère d'autres options que la reprise des éléments défectueux. Les anomalies détectées relatives à la cuve de l'EPR ou à ces soudures ainsi que les modalités de résolution qui ont pu être trouvées montrent que l'application du principe d'exclusion de rupture peut donner lieu à des interprétations différentes entre les acteurs, sur ce qui est acceptable ou non en termes de sûreté, sachant que le dernier mot revient à l'autorité de sûreté.

Un retour d'expérience sur les difficultés d'application de ce principe pourrait opportunément être réalisé afin que les différents acteurs industriels (fabricants et prestataires) s'assurent qu'ils partagent bien le même référentiel, à appliquer ou faire respecter, ce que la Cour recommande.

D - Des contentieux affectant la situation financière d'entreprises dont le capital est détenu majoritairement par l'État

Les difficultés devant être surmontées afin d'assurer la bonne fin de chantier sont de plusieurs ordres : i) juridiques car les défauts de qualité, affectant notamment les soudures en cause, sont de nature à nourrir des réclamations, des contentieux ou des demandes d'arbitrage entre les entreprises concernées ; ii) scientifiques et administratives car la solution technique complexe retenue par EDF pour reprendre ces soudures doit encore être certifiée et validée par l'ASN, avant d'être opérationnelle.

Schéma n° 5 : relations entre les acteurs industriels concernés par la filière et engagés dans des contentieux



**Entreprises hors du champ du rapport.*
Note : La répartition du capital des différentes sociétés est la suivante :
- Pour Framatome : le capital est détenu à 75 % par EDF, 19,5 % par Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et 5 % par Assystem
- Pour Areva SA : le capital est détenu à 100 % par l'État
- Pour EDF : le capital est détenu à 83,6 % par l'État, 12,9 % par des actionnaires institutionnels, 2 % par des actionnaires individuels et 1,3 % par des actionnaires salariés (le reliquat en actions auto-détenues).
Source : Cour des comptes, avril 2020.

1 - Des contentieux qui déstabilisent à court terme une filière dont les pouvoirs publics ont récemment assuré le sauvetage

Le secteur nucléaire civil a bénéficié d'une aide publique importante suite au démantèlement du groupe Areva, avec 4,5 Md€ pour les seules dotations en capital versées par l'État, 2 Md€ pour Areva SA et 2,5 Md€ pour Orano. Dans le même temps, EDF a bénéficié d'un apport en capital de 3 Md€, ce qui lui a permis de prendre le contrôle de l'activité réacteurs de l'ex-Areva NP, pour environ 2,5 Md€.

Aujourd'hui, du fait de l'ampleur des réclamations en cours ou potentielles d'EDF à son encontre, le risque de défaillance financière d'Areva SA (détenue à 100 % par l'État) ne peut être totalement écarté ; or tout nouveau soutien public est en principe exclu jusqu'en 2029, en application du principe de droit communautaire de non-récurrence des aides d'État. Certes Areva SA pourrait procéder à la cession à EDF des

actions Orano qu'elle détient, à horizon fin 2022, mais le sens industriel et capitalistique d'une telle opération soulève des questions et il s'agirait d'un nouveau transfert d'actif appartenant à l'État à EDF. Quant à Framatome, il s'agit d'une société qui doit encore consolider ses perspectives à moyen terme ; les menaces de contentieux à son encontre sont également susceptibles de fragiliser cette filiale d'EDF. Pour l'ensemble de ces raisons, il importe que la puissance publique suive avec la plus grande vigilance les résultats des contentieux en cours ou à venir.

a) À propos des soudures défectueuses, des responsabilités à déterminer

Areva NP a signé un contrat en 2007 avec le groupement d'entreprises solidaires pour réaliser les travaux d'ingénierie, de préfabrication et d'installation d'équipements de tuyauterie secondaire et auxiliaire. La découverte des défauts de qualité des soudures a ouvert un champ important de contentieux possibles entre diverses sociétés : EDF pouvant se retourner contre Framatome ou l'actuelle société Areva NP, filiale d'Areva SA ; Framatome pouvant, de son côté, se retourner contre ses sous-traitants.

Face au problème de la réparation des soudures défectueuses, les entreprises concernées ont réussi à mettre en place deux protocoles permettant la poursuite du chantier d'un point de vue industriel et financier : l'un entre Framatome et ses sous-traitants, l'autre entre EDF et Framatome. Ces protocoles ont eu le mérite de permettre la poursuite du chantier, qui nécessite, pour la reprises des soudures, que le groupement de d'industriels choisis pour les réaliser continue ses prestations ; il semble en effet que cette entreprise soit la seule en France à pouvoir réaliser ce type de soudures sur un EPR.

Les défauts majeurs de qualité industrielle, et notamment ceux relatifs à la réalisation des soudures des traversées, sont susceptibles de se traduire, au plan juridique, par la multiplication de contentieux aussi longs qu'onéreux pour l'ensemble des acteurs concernés. En effet, la question de savoir comment les spécifications d'exclusion de rupture ont été transmises, contractualisées puis explicitées sur le terrain, entre EDF et Framatome, d'une part, et entre Framatome et ses sous-traitants, d'autre part, est complexe et peut donner lieu à des divergences d'interprétations. Un quatrième acteur est potentiellement concerné : il s'agit d'Areva SA, qui a repris, depuis le démantèlement du groupe, une partie des risques de défaut qualité d'Areva NP.

b) Les réclamations d'EDF à l'encontre d'Areva SA et Framatome

Les réclamations d'EDF à l'encontre d'Areva SA, en dehors même de la question des soudures défectueuses, faisant l'objet d'un arbitrage à la date de dépôt du présent rapport atteignent déjà un montant considérable au point que cette menace fait peser un risque sur la viabilité de la structure Areva SA. À celles-ci pourraient s'ajouter de nouvelles réclamations, si EDF prétendait se faire indemniser du coût relatif à la reprise des soudures de traversées mal réalisées par les sous-traitants de Framatome.

Se pose la question de savoir si le dommage subi par EDF au titre de la non-conformité des soudures des traversées au référentiel d'exclusion de rupture pourrait faire partie des garanties dites « spécifiques », aux termes du contrat de cession, ou n'être couvert que par des garanties « générales » ou bien encore n'être pas couvert à raison de la connaissance par l'acheteur de la non-conformité au moment de la cession.

Outre que cette question de mise en œuvre des garanties resterait à trancher sur le plan juridique, une nouvelle réclamation d'EDF pourrait entraîner une difficulté financière importante pour Areva SA, qui est supposée mener à terme la fin du chantier d'OL3. Or une partie de la crédibilité de la filière française, dont EDF est désormais chef de file incontesté, se joue dans la mise en service prochaine de cet EPR en Finlande.

Si EDF se retournait contre Framatome, qui est désormais sa filiale, elle pourrait fragiliser fortement cette société, et donc, *in fine*, remettre en cause la pertinence de l'investissement fait lorsqu'elle l'a rachetée en 2018.

c) Les conséquences financières potentielles pour l'État

Les dirigeants des trois entreprises – EDF, Areva SA et Framatome – engagées dans ces arbitrages ont certes vocation à défendre, chacun pour ce qui les concernent, l'intérêt social de leur société. Si cet aspect n'est pas critiquable, le risque que ces arbitrages où l'État n'est pas partie prenante et qu'il a laissé se dérouler sans intervention de sa part, n'aboutissent *in fine* à des solutions contraires à ses intérêts patrimoniaux, alors qu'il est actionnaire majoritaire de toutes ces sociétés, existe et doit être pris en compte, particulièrement par l'Agence des participations de l'État. Dans sa récente communication au Sénat sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires[54], la Cour a d'ailleurs souligné la position difficile

[54] Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, Communication à la commission des finances du Sénat, février 2020, disponible sur www.ccomptes.fr.

de l'État et de ses représentants obligés de se déporter vis-à-vis d'EDF lorsque l'intérêt social de l'entreprise ne coïncide pas avec celui de l'État.

L'État actionnaire ne saurait se désintéresser des procédures arbitrales, qu'elles soient en cours ou potentielles[55], eu égard à l'importance des montants mobilisés entre 2016 et 2018 pour sauver la filière nucléaire civile. Dans ce contexte, la Cour recommande que les administrations concernées (APE, DGEC notamment) établissent une analyse poussée des conséquences des différends pendants entre EDF, Framatome et Areva SA.

Une stratégie claire de l'État actionnaire s'impose désormais. La situation actuelle, où le représentant de l'État au sein des conseils d'administration d'EDF ou Areva SA ne prend pas part aux votes dès que la question des contentieux est abordée et s'abstient de toute intervention pour éviter d'éventuels conflits d'intérêts, n'est pas satisfaisante.

Si du fait d'arbitrages non maîtrisés l'une des sociétés aidées, notamment Areva SA, se retrouvait en grande difficulté deux ans après avoir été recapitalisée, sans avoir pu achever le chantier d'OL3 en Finlande, c'est l'ensemble du dispositif de sauvetage qui serait mis à mal, remettant en cause le bienfondé des aides précédemment évoquées. Areva SA est en effet chargée de mener à bonne fin le chantier de cet EPR dont la réception définitive était, en mars 2020, prévue pour mars 2023. Des incertitudes demeurent quant à ces prévisions d'autant plus que la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19 est susceptible de rallonger encore les délais des opérations de fin de chantier[56]. Le danger d'une fragilisation à court terme de la trajectoire financière de cette structure doit être évitée.

[55] Ainsi, les entreprises concernées (EDF, Framatome, Areva SA), dont l'État est directement ou indirectement majoritairement actionnaire, sont susceptibles de se retrouver à nouveau confrontées à des risques de contentieux importants, mettant en cause, pour certaines d'entre elles, leur viabilité, du fait de l'application des clauses de garanties prévues notamment dans les accords de rachat par EDF de new Areva NP fin 2017

[56] L'électricien finlandais TVO a annoncé le 8 avril 2020, dans un communiqué, que le chantier d'Olkiluoto 3, avait pris un retard supplémentaire dû au nouveau coronavirus : « La pandémie de coronavirus pourrait avoir considérablement accru l'incertitude quant à l'avancement du projet (…) le combustible ne sera pas chargé dans le réacteur comme prévu en juin 2020, et il est possible que la production régulière d'électricité soit retardée ».

2 - La mise en œuvre du scénario retenu pour la réparation de soudures du circuit primaire secondaire

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF, parmi trois scenarii envisagés, est l'utilisation de robots télé-opérés conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être encore qualifiée pour ces opérations. « L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. » De manière prudente, EDF ajoute qu'un second scénario existe, fondé sur « l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde[57] » des soudures de traversée. Cette option est conservée « à ce stade à titre de solution de repli ».

Dans un courrier[58] au directeur du projet, en date du 4 octobre 2019, l'autorité de sûreté propose à EDF des « échanges techniques » qui pourraient jalonner « les étapes-clés » des travaux d'EDF. Ces échanges permettent de poursuivre l'identification de difficultés, en amont de la constitution du dossier de réparation lui-même, puis tout au long du processus. Le conseil d'administration d'EDF réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR.

La Cour n'a pas à se prononcer sur la pertinence du scénario retenu ; elle constate néanmoins que cette option de robot soudeur n'avait pas été proposée comme une option possible à l'ASN lorsqu'EDF pensait pouvoir prouver que la réparation de ces soudures était de fait quasi impossible. Ce n'est que lorsque l'ASN a indiqué que cette réparation était indispensable pour permettre l'autorisation de mise en service future de l'EPR que cette option a émergé. Or le procédé de robot soudeur fait partie des technologies déjà éprouvées et notamment utilisées par Westinghouse. Il aurait donc pu faire partie des options mises à l'étude dès que le problème des soudures est apparu. Il est regrettable qu'EDF ait attendu d'être dans une impasse pour commencer à travailler à une option crédible de réparation.

[57] Communiqué de presse, EDF, 9 octobre 2019.
[58] Réf. : CODEP-DEP-2019-040779.

III - Des conséquences financières lourdes, une rentabilité affectée

A - Un retard supérieur à onze ans, un coût qui a plus que triplé par rapport à l'estimation initiale

La durée initiale de construction du réacteur de Flamanville était estimée à 54 mois au lancement du projet. Elle est aujourd'hui évaluée à 187 mois environ, avant prise en compte d'un éventuel impact de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19[59].

La décision de principe de construire une tête de série EPR en France a été prise en juin 2004, sur la base d'un coût de construction *overnight*[60] estimé à 2,8 Md€$_{2001}$ (3,48 Md€$_{2015}$) et d'une durée de construction du réacteur de 57 ou 67 mois entre le premier béton et la mise en service industrielle[61]. Ce coût a été actualisé en octobre 2004 à 3 Md€$_{2004}$ (3,51 Md€$_{2015}$). Une nouvelle estimation du coût de construction a été réalisée au printemps 2006 sur la base des réponses reçues, au cours des 18 mois précédents, aux appels d'offres lancés sur les principaux lots du chantier. Si l'estimation des volumes d'heures de travail ou de béton était proche des estimations du maître d'ouvrage, les prix ont dû être revus en raison de la hausse du cours des matières premières intervenue entre le lancement des appels d'offres et le printemps 2006 (+ 20 % sur l'acier non allié, + 13 % sur l'acier inoxydable, + 400 % sur le titane notamment). EDF retenait à cette date un coût de 3,3 Md€$_{2005}$ (3,79 Md€$_{2015}$) dont 2,8 Md€$_{2005}$ de construction et 0,5 Md€$_{2005}$ d'ingénierie[62].

[59] EDF a confirmé, dans un communiqué daté du 14 avril 2020, que la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19 induisait des répercussions importantes sur de nombreuses activités du groupe, dont les chantiers, sans donner à ce stade de précision quant à l'impact sur le chantier de construction de Flamanville 3.

[60] Le coût de construction *overnight* correspond au coût de construction formé sur l'hypothèse qu'aucun délai de réalisation de l'investissement n'intervient dans ce coût (comme si la construction s'était faite « en une nuit »), il ne comprend donc pas de coût de financement (intérêts intercalaires). Le coût de construction de l'EPR de Flamanville comprend les contrats de construction, les coûts d'ingénierie (y compris les coûts internes) et les provisions pour aléas, d'abord comprises dans les contrats de construction puis identifiées de manière spécifique.

[61] Compte-rendu du Conseil d'administration d'EDF, séance du 22 juin 2004.

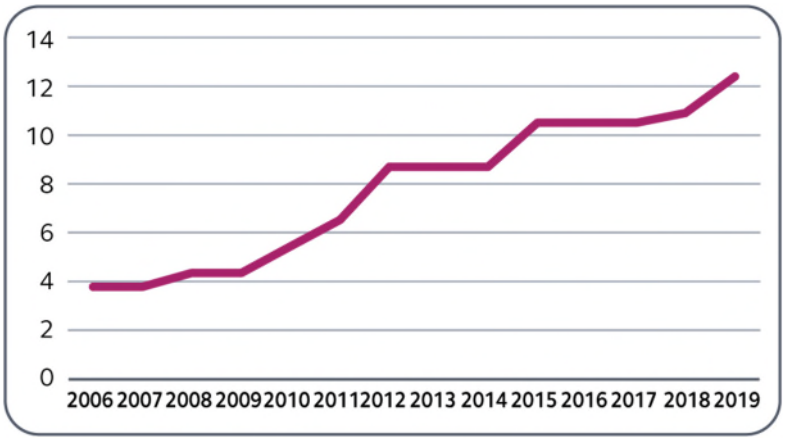
[62] Pour mémoire : respectivement 2 795,5 M€ et 504,5 M€, comité des engagements EDF du 7 mai 2007.

Le coût prévisionnel de construction de l'EPR de Flamanville, hors intérêts intercalaires, a été réévalué à la hausse à sept reprises entre 2006 et 2019 :

- 4 Md€$_{2008}$ (4,35 Md€$_{2015}$) en décembre 2008 (problèmes de génie civil),
- 5 Md€$_{2008}$ (5,44 Md€$_{2015}$) en juillet 2010 (problèmes de génie civil sur le radier et le liner),
- 6 Md€$_{2008}$ (6,52 Md€$_{2015}$) en juillet 2011 (retard suite à l'arrêt du chantier, tests de résistance réalisés suite à la catastrophe de Fukushima),
- 8,5 Md€$_{2012}$ (8,70 Md€$_{2015}$) en décembre 2012 (soudures du pont polaire affectées de défauts, difficultés de qualification des soupapes du pressuriseur notamment),
- 10,5 Md€$_{2015}$ en septembre 2015 (problèmes sur le couvercle de la cuve notamment),
- 10,9 Md€$_{2015}$ en juillet 2018 (réparation de soudures hors traversée notamment),
- 12,4 Md€$_{2015}$ en octobre 2019 (réparation des soudures de traversée).

À la date de rédaction du rapport, et en euros 2015[63], ce coût a été multiplié par 3,3 par rapport aux prévisions initiales.

Graphique n° 2 : évolution du coût de construction de Flamanville 3 entre 2006 et 2019 (Md€2015)

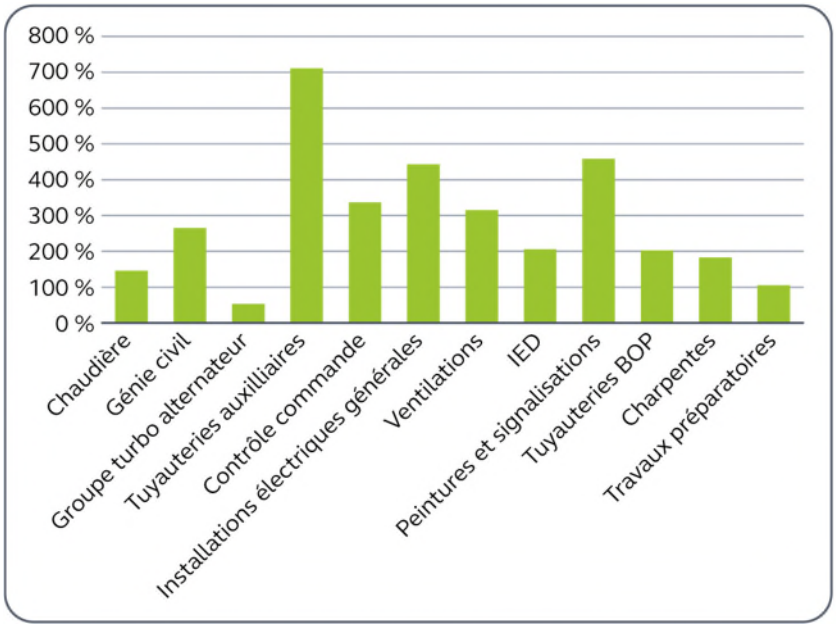


Source : Cour des comptes d'après données EDF

[63] Depuis l'actualisation des coûts du projet réalisée en septembre 2015 (cf. communiqué de presse du 3 septembre 2015), EDF communique sur les coûts de construction de l'EPR de Flamanville en euros base 2015.

Les principaux contrats de l'EPR ont été affectés d'augmentations très substantielles.

Graphique n° 3 : évolution des principaux contrats de l'EPR de Flamanville (en %) entre le montant initial et le montant estimé à terminaison de 10,9 Md€$_{2015}$ en 2018



Source : EDF, notes des comités des engagements du comité exécutif Groupe

Le coût prévisionnel du réacteur et de la durée de construction évoluent presque parallèlement.

B - Une estimation des coûts complémentaires au coût de construction

Par souci de cohérence avec les informations rendues publiques par EDF et pour faciliter la lecture du rapport, les développements qui suivent sur le coût à terminaison de l'EPR de Flamanville sont exprimés en euros 2015, y compris pour les dépenses à venir jusqu'en 2023, date prévisionnelle de mise en service de l'équipement. À mesure que se rapprochera cette échéance, les coûts de construction devront alors être

exprimés en tenant compte de la séquence effective des décaissements et de l'inflation réellement constatée au cours de la période[64].

Le coût de construction à terminaison de l'EPR de Flamanville est estimé par EDF, en octobre 2019, à 12,4 Md€$_{2015}$[65], soit 10,9 Md€$_{2015}$ d'estimation arrêtée en 2018, auxquels s'ajoutent les dépenses relatives aux réparations des soudures de traversée (0,5 Md€$_{2015}$), les coûts de décalage du planning de mise en service liés à ces réparations (0,9 Md€$_{2015}$, dont des provisions pour risques) et 0,1 Md€$_{2015}$ de dépenses d'anticipation du premier arrêt de tranche. EDF précise que le scénario de réparation privilégié de reprise des soudures devra être confirmé à l'automne 2020, « dans le cas contraire, un scénario de repli impliquerait un coût supplémentaire estimé à environ 400 M€ et un délai supplémentaire d'environ un an[66] ».

L'estimation, au 1er mai 2020, du montant prévisionnel de 12,4 Md€$_{2015}$ n'est pas contestée par la Cour. Elle comprend le coût des contrats nécessaires au démarrage de l'EPR (dont les coûts des avenants successifs aux contrats avec les fournisseurs) et les coûts résultant des règlements de litiges entre EDF et ses fournisseurs, relatifs à ces contrats et liés aux difficultés rencontrées sur le chantier. Il inclut en outre le coût du contrat d'assurance Tous Risques Chantier (63 M€$_{2015}$[67]), une provision pour risques fondée sur l'analyse à date des risques identifiés, de 200 M€, ainsi que l'ensemble des coûts de maîtrise d'œuvre depuis 2001, y compris les dépenses de pilotage de la construction (dont celles relatives aux effectifs EDF au sein des unités d'ingénierie du groupe) et les dépenses de développement et d'études postérieures à 2004. Ces coûts sont imputés sur le seul EPR de Flamanville compte-tenu de l'absence de série pour ce type de réacteur.

[64] Lorsque EDF établira une nouvelle estimation du coût de construction de l'EPR, sera alors enregistrée mécaniquement une hausse résultant du passage en euros 2015 à des euros courants ; l'estimation en euros courants n'est pas actuellement disponible et un calcul fiable supposerait de nombreuses précautions méthodologiques.
[65] Communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2019.
[66] Présentation « Chiffre d'affaires et faits marquants 2019 – troisième trimestre, annexes », EDF, 14 novembre 2019.
[67] Comité engagements 4 février 2016, augmentation de 19,2 M€2015 du coût à terminaison de la police tous risques chantiers.

Cette estimation intègre les coûts de reprise des écarts de soudures sur le circuit secondaire principal (CSP) pour ce qui concerne les soudures de traversée et hors soudures de traversées[68] mais pas l'éventuel surcoût qui résulterait d'une intervention sur les générateurs de vapeur de l'EPR, hypothèse dont la probabilité est faible à la date de publication du rapport.

Le coût complet d'investissement d'un réacteur comprend d'autres coûts en plus du seul coût de construction. Conformément à la norme comptable IAS 23 sur les coûts d'emprunt[69], les coûts du portage financier (frais financiers intercalaires) sont incorporés dans le coût de l'EPR, sous la forme d'immobilisations en cours à financer. Par ailleurs, dans une note sur les coûts de production du nouveau nucléaire, la Société française d'énergie nucléaire[70] précise que, outre le coût de construction et d'ingénierie *overnight*, les différents coûts à comptabiliser dans le coût complet d'investissement d'un réacteur nucléaire sont « tous les autres coûts intervenant avant la mise en service industrielle, comme les « *owner's costs* » (principalement les pièces de rechange, les frais de pré- exploitation, les procédures administratives et de fiscalité, premier cœur et coût d'acquisition du site le cas échéant) [et] les intérêts intercalaires, qui prennent en compte l'actualisation de l'échéancier du coût de construction « *overnight* » sur sa durée totale[71] ».

Ces coûts complémentaires au coût de construction, tels qu'EDF les déclare dans son dossier de référence, s'élèvent, au 31 décembre 2019, à plus de 4,2 Md€[72] (dont 3 Md€ pour les seuls frais financiers intercalaires).

[68] Ce chiffre prend en compte le coût du scénario A retenu par EDF pour réparer les soudures de traversée. Dans l'hypothèse où ce scénario ne serait pas retenu, le scénario B présenterait un coût et un délai supérieurs. Les coûts de reprise des écarts de soudures sur le circuit secondaire principal (CSP) pour ce qui concerne les soudures hors soudures de traversées, sont estimées, en fonction des scénarios de réparation, entre 255 $M€_{2015}$ et 326 $M€_{2015}$ sur le seul contrat Framatome Chaudière.

[69] Cf. Règlement (CE) n°_1126/2008 de la Commission du 3 novembre 2008 portant adoption de certaines normes comptables internationales conformément au règlement (CE) n°1606/2002 du Parlement européen.

[70] Association datant de 1973, qui regroupe 3 600 professionnels du nucléaire, actuellement présidée par le directeur exécutif en charge de la direction ingénierie et projets « nouveau nucléaire » d'EDF.

[71] « Les coûts de production du nouveau nucléaire français, contribution de la Société française d'énergie nucléaire à la programmation pluriannuelle de l'énergie », mars 2018.

[72] EDF, Comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Au 1er juillet 2023[73], dernière date prévisionnelle de mise en service du réacteur de Flamanville 3, ces coûts complémentaires pourraient ainsi atteindre environ 6,7 Md€$_{2015}$, dont :

- 4,22 Md€$_{2015}$ de frais financiers intercalaires. Une mise en service du réacteur mi 2012, comme initialement prévu, aurait conduit à des frais financiers d'environ 1,22 Md€. Le « surcoût » de financement du projet dû au retard de construction peut être estimé à 3 Md€ ;
- 0,92 Md€$_{2015}$ de frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet (0,6 Md€$_{2015}$ au 31 décembre 2019) ;
- 0,6 Md€$_{2015}$ de dépenses connexes d'aménagement et de stock de pièces détachées (420 M€$_{2015}$ au 31 décembre 2019) ;
- 0,25 Md€$_{2015}$ de charges fiscales avant la mise en service du réacteur (comprenant les taxes principales sur les installations nucléaires de base et les taxes additionnelles destinées au financement du projet de stockage souterrain des déchets radioactifs Cigéo)[74] ;
- 0,16 Md€$_{2015}$ de coût du premier cœur de combustible (estimation à dire d'expert) ;
- 0,23 Md€$_{2015}$ de provisions pour déconstruction ;
- 0,33 Md€$_{2015}$ de coûts de préparation de la visite complète initiale et de maintien en condition opérationnelle.

Dans cette hypothèse, le coût de construction proprement dit, soit 12,4 Md€$_{2015}$, représenterait près des deux tiers du coût total d'investissement à terminaison de l'EPR de Flamanville estimé à 19,1 Md€$_{2015}$, et son coût de financement plus de 20 % de ce coût total.

Conformément à la méthodologie exposée *supra*, ne sont pas compris dans les coûts complémentaires au coût de construction :

- les coûts de développement antérieurs à 2004, estimés à 393 M€$_{2015}$, sur la base d'une recherche rendue difficile par l'ancienneté de certaines données datant du début des années 1990 ;

[73] Compte-tenu d'une date de chargement du combustible du réacteur de Flamanville 3 annoncée fin 2022 par EDF, et sur la base de l'hypothèse d'une durée de six mois entre le chargement du combustible et la mise en service du réacteur. Cette date est la dernière dont a fait publiquement état EDF. Elle ne tient pas compte d'un éventuel impact de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19.

[74] Le total des charges fiscales aurait dû s'élever, si le calendrier initial de construction avait été respecté, à environ 70,5 M€.

- le coût complet de la réalisation de la ligne de Très Haute Tension Cotentin-Maine, de 460 M€$_{2013}$[75], rendue nécessaire par la perspective de la mise en service du réacteur de Flamanville 3. Ce coût ne doit pas être ajouté au coût d'investissement du réacteur, puisque, d'une part, cette ligne est utilisée également pour d'autres moyens de production et que, d'autre part, le coût des moyens de transport n'est habituellement pas retenu dans le calcul du coût de réalisation des moyens de production.

C - Un coût de production de l'électricité de l'EPR de Flamanville qui n'est plus calculé depuis plus de dix ans

En 2004, au lancement du projet, le coût de production de l'électricité par l'EPR était estimé par EDF entre 36,2 et 41,1 €$_{2001}$/MWh pour une tête de série (Flamanville 3), et entre 29,2 et 31,7 €$_{2001}$/MWh pour une tranche moyenne, en faisant l'hypothèse de la construction de dix tranches (tête de série comprise). Ces hypothèses plaçaient la production électronucléaire de l'EPR dans une position très compétitive par rapport aux autres moyens de production d'électricité. Le coût de production de l'électricité par l'EPR de Flamanville a été estimé par EDF, durant les premières années du projet, à 46 €$_{2005}$/MWh pour un coût de construction de 3,3 Md€$_{2005}$, puis à 54 €$_{2008}$/MWh pour un coût de construction de 4,15 Md€$_{2008}$, soit environ 61 €$_{2018}$/MWh.

Mais, depuis décembre 2008, EDF ne procède plus à cette estimation. L'entreprise justifie cette absence de suivi par l'évolution des coûts de construction du réacteur, la difficulté d'une évaluation prévisionnelle de la première réalisation en France d'un nouveau type de réacteur nucléaire et le fait que la méthode généralement adoptée, dite de « coûts de référence », ne reflète pas la réalité des coûts du point de vue d'un industriel. L'entreprise calcule pourtant le taux de rentabilité prévisionnelle (TRI) des réacteurs d'Hinkley Point C, qu'elle estimait, en septembre 2019, entre 7,6 et 7,8 %[76]. Elle justifie ce suivi différent entre les deux projets par le fait qu'en France, contrairement au projet britannique, l'actif entre dans une gestion intégrée de portefeuille, pour lequel l'entreprise calcule une rentabilité globale des capitaux investis dans le nucléaire, depuis 2019, à la demande de l'agence des participations de l'État.

[75] Ce coût comprend le coût de construction de la ligne proprement dite (350 M€$_{2013}$) et le coût de divers équipements connexes.
[76] Cf. Communiqué de presse « Précisions sur le projet Hinkley Point C », EDF, 25 septembre 2019.

Compte-tenu du fait que l'ensemble des réacteurs d'EDF font l'objet d'une seule unité génératrice de trésorerie (UGT) dans la comptabilité de l'entreprise, il ne sera pas possible de disposer d'information sur la rentabilité de l'EPR postérieurement à sa mise en service.

Dans son rapport de 2014, la Cour soulignait que les estimations sur le coût de construction n'étaient « pas suffisantes pour en déduire les coûts de production de l'EPR de Flamanville[77] », et rappelait que son rapport de 2012 « indiquait que le coût de production futur de Flamanville était à l'époque estimé entre 70 et 90 €/MWh, pour une durée de fonctionnement de 60 ans ; mais la Cour ne valid[ait] pas ces chiffrages, ce qu'elle ne pourra faire que lorsque l'EPR fonctionnera, sur la base des résultats et des comptes[78] ».

En l'absence de données calculées ou produites par EDF ou par les autorités de tutelle sur les coûts prévisionnels d'exploitation et de maintenance de Flamanville 3, la Cour a procédé par estimations pour approcher le coût de production de l'EPR de Flamanville 3. Ces estimations doivent être considérées avec prudence pour plusieurs raisons. D'abord, l'EPR de Flamanville 3, tout comme celui d'Olkiluoto 3, sont des têtes de série et leur coût de production ne peut être extrapolé pour l'ensemble des éventuels réacteurs d'une série. Ensuite, la comparaison directe des coûts de production reste difficile car conditionnée à des critères propres à chaque projet : conditions de financement et impacts en cas de retards dans la construction, retours sur investissements envisagés, cycle du combustible associé, notamment. En outre, en l'absence de coût de construction connu à terminaison, le coût de production de l'EPR de Flamanville ne peut être qu'approché, sous forme d'hypothèse. Enfin, le coût de production d'un investissement de cette nature n'épuise pas la question de la valeur de l'investissement, à la fois démonstrateur d'une technologie nouvelle et « vitrine » pour l'exportation.

Plusieurs hypothèses peuvent être retenues pour approcher le coût de production de l'EPR de Flamanville, s'agissant du coût complet de l'EPR comprenant coût de construction et « *owner's cost* », du taux d'actualisation, ou encore du taux de disponibilité du réacteur. Sur la base d'un coût de construction de 12,4 Md$€_{2015}$, de coûts complémentaires de

[77] « Le coût de la production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014 », Communication à la commission d'enquête de l'Assemblée Nationale, Cour des comptes, mai 2014.

[78] Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012, disponible sur www.ccomptes.fr.

6,7 Md€$_{2015}$, d'un coût d'exploitation et de maintenance de 30 €/MWh, extrapolé des travaux de la Cour de 2012 et 2014, d'un coût de combustible et de gestion des déchets de 7 €/MWh, retenu par la société française d'énergie nucléaire, d'une durée d'exploitation du réacteur de 60 ans et d'un taux d'actualisation de 8 % sur les trente premières années puis de 3 %, recommandé par la DGEC[79], le coût de production de l'électricité produite par l'EPR de Flamanville s'établirait entre 110 €$_{2015}$/MWh pour un taux de disponibilité de 90 % (escompté par EDF pour ce qui concerne l'EPR de Flamanville) et 120 €$_{2015}$/MWh, pour un taux de disponibilité de 80 %, plus proche de celui du parc actuel (71 %).

Ces estimations, qui permettent d'approcher le coût de production de l'EPR de Flamanville, sans prétendre, pour les raisons évoquées ci-dessus, le déterminer avec précision, sont globalement cohérentes avec le prix de vente garanti par le gouvernement britannique pour l'électricité produite par les EPR d'Hinkley Point, sur une période de 35 ans (soit 117 €$_{2015}$/MWh).

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La coopération franco-allemande avortée qui a produit le design initial de l'EPR a été une source de complexité pour la construction des premiers exemplaires de cette nouvelle génération de réacteurs. La rivalité entre Areva et EDF, que l'État n'a pas arbitrée, s'est transformée en surenchère et a conduit au lancement des deux chantiers d'Olkiluoto et de Flamanville sans que les études préalables aient été suffisamment approfondies.

Le projet de Flamanville 3 dont les délais et les coûts de construction étaient sous-estimés, a été mal piloté par un maître d'ouvrage qui n'était pas organisé pour le faire, sans que les administrations ne réagissent lorsque cela eût été nécessaire. EDF aussi bien que les administrations de tutelle n'avaient pas conscience de la perte de compétence technique des industriels de la filière. Il en est résulté des adaptations très nombreuses du projet au fur et à mesure des problèmes rencontrés, de graves défauts de construction rendant nécessaire la reprise de l'ouvrage, des délais et des coûts supplémentaires. Le maître d'ouvrage a parfois cherché à justifier les écarts auprès de l'autorité de sûreté plutôt

[79] Le rapport de l'agence nucléaire de l'énergie de l'OCDE de 2015 sur les coûts des différents moyens de production électrique dans différents contextes montre que le coût du MWh d'énergie nucléaire est le plus sensible aux différences de taux d'actualisation, ce qui s'explique par le délai de réalisation des centrales entraînant une immobilisation des capitaux particulièrement longue avant la première rentrée de revenus.

qu'à les faire disparaître en refaisant le travail. Cette démarche a entrainé un allongement considérable des délais de traitement des soudures défectueuses sur le circuit principal secondaire.

Le coût de construction, estimé à 12,4 Md€$_{2015}$, et les coûts complémentaires au coût de construction, estimés à terminaison à environ 6,7 Md€$_{2015}$, pèsent sur la rentabilité de cet investissement. Le coût de production de l'électricité de l'EPR de Flamanville peut être estimé, sur la base d'hypothèses ne permettant que de l'approcher sans pouvoir le déterminer avec certitude, entre 110 et 120 €$_{2015}$/MWh).

Des risques élevés pèsent sur la situation financière d'entreprises qui ont fait l'objet d'un sauvetage et d'une restructuration par les pouvoirs publics en 2015. Les réclamations d'EDF à l'encontre d'Areva pourraient mettre en cause sa trajectoire financière. Les menaces de contentieux entre EDF et sa filiale Framatome sont également susceptibles de fragiliser cette société. La puissance publique doit suivre avec la plus grande vigilance les contentieux en cours ou à venir entre des sociétés dont il est, directement ou indirectement, l'actionnaire principal.

Ces éléments conduisent la Cour à formuler les recommandations suivantes :

1. *reconsidérer la notion d'architecte ensemblier en séparant les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre (EDF, 2020) ;*
2. *intégrer aux contrats des dispositions partageant le risque de construction entre le maître d'ouvrage et les prestataires et les intéressant à la tenue du planning de réalisation des travaux (EDF, 2020) ;*
3. *assurer une revue semestrielle des projets stratégiques et des risques qui y sont associés, au sein du conseil d'administration d'EDF (EDF, MTES, MEF, 2020) ;*
4. *s'assurer que les responsables de grands projets aient autorité sur les moyens, notamment d'ingénierie, nécessaires à leur réalisation (EDF, 2020) ;*
5. *décliner dans un référentiel commun les modalités d'application du principe d'exclusion de rupture afin de clarifier les conséquences industrielles des spécifications concernées (EDF, Framatome, immédiat).*

Chapitre II

Une stratégie internationale prise en défaut et la perspective d'un EPR « optimisé » à confirmer

La filière nucléaire française affiche sa volonté de participer à la construction d'EPR à l'étranger et de construire en France des paires d'EPR « optimisés », dits EPR2.

Cependant, la réalisation de ces perspectives n'est pas assurée. Les projets internationaux conduits par EDF, même lorsqu'ils ont été menés à bien avec succès, comme en Chine, sont peu rentables et pèsent sur sa situation financière. Olkiluoto a été un fardeau pour Areva. Quant au lancement de la construction d'un nouveau programme de réacteurs EPR en France, il ne peut pas être envisagé sans lever des incertitudes relatives au nouveau modèle d'EPR, à ses modes de financement et à la place de la production électronucléaire dans le mix électrique de demain.

I - À l'international, des déboires pour l'ex-Areva et des risques financiers élevés pour EDF

A - En Finlande, le réacteur d'Olkiluoto 3 : un projet pénalisant pour Areva

1 - Comme pour l'EPR de Flamanville, de nombreux déboires mais quelques différences notables

C'est le 18 décembre 2003 qu'a été signé le contrat « clé en main » entre le consortium mené par l'ancien groupe Areva (et incluant Areva NP et Siemens) et l'électricien finlandais TVO (*Teollisuuden Voima Oy*). Au début des années 2000 en effet, la partie finlandaise a souhaité lancer la construction d'une nouvelle centrale nucléaire, sous l'impulsion des industriels électro-intensifs (les papetiers notamment). Après un appel d'offres, elle a opté pour la construction d'un EPR sur le site d'Olkiluoto qui accueille déjà deux réacteurs nucléaires.

Le chantier a débuté en septembre 2005 pour une mise en service initialement prévue mi-2009. À la suite de déboires liés à des problèmes de fabrication (quelques difficultés avec le coulage du béton), de certification administrative et du fait, surtout, d'une relation client – fournisseur d'emblée conflictuelle, la mise en service prévisionnelle a été retardée à 2011, puis à fin 2013, puis en 2014, puis au-delà.

Le chantier d'Olkiluoto (OL3) a connu, tout comme celui de Flamanville 3, de multiples difficultés même si les deux dossiers ne peuvent être assimilés, les déboires n'étant pas les mêmes dans les deux cas. Le coût de construction annoncé au départ et les délais prévus pour la réalisation du chantier ont été également sous-estimés. Mais, dans le cas d'OL3, c'est la rédaction du contrat entre le client TVO et Areva qui est à l'origine de très nombreuses difficultés et qui a constitué dès l'origine une faiblesse structurelle de ce projet pour la partie française.

Les retards et surcoûts de ce chantier ont fortement contribué aux graves difficultés rencontrées par l'ancien groupe Areva, lequel s'est retrouvé en quasi faillite en 2014, avant de faire l'objet d'un démantèlement et d'une recapitalisation de grande ampleur[80]. D'autres

[80] La Cour a mené une enquête (non publiée) sur les restructurations des entreprises publiques du secteur nucléaire civil et a examiné les causes et conséquences de ce démantèlement de grande ampleur.

facteurs avaient affaibli le groupe et dégradé ses perspectives de marché et sa situation financière : l'accident de Fukushima du 11 mars 2011, la baisse des cours de l'uranium, et les déboires financiers et judiciaires liés à l'opération *Uramin*.

Aujourd'hui, c'est la société holding Areva SA qui a la charge de mener à bien la fin de ce chantier d'OL3. Sa trajectoire financière doit lui permettre de prendre en charge les éventuelles demandes d'indemnisation suite aux défauts de fabrication imputables à la gestion d'Areva NP, de financer la fin de ce chantier et les éventuels *malus* pouvant découler de nouveaux retards pris dans son déroulement. La détention par Areva SA d'actions d'Orano est supposée lui permettre de solder l'ensemble des dossiers industriels et contentieux en cours, à l'horizon de la fin 2022.

Tableau n° 1 : évolution du coût de construction de l'EPR OL3 entre des estimations initiales très basses et un coût global à terminaison à horizon 2023

Nature des coûts en euros courants (en M€)	**Estimation initiale**	**Au 31 décembre 2018 (réel) ****	**Coût à terminaison (31 mars 2023) *****
Management du projet	94	381	454
Ingénierie	220	1 287	1 355
Achats	614	1 310	1 379
Génie civil	274	1 650	1 652
Construction	289	1 803	1 929
Mise en service	10	429	949
Sous-total exécution	1 501	6 860	7 718
Total des coûts y compris amortissements, assurance et risques opérationnels	**1 665**	**6 397**	**7 454**
*Soulte versée à TVO**	-	328	450
Pénalités encourues	-	-	318
Total des coûts de la partie Areva	**1 665**	**6 725**	**8 222**
Total des coûts (incluant la partie de Siemens)	**2 280**	**7 340**	**8 837**

Source : Cour des comptes, mars 2020, à partir des éléments fournis par Areva SA

** La soulte est payable à TVO en plusieurs versements en vertu de l'accord global de médiation. La totalité soit 450 M€ aura été versée au moment de la réception du chantier.*
*** Dépenses en euros courants*
**** Dans l'hypothèse d'une réception du chantier au 31 mars 2023*

Les coûts initiaux de 1,665 Md€ (en euros 2013) correspondent au prix de vente (marge zéro) dans le budget initial d'OL3, pour ce qui correspond à la partie imputable à Areva[81]. Ces montants correspondent aux travaux nécessaires pour l'îlot nucléaire et le génie civil, à l'exclusion de la partie Siemens qui était chargée de la turbine, sachant que le montant du prix contractuel pour la partie turbine est de 615 millions d'euros. Le total du prix de vente initial pour le consortium s'établissait donc à 2,28 Md€ d'euros. Il est à noter qu'Areva SA ne suit depuis le début du chantier que les coûts de construction puis les coûts consécutifs aux accords de médiation, mais ne calcule pas l'ensemble des coûts susceptibles d'être imputés à ce projet[82].

2 - Un chantier dont l'achèvement n'est toujours pas acquis

Après de longues années de paralysie du chantier et de contentieux entre les parties, donnant lieu à des pré-sentences du tribunal arbitral international, la situation a semblé se débloquer. Areva SA, Siemens et TVO engagèrent formellement, le 25 juin 2017, une procédure de médiation confidentielle ayant pour objet de mettre fin de manière définitive à l'ensemble des contentieux liés au chantier OL3 et notamment à la procédure d'arbitrage qui les opposait. Parallèlement à cette procédure de médiation, deux procédures de conciliation furent initiées sous l'égide du mandataire *ad hoc* désigné par le Président du tribunal de commerce de Nanterre le 1er décembre 2016[83], incluant Siemens et les partenaires bancaires d'Areva SA.

Le 22 décembre 2017 Areva SA, Siemens et TVO ont signé un protocole (*term sheet*) définissant les termes d'un accord transactionnel global de médiation, transformé en accord transactionnel global entré en vigueur le 29 mars 2018. Il prévoyait notamment le paiement par Areva SA d'une indemnité de 450 M€ à TVO et l'abandon de l'arbitrage par les parties.

---

[81] Certains postes de dépenses ont été largement sous-estimés, comme celui relatif à la mise en service.

[82] Le coût complet devrait intégrer les coûts d'études, d'ingénierie et les coûts relatifs aux intérêts intercalaires.

[83] Un entretien a eu lieu avec le médiateur, dans le cadre de l'instruction ayant conduit au présent rapport. Le médiateur choisi a eu pour mission d'assister Areva SA *« dans ses discussions avec les partenaires, notamment bancaires »* et *« avec son client TVO et/ou son partenaire Siemens dans le cadre de la bonne fin du projet OL3 ».*

Un bonus de 150 M€ aurait pu être versé par TVO à Areva si la réception provisoire (« *provisional take over* » ou « PTO ») était intervenue avant le 30 juin 2019. Les équipes d'Areva SA pensaient en 2018 que cette cible était atteignable, elle ne l'a pas été. Le bonus a diminué de 25 M€ par mois après le 30 juin 2019, jusqu'à extinction de celui-ci le 31 décembre 2019. Depuis cette date, Areva SA encourt une pénalité mensuelle croissante jusqu'à un montant maximal de 400 M€ au 30 juin 2021[84]. Au 1er mai 2020, la date prévisionnelle de la réception provisoire de chantier était reportée au 31 mars 2021[85].

Dans le cadre de l'accord transactionnel global de médiation conclu avec TVO et Siemens en mars 2018, deux nouvelles procédures de suivi contractuel de l'évolution du chantier ont été mises en place :

- un comité[86], dont le rôle est de régler dans les meilleurs délais tout différend éventuel entre les parties qui ne pourrait pas être réglé au niveau des directions de projet ;
- un autre groupe de travail[87], dont le rôle est de vérifier l'adéquation entre l'avancement physique global du projet et la courbe de trésorerie.

Ces deux nouvelles procédures étaient supposées favoriser une approche plus collaborative des relations entre les parties prenantes, en mettant l'accent sur la mise en cohérence opérationnelle du projet, et ainsi permettre la fluidité et l'efficacité du transfert progressif de responsabilité à l'exploitant TVO à mesure de l'avancement du projet.

3 - Des incertitudes persistantes

Le programme de travaux a avancé « trop lentement au premier semestre 2019 » d'après les équipes d'Areva SA, mais depuis l'été 2019, l'avancement du projet serait « en ligne avec le plan pour certains éléments (comme le « *commissionning* » ou autorisation de mise en service) et en retrait pour d'autres (la phase des tests) ».

Il reste un certain nombre d'incertitudes liées pour l'essentiel :

- à des actions de base « jugées longtemps secondaires et laissées en souffrance » qu'il convient à présent de traiter « à marche forcée »,

[84] Les montants de 150 et 400 M€ ont été rendus publics par TVO dans un communiqué de presse de mars 2018.
[85] Cette date a été annoncée avant la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19.
[86] « *Pending work board* » (« PWB »)
[87] « *Reconciliation meeting* »

comme la maintenance des systèmes auxiliaires ou les générateurs de secours diesel ;

- au phénomène de vieillissement des équipements qu'il faut maintenant remplacer du fait de la durée particulièrement longue du projet.

À ceci s'ajoute ce qu'Areva SA qualifie de « rigidité du client TVO » qui ne s'impliquerait, selon elle, pas assez dans le chantier qui lui a été vendu comme un projet clé en main tout en se montrant sourcilleux sur les détails de l'exécution.

Dans un document relatif à l'information financière et à l'avancement du projet OL3, fourni aux banques fin septembre 2019, il est écrit que le nouveau calendrier « a été élaboré conjointement avec les équipes de TVO et pour la première fois dans l'histoire du projet, le client a apporté son soutien à ce calendrier. » D'après le dernier calendrier en date (fourni à la Cour en mars 2020), la réception provisoire (PTO) en mars 2021.

La date de la réception provisoire (PTO), précédemment fixée au 20 juillet 2020 selon la trajectoire actualisée en juillet 2019[88], a, en décembre de la même année, été décalée à mars 2021 (avant prise en compte de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19). La date de la réception définitive se déduit de celle de PTO puisqu'elle a lieu, en principe, 24 mois après (mars 2023 selon les dernières prévisions, avant prise en compte de l'épidémie de covid-19). Il faut noter qu'il ne s'agit pas d'une obligation. Comme l'indique Areva SA dans ses réponses à la Cour, « le client peut très bien demander un report de sa décision. Les 24 mois correspondent à une durée minimale pour satisfaire à la période de calcul de certaines garanties (notamment de disponibilité), mais cela n'est pas un plafond ».

Quant à la trajectoire financière d'Areva SA, dans ce contexte mouvant, elle reste incertaine, ce que l'APE a confirmé à la Cour[89]. Le règlement des grandes échéances (le remboursement des emprunts, le paiement d'éventuelles dettes résultant d'arbitrages défavorables suite à des demandes d'indemnisations d'EDF) est renvoyé à la fin 2022, date à laquelle l'actif principal de la structure, à savoir sa participation dans Orano, devra pouvoir être mobilisé. Si les dates de fin de chantier de l'EPR finlandais étaient à nouveau repoussées, augmentant ainsi les indemnités dues au client TVO, et que simultanément, Areva SA se voyait contrainte d'indemniser EDF pour des sommes très importantes au titre des défauts

[88] TVO a publié à le 8 novembre 2019 un communiqué indiquant que le chargement du combustible aurait lieu six semaines plus tard que prévu.
[89] Lors de l'entretien de fin de contrôle en date du 12 novembre 2019 et lors de l'audition du commissaire général aux participations de l'État le 28 février 2020 à la Cour.

de fabrication de l'ancienne Areva NP fin 2022, la question de la trajectoire financière d'Areva SA avant sa disparition se poserait.

B - En Chine, les réacteurs de Taishan 1 et 2 : des travaux achevés avec succès, mais une rentabilité encore insuffisante

La relation entre EDF et ses partenaires chinois s'est développée avec les projets Daya Bay[90], Taishan et les projets communs avec CGN au Royaume-Uni.

1 - Les premiers réacteurs EPR mis en service commercial au monde

Le contrat de construction de deux réacteurs nucléaires de type EPR a été signé par CGN (*China general nuclear power corporation*) en novembre 2007 ; la construction est assurée par *Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company limited* (TNPJVC), une joint-venture détenue à 51 % par CGN, 19 % par *Guangdong Yudean Group* (YUDEAN) et à 30 % par EDF. Deux premiers EPR ont été mis en service en 2018 et 2019 et constituent la première phase du projet Taishan dont le site était initialement prévu pour accueillir six unités de production. Le 29 juin 2018, Taishan 1 a été le premier réacteur à être couplé au réseau. EDF et CGN ont annoncé le 14 décembre 2018 sa mise en service commercial. Celle du deuxième réacteur date du 7 septembre 2019. La puissance de ces réacteurs (1750 MW chacun) devrait leur permettre de fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité par an. Des adaptations techniques ont été réalisées à Taishan par rapport à l'EPR de Flamanville, même s'il existe des caractéristiques communes entre les deux types de constructions.

[90] Daya Bay est la première coopération internationale réussie pour un grand projet de centrale nucléaire au début de l'ouverture de la Chine. Aujourd'hui encore, ce projet « reste emblématique de la coopération électronucléaire internationale » (cf. courrier du PDG d'EDF au ministre et au vice-ministre de la NDRC le 15 janvier 2019).

a) L'aboutissement d'une coopération franco-chinoise ancienne

Taishan[91] est la première centrale EPR mise en service commercial au monde, avec un investissement direct d'EDF. Le PDG d'EDF écrit dans son courrier du 15 janvier 2019 aux ministre et vice-ministre de la NDRC[92], « le transfert de technologie réalisé à cette occasion permet à notre partenaire de poursuivre le développement en Chine du réacteur le plus sûr et le plus puissant au monde. Il s'inscrit ainsi dans la décision stratégique de la Chine de développer la « Génération 3 » pour réaliser sa transition énergétique et son développement technologique ».

Le paradoxe est que ces EPR de Taishan ont été mis en service avec succès, sur le plan technique du moins[93], ce qui valide la technologie française, même si la réussite relative de ce chantier, qui a tout de même enregistré un surcoût de 60 % par rapport aux estimations initiales, n'est guère mise au crédit de cette technologie. Pourtant, l'apport de la technologie française à la réussite de ce projet est majeur. Le design des équipements clés de la technologie EPR est, par exemple, la propriété intellectuelle de Framatome.

b) La contribution majeure de la technologie française à cette réussite

À Taishan, une partie des équipements de haute technologie dans la partie nucléaire des installations a été fabriquée par des entreprises françaises ou européennes, et certains par des entreprises chinoises. Les générateurs de vapeur et le pressuriseur de l'unité 1 ont été fabriqués en France, par Framatome. En revanche, dans la partie conventionnelle (salle des machines), la turbine *Arabell*e a été conçue par *General Electric* et

---

[91] Le district de Taishan est situé sur la côte de la mer de Chine méridionale à 50 km au sud de la ville de Taicheng et 120 km au sud-ouest de Hong Kong.

[92] *National development and reform commission* (commission nationale pour le développement et la réforme), de la République populaire de Chine, qui a un rôle de régulation entre les différents ministères.

[93] Lors de sa réunion du 31 juillet 2008, le conseil d'administration d'EDF a validé le chiffre de 60 Mds RMB pour la construction des deux réacteurs, tout en autorisant EDF international à contribuer à un éventuel surcoût du projet à hauteur de 20 % par rapport à cette estimation initiale. En réalité les deux EPR ont été construits en 110 et 113 mois soit un dépassement de 5 ans du délai initialement annoncé, pour un coût d'environ 95 milliards de RMB (environ 12,3 Md€ au taux de change au 16 juin 2020), soit 60 % de plus que le budget prévu (données citées dans le rapport de M. Jean-Martin Folz). La construction a démarré en octobre 2009 soit quatre ans après Olkiluoto et près de deux ans après Flamanville. Elle a pu bénéficier pendant quelques années des études et du retour d'expérience des chantiers précités. La construction simultanée de deux tranches sur le même site a constitué un atout, sachant que plusieurs autres chantiers étaient en cours en même temps sur le territoire chinois au moment de la construction des deux réacteurs de Taishan.

fabriquée conjointement avec l'équipementier chinois *Dong Fang Electric* (DEC). Le taux de localisation chinois des équipements est plus important sur l'unité 2 que sur l'unité 1. Dans le cadre des contrats de sous-traitance avec les équipementiers chinois sous la responsabilité de Framatome, les générateurs de vapeur, le pressuriseur et la cuve ont été fabriqués en Chine. Les opérations d'assemblage ont souvent été réalisées avec les sous-composants importés de France (par exemple avec des pièces forgées du Creusot), et avec l'assistance technique de Framatome. L'implication des entreprises françaises concernées par le marché nucléaire chinois est détaillée en annexe n° 4.

Si la mise en service des EPR est assurée, il n'est pas certain néanmoins que leur exploitation se traduise pour EDF par un succès économique.

2 - Des interrogations sur les conditions d'exploitation de la joint-venture mise en place

a) La création d'une joint-venture dès 2009

Une *joint-venture* (JV) a été créée le 15 décembre 2009, pour une durée de 50 ans (durée maximale octroyée par les autorités à cette date). Elle expirera en 2059, soit environ 40 ans après le début de l'exploitation des deux réacteurs. La durée de vie prévue à la conception de l'EPR étant de 60 ans, les accords de JV prévoient qu'elle puisse être étendue pour être mise en cohérence avec la durée d'exploitation des réacteurs. Cette potentielle extension devra faire l'objet d'une validation à l'unanimité des actionnaires et obtenir l'approbation des autorités chinoises. À l'expiration de la JV, un calcul de la valeur terminale des actifs devra en principe être réalisé. La trésorerie disponible devrait être distribuée vers les actionnaires à hauteur de leur participation dans la société. À l'issue du processus, le contrat de JV prévoit que les actifs soient transférés vers CGN.

Le 4 avril 2019, l'autorité de sûreté nucléaire chinoise (NNSA)[94] a octroyé les permis d'exploitation des deux réacteurs de Taishan pour une durée de 40 ans à compter du premier chargement. En conséquence, de façon similaire à ce qui est observé en France, un réexamen de sûreté sera nécessaire à l'issue des 40 premières années de fonctionnement pour obtenir l'autorisation d'une prolongation d'exploitation.

[94] *National nuclear safety administration*

b) La distribution des dividendes

Le contrat de JV prévoit que la distribution des dividendes fasse l'objet d'une validation annuelle par le conseil d'administration de la société en respectant un principe de maximisation du versement des bénéfices. Toutefois, la gouvernance de la JV ne garantit pas spécifiquement de prix.

Le conseil d'administration de la JV est constitué de neuf administrateurs, dont trois nommés par EDF. Il se réunit à fréquence trimestrielle.

c) Les conditions de détermination du prix de l'électricité en Chine

Le prix de vente de l'électricité reste encore largement administré en Chine. Il est établi sur le marché par la rencontre de l'offre des producteurs thermiques et de la demande des clients éligibles. En 2013, l'administration chinoise en charge des prix[95] a défini un tarif régulé nucléaire de 430 RMB/MWh, applicable pour toutes les centrales mises en exploitation à partir du 1er janvier 2013. Ce tarif est toujours en vigueur aujourd'hui pour les centrales de 2ème génération et n'a pas été revu depuis 2013. Cette réglementation prévoyait également la possibilité pour les centrales nucléaires utilisant une technologie importée et innovante de bénéficier d'un tarif différent, sans en donner le montant.

Les projets de centrales de 3ème génération (Gen3), pour lesquels ce principe avait été défini, ont chacun fait l'objet d'une demande à la NDRC d'un tarif de vente supérieur au tarif régulé existant, en cohérence avec des coûts de construction supérieurs pour les têtes de série des projets Gen3. La NDRC a organisé des consultations avec l'ensemble des entreprises responsables (actionnaires majoritaires : CGN, CNNC et SPIC) des projets Gen3, et plusieurs autres parties prenantes (ministères et experts)

À l'issue de consultations qui ont duré plusieurs mois, la NDRC a communiqué aux propriétaires des projets Gen3 sa décision, datée de mars 2019, fixant les tarifs régulés pour les trois projets têtes de série, valables jusqu'à fin 2021. Ils sont applicables sur un volume d'heures de production cohérent avec les études de conception des réacteurs.

[95] La NDRC est la *National Development and Reform Commission.*

Tableau n° 2 : tarifs régulés des premiers projets Gen3

Projets	Province	Tarif régulé
Taishan	Guangdong	435 RMB/MWh
Sanmen	Zhejiang	420,3 RMB/MWh
Haiyang	Shandong	415,1 RMB/MWh

Source : EDF, octobre 2019

Les autorités chinoises ont fixé, le 28 mars 2019, le tarif d'achat de l'électricité produite par les réacteurs 1 et 2 de centrale nucléaire EPR de Taishan à 435 RMB/kWh (soit 58€/MWh avec un taux de change de 7,5 RMB/€).

Dans sa décision du 27 juin 2019, la province du Guangdong a demandé au gestionnaire de réseau provincial de faire fonctionner la centrale de Taishan à hauteur de 7 500 h annuelles (équivalent à un taux d'appel de 85,6 %).

Pour des raisons liées au secret des affaires, engageant qui plus est une partie étrangère, le présent rapport ne fait pas état du détail des calculs de rentabilité pour la société française. Il reste que le niveau du tarif devrait être ajusté pour assurer une rentabilité de ce projet compatible avec l'effort d'investissement consenti et les risques industriels et financiers pris par l'entreprise française EDF.

C - Au Royaume-Uni, les réacteurs d'Hinkley Point 1 et 2 : un risque financier élevé pour EDF

EDF a fait du Royaume-Uni une des principales cibles de sa stratégie d'expansion internationale. Après avoir développé une activité dans la distribution, EDF a acheté la compagnie britannique *British Energy*, alors en difficultés, et entrepris la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point.

En 2009, EDF a payé 15,7 Md€ pour acquérir *British Energy*, un prix très élevé au regard de la valeur des actifs de cette société, dans l'objectif de construire des EPR au Royaume-Uni, tout en prolongeant la durée de vie des réacteurs exploités par *British Energ*y. Les conditions de ce rachat ont été examinées par la Cour notamment dans un rapport

particulier de novembre 2015 consacré à la stratégie internationale d'EDF[96].

1 - La construction de deux réacteurs à Hinkley Point

Le gouvernement britannique a fondé une partie de sa stratégie énergétique sur le remplacement de ses centrales nucléaires obsolètes par de nouveaux réacteurs nucléaires. Il a choisi de confier à EDF la construction de deux réacteurs à Hinkley Point.

En novembre 2012, EDF a obtenu l'accord de l'autorité de sûreté nucléaire britannique, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR), sur le dossier de sûreté de l'EPR. En octobre 2015, l'entreprise *China General Nuclear Power Corporation* (CGN) est devenue partenaire du projet, devenant actionnaire de la société constituée pour construire et exploiter les deux réacteurs, « *New Nuclear Build* », dont *EDF Energy* est actionnaire à 66,5 %, et CGN à 33,5 %. En juillet 2016, le conseil d'administration d'EDF a donné son feu vert au lancement du projet. Les travaux ont débuté en 2017, pour une mise en service prévue en 2025.

Le gouvernement britannique ne souhaitant pas financer sur le budget de l'État la construction des deux nouveaux réacteurs nucléaires et ne trouvant pas d'investisseurs privés acceptant de la financer, a passé avec EDF un accord comprenant les dispositions suivantes :

- L'élément principal est un « contrat pour différence » qui garantit à l'exploitant un prix de vente de l'électricité de 92,5$£_{2012}$ par MWh, pendant 35 ans. L'exploitant recevra un versement complémentaire aux prix obtenus sur le marché si celui-ci est inférieur au prix garanti. Ce versement sera effectué via une société publique « *Low Carbon Contracts Company* » (LCCC), qui se financera par un prélèvement du montant correspondant sur les sociétés de distribution d'électricité britannique, celles-ci répercutant au bout du compte ce coût sur le consommateur final. À l'inverse, l'exploitant fera un versement à LCCC si le prix de marché est supérieur au prix garanti.
- Le gouvernement britannique a signé ce type de contrat avec 40 autres producteurs d'électricité bas carbone (dans les secteurs de l'énergie éolienne et solaire principalement), pour un total de capacités nouvelles de production de 6,7 GW. Ces contrats ont généralement une durée de 15 ans et prévoient un prix garanti entre 80 et 150 £/MWh.

[96] Cour des comptes, *La stratégie internationale d'EDF, exercices 2009 à 2013, actualisation pour l'exercice 2014*, Rapport particulier S 2015-1442, novembre 2015.

- Le mécanisme retenu pour le financement de HPC est donc celui qui est utilisé pour favoriser le développement des énergies renouvelables. Mais le niveau de prix garanti retenu pour HPC est élevé. À titre d'exemple, le prix garanti aux 11 lauréats de projets d'éoliennes en mer en 2017 est de 70 £/MWh, pour des installations qui seront mises en service entre 2021 et 2023.
- *New Nuclear Build* devra constituer une provision de 7,3 Md$£_{2016}$ pour couvrir les coûts de traitement et stockage des déchets nucléaires et de démantèlement de la centrale en fin de vie.
- Le Trésor britannique a offert une garantie d'emprunt jusqu'à 2 milliards de livres qu'EDF a choisi de ne pas utiliser en raison de son coût.
- Le gouvernement britannique garantit à la société de projet une indemnité allant jusqu'à 22 Md£ si la stratégie énergétique de l'État venait à changer au point de compromettre la construction et l'exploitation de la centrale.

Lorsque le projet a été approuvé par le conseil d'administration d'EDF, le coût total jusqu'à la mise en service était évalué à 18 Md$£_{2015}$, soit 23 Md€.

La construction du bâtiment a été confiée à une filiale de Bouygues Construction, en groupement avec *Laing O'Rourke*. La chaudière est réalisée par Framatome, la turbine par *General Electric*, la tuyauterie par un groupement entre Boccard (France) et *Bilfinger* (Allemagne). Le système de contrôle commande est réalisé par Framatome et Siemens.

2 - Un projet contesté au sein d'EDF et au Royaume-Uni

Le projet de construction de deux réacteurs nucléaires à Hinkley Point s'est heurté à une contestation inhabituelle au sein de l'entreprise. Le directeur financier d'EDF a démissionné en février 2016, considérant que le risque était trop important pour le groupe alors que le chantier de Flamanville était confronté à de nouvelles difficultés et que EDF devait absorber la restructuration du secteur nucléaire français.

Les syndicats de l'entreprise, à l'exception de la CFDT, se sont opposés au projet parce qu'il présentait à leurs yeux des risques élevés et entraînait un endettement excessif de l'entreprise. Le comité central d'entreprise (CCE), considérant que la direction d'EDF ne lui avait pas fourni une information suffisante, a déposé un recours en 2016 devant la Cour d'appel de Paris qui lui a donné raison par un arrêt du 7 septembre

2016 enjoignant la direction d'EDF de convoquer à nouveau le CCE, en lui donnant une information plus complète.

Au Royaume-Uni, la « commission aux comptes publics » de la chambre des communes, s'appuyant sur un rapport du *National Audit Office*, a considéré dans un rapport déposé en novembre 2017 que : « le gouvernement a fait de graves erreurs stratégiques et doit maintenant expliquer ce qu'il va faire pour qu'elles ne soient pas répétées[97] ». La commission considérait que de nouvelles technologies d'énergies renouvelables sont désormais meilleur marché que le nucléaire et elle proposait de geler tout nouveau projet de centrale en attendant la réévaluation de la stratégie du gouvernement sur le nucléaire.

3 - Un projet dont les risques ont été identifiés par un rapport qui n'a été transmis ni aux administrateurs, ni aux tutelles

En décembre 2015, un rapport préparé à la demande du président d'EDF par un groupe de revue présidé par M. Yannick d'Escatha a évalué les risques du projet HPC. Il considérait que :

- les risques juridiques et politiques liés aux accords avec le gouvernement britannique et le partenaire chinois restaient élevés pour l'économie du projet et l'équation financière du groupe EDF ;
- l'organisation et la gouvernance n'étaient pas assez efficaces pour garantir la maîtrise des risques du projet dans cette nouvelle phase d'exécution ;
- il y avait de nombreux risques techniques, au premier rang desquels la *Supply Chain* : Areva présente des faiblesses industrielles préoccupantes ; de nombreux fournisseurs n'ont pas fait de construction nucléaire depuis longtemps ;
- la stratégie de planification étant limitée à un planning de mise en tension des acteurs, le projet ne disposait pas d'un planning réaliste de nature à éclairer les décideurs.

En outre, le rapport ne mentionne pas le risque de change ; pourtant le rapport annuel d'EDF 2018 indique « En termes de devises, il est important de noter qu'environ 1/3 des coûts du projet sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change

[97] Hinkley Point C, *National Audit Office*, juin 2017.

euro/livre ». Il ne mentionne pas non plus le risque que les travaux de sol s'avèrent plus difficiles à réaliser que prévu.

Le rapport présente de nombreuses préconisations, en particulier une modification profonde de l'organisation et de la gouvernance du projet, des actions vigoureuses d'accompagnement des fournisseurs et l'adoption d'un planning plus réaliste. Les éléments transmis à la Cour ne permettent pas de rendre compte de la mise en œuvre de ces préconisations.

Le Président d'EDF a refusé de transmettre l'intégralité de ce rapport aux administrations de tutelle et aux administrateurs d'EDF, considérant qu'il lui était destiné. Seule une synthèse en sera présentée au conseil d'administration et aux autorités de tutelle. En revanche, la direction d'EDF a été tenue, par un arrêt de la Cour d'appel de Paris en date du 7 septembre 2018[98], de remettre ce rapport dans son intégralité au Comité central d'entreprise.

Enfin, le rapport s'abstient de formuler des recommandations concernant le risque juridico-politique. On peut considérer cependant que la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait avoir des conséquences sur la conduite du projet, en particulier sur les délais d'approvisionnement et sur la possibilité de recourir à des travailleurs détachés présents en grand nombre sur le chantier.

4 - Un projet qui connaît à son tour des surcoûts et des retards

Le projet Hinkley Point bénéficie du retour d'expérience des réacteurs construits auparavant. L'organisation de la responsabilité du projet semble plus claire ; le responsable du projet s'appuie sur un responsable des fonctions support (RH, finances, juridique), une responsable du design qui fait l'interface avec les équipes en France, un responsable technique chargé de faire l'interface avec l'autorité de sûreté et de s'assurer de son acceptation du design (*licensing*).

La construction a formellement démarré en 2019 avec la coulée du radier de l'îlot nucléaire du premier réacteur.

[98] Arrêt du 7 septembre 2018 de la Cour d'appel de Paris, Pôle 6 – Chambre 1, n° RG 16/22821, faisant suite à l'appel interjeté le 10 novembre 2016 par le comité central d'entreprise contre l'ordonnance rendue le 27 octobre 2016 par le président du tribunal de grande instance de Paris.

EDF a communiqué le 25 septembre 2019 sur un risque accentué de retard de construction qui pourrait être de 15 mois pour le premier réacteur (durée de construction prévue 72 mois à compter du premier béton) et neuf mois pour le second réacteur[99].

L'entreprise a indiqué en même temps que le coût du projet était réévalué à un montant compris entre 21,5 Md£$_{2015}$ et 22,5 Md£$_{2015}$.

La rentabilité des capitaux investis serait désormais, selon le communiqué de presse d'EDF, de 7,6 % à 7,8 %, au lieu de 9 % annoncés au conseil d'administration lorsqu'il avait donné son accord au projet.

Deux raisons principales expliquent l'augmentation du coût du chantier et l'allongement vraisemblable des délais de livraison.

La nature des sols et les évolutions du design des bâtiments ont conduit à un volume de terrassement très supérieur à ce qui avait été calculé, pour un coût supplémentaire d'environ 450 M£.

L'exigence de l'ONR, l'autorité de sûreté britannique, de doubler le système de contrôle commande numérique assurant la sûreté des deux réacteurs par un système analogique a entrainé une révision profonde du design de l'EPR. La nécessité de faire passer des câbles en grand nombre, d'assurer le refroidissement de la chaleur qu'ils génèrent, d'installer les équipements de commande dédiés ont conduit à revoir l'architecture des bâtiments de contrôle, leur ventilation, leur intégration dans l'architecture d'ensemble. Là se trouve la raison principale de la révision à la hausse des coûts de construction. La prise en compte des exigences de l'ONR a conduit à revoir le design fonctionnel du projet, au-delà du travail sur les seuls dispositifs de contrôle commande.

Le rapport présenté par la commission présidée par M. Yannick d'Escatha, constatait le volume très important de modifications apportées au projet et les points qui restaient ouverts avec l'ONR, notamment relatifs au système de ventilation, au remplacement des systèmes calorifuges dans le bâtiment réacteur, à l'ajout de moyens de décompression de l'enceinte en cas d'accident grave. Les rapporteurs invitaient le management de projet à identifier et traiter plus rapidement les points ouverts pour endiguer le flux des modifications.

Si l'expérience de Flamanville 3 et de Taishan a permis de surmonter certaines difficultés, par exemple en réalisant le radier du

[99] Ces dates ne prennent pas en compte les conséquences probables de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19. EDF Energy a annoncé, le 24 mars 2020, qu'elle réduisait de moitié ses effectifs sur le chantier du réacteur nucléaire Hinkley Point C.

premier réacteur dans les délais, il reste une part d'incertitude liée au fait qu'il ne s'agit pas de construire exactement les mêmes EPR à Hinkley Point, ce qui limite le gain du retour d'expérience. Les coûts de design de HPC sont évalués à 2 milliards de livres.

Le financement de ce projet pèse lourdement sur le bilan d'EDF. Un peu plus de 8 Md$£_{2015}$ ont déjà été dépensés, et plus de 80 % du montant total des dépenses ont été engagés, soit entre 21,5 Md$£_{2015}$ et 22,5 Md$£_{2015}$.

Les dépenses sont couvertes par des injections de cash des deux actionnaires sous forme de prêt d'actionnaires à la société de projet, *Nuclear New Building*.

À plus long terme, EDF cherchera à réduire son exposition sur le projet et à lever de l'emprunt, mais ceci ne sera possible que si les risques liés à cette installation diminuent et deviennent acceptables pour des investisseurs privés.

Dans l'attente d'une telle évolution, EDF reste exposée aux résultats de la société de projet à hauteur de sa part dans le capital, soit 63,5 %. On peut craindre que cette situation ne perdure car la baisse du taux de rentabilité interne du projet rend très difficile, sinon impossible, un co-financement par de nouveaux investisseurs privés.

D - Les autres projets d'EDF au Royaume-Uni

Depuis 2008, la construction de réacteurs à Hinkley Point est présentée comme une première étape dans la réalisation par EDF d'au moins cinq réacteurs EPR au Royaume-Uni. EDF précise dans son rapport annuel que « la société de projet *Nuclear New EDF* développe également, dans le cadre du partenariat avec CGN, deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B ».

Le responsable du projet a indiqué à la Cour qu'EDF entend répliquer à Sizewell ce qui aura été construit à HPC et que cela permettra d'abaisser le coût de la construction d'environ 20 %. Même dans ces conditions, il indiquait que le prix de l'électricité produite ne serait pas compétitif, cela n'étant possible que si le coût du financement pouvait être considérablement réduit. Le gouvernement britannique a par ailleurs indiqué qu'il ne pourra pas offrir une garantie de prix d'achat de l'électricité semblable à celle dont a bénéficié le projet HPC, en raison des critiques adressées à ce dispositif par le *National audit Office* et par la chambre des communes. C'est pourquoi il étudie la possibilité de financer la construction de centrales électronucléaires comme celle d'un actif de base régulé. Le gouvernement britannique a utilisé ce mécanisme pour

financer des infrastructures de transport, en assurant aux constructeurs un financement dès le début des travaux et non lors de la mise en service de l'équipement.

E - Des projets incertains en Inde

Alors que certains prospects n'ont pas abouti, comme en Italie où EDF envisageait de construire avec *Enel* des réacteurs de type EPR, des projets demeurent en Inde. Dans ce cas, les entreprises françaises ont vocation à jouer un rôle de fournisseur et non d'investisseur.

L'Inde affiche, de longue date, une volonté de développer son parc nucléaire – actuellement constitué de 22 réacteurs en fonctionnement et de 8 en construction – qui ne se concrétise pas.

Depuis 2008, la France et l'Inde ont signé de nombreux accords de coopération dans le domaine nucléaire, prévoyant la construction de réacteurs de type EPR sur le territoire indien dont :

- un accord intergouvernemental finalisé et paraphé lors de la visite présidentielle du 30 janvier 2008 à New Delhi et signé à Paris à l'occasion du sommet France - Inde du 30 septembre 2008 ;
- un accord de coopération entre Areva et *Nuclear Power Corporation of India Limited* (NPCIL), signé à l'occasion d'une visite du secrétaire d'État chargé du commerce extérieur français en Inde, en février 2009. L'accord portait sur la construction de 6 réacteurs nucléaires de 1 600 MW à Jaitapur, au sud de Bombay.
- un accord-cadre entre EDF et NPCIL portant sur la construction de 6 réacteurs EPR à Jaitapur signé à l'occasion de la visite du président français en Inde, en mars 2018.

EDF a remis une offre technico-commerciale complète le 14 décembre 2018[100]. Le Président de la République française et le Premier ministre indien ont confirmé, lors d'une rencontre le 22 août 2019, leur volonté d'avancer rapidement sur le projet.

[100] L'offre remise était conditionnée au respect de trois conditions : i) la convergence technique sur un certain nombre de points ouverts, ii) la mise en place d'un régime de Responsabilité Civile Nucléaire offrant une protection équivalente aux standards internationaux, iii) la mise en place d'une stratégie de financement.

1 - Des promesses de soutien financier public important du gouvernement français pour faire aboutir ces ventes

Dès la signature du protocole d'accord entre Areva et NPCIL en 2009, le gouvernement français s'est montré disposé à accorder un crédit export, garanti par la Coface (aujourd'hui Bpifrance Assurance Export), pour 70 % du montant des contrats français (Areva, ALSTOM) aux conditions économiques de l'époque, soit environ 5 milliards d'euros pour deux réacteurs. Les 30 % restant devant être apportés par NPCIL[101].

Depuis lors, la proposition des autorités françaises a été encore améliorée, en particulier grâce à la création, en 2013, de la SFIL (Société de Financement Local), banque publique de développement française, qui depuis 2015 est autorisée à refinancer les crédits export jusqu'à 75 % du montant du crédit bancaire garanti.

La partie indienne souhaite une offre de financement portant sur les six unités, la direction générale du Trésor estimant « qu'à ce stade de la discussion, un montant de crédit export entre 10 et 15 milliards d'euros pourrait être indiqué ». Ce montant est à rapprocher de l'encours total d'assurance-crédit actuel, soit environ 70 milliards d'euros. Les durées proposées pourraient aller jusqu'à 10 ans de tirage et 18 ans de remboursement. La garantie souveraine du gouvernement indien, dont le principe a été acté dans le cadre du comité franco-indien sur le financement de projet Jaitapur, est nécessaire, de sorte que le risque pris serait un risque souverain sur l'Inde classé en catégorie 3 sur 7, sachant que l'encours souverain sur l'Inde au titre d'autres projets, au 31 décembre 2018, était déjà de 8,9 milliards d'euros.

La combinaison du crédit export garanti et du refinancement par la SFIL rapprocherait le financement français des conditions d'un financement d'État à État.

Les autorités françaises sont donc prêtes à mettre en place des conditions de financements extrêmement favorables à l'acheteur indien et à accorder une garantie publique à des crédits d'un montant considérable,

[101] La mise en place d'un financement de ce type était subordonné au respect des règles de l'OCDE en matière de taux d'intérêt et de durée du crédit, à l'octroi d'une garantie souveraine par le ministère indien des finances (qui a pour politique de ne pas accorder ce type de garantie pour un crédit acheteur considéré comme un emprunt commercial) ; à un accord bilatéral exonérant les fournisseurs de responsabilité civile en cas d'accident nucléaire ; des accords portant sur le respect de la propriété intellectuelle et l'échange d'informations classifiées ; à la réalisation d'une étude environnementale sur l'impact du projet et, bien sûr, à la signature d'un accord commercial.

sur des durées très longues qui rendent le risque pris d'autant plus important.

2 - Des négociations qui n'aboutissent pas

Bien que le projet de Jaitapur figure à l'agenda de toutes les rencontres bilatérales depuis 2008 et en dépit des conditions très favorables proposées par les pouvoirs publics français, les négociations avec l'Inde ne progressent pas depuis 2008.

Plusieurs conditions, nécessaires pour permettre la mise en place d'un crédit export, ne sont pas encore remplies :

- le gouvernement indien s'est dit prêt à accorder une garantie souveraine au projet et a envoyé en ce sens un premier document à la direction générale du Trésor, mais les modalités de mise en place d'une telle garantie ainsi que sa rédaction restent à négocier ;
- une étude environnementale et sociale a été commandée à des consultants indépendants choisis par Bpifrance et un *pool* de banques internationales. Ces consultants ont rendu des rapports préliminaires en 2018 dans lesquels ils relevaient plusieurs points d'attention qui ont été discutés avec NPCIL en 2019. Un nouveau rapport doit être rendu prochainement suite à une visite sur le site envisagé pour la construction. À noter qu'un tremblement de terre a eu lieu le 14 novembre 2009 à 90 kilomètres du lieu d'implantation prévu et qu'un rapport publié en septembre 2019 par l'Autorité nationale de gestion des catastrophes (NDMA) et l'Institut international des technologies de l'informations d'Hyderabad confirme le risque sismique dans la région.

La négociation achoppe sur d'autres points.

- La convergence technique : la persistance de certains points techniques ouverts et pourtant structurants pour la technologie EPR ont conduit NPCIL et Areva à signer un contrat d'études afin d'étudier la « licenciabilité » du produit EPR en Inde.
- La mise en place d'un régime de responsabilité civile nucléaire : les autorités indiennes ont communiqué à EDF une version révisée du document explicatif du régime de RCN dans lequel sont précisées certaines modalités d'interprétation de la loi indienne sans pour autant parvenir à ce jour à un cadre totalement satisfaisant pour les intervenants sur le projet.

La négociation commerciale n'a jamais été conclue malgré les rabais toujours plus importants consentis par Areva.

On peut s'interroger sur la possibilité de rentabiliser un projet de ce type en Inde. Une note de la Direction générale du Trésor, du 10 décembre 2010 (n° GIN 2010/03904), indique que « le coût de base unitaire de l'électricité exprimée en roupies par kilowattheure est considéré par les Indiens comme l'indicateur central pour les EPR. Après plusieurs mois de négociations, Areva et NPCIL sont tombés d'accord sur une proposition entrant dans les limites du plafond indien, soit un coût du kilowattheure inférieur à 4 roupies. Il n'est pas précisé de combien le prix aurait été inférieur à 4 roupies. En septembre 2019, 1 roupie indienne (INR) = 0,0126 €. Dans le cadre de cet accord, un KWh d'électricité aurait donc été vendu à un tarif inférieur à 0,0504 €. Le prix était de 0,0817 HT en France au même moment.

On voit mal comment un prix de vente aussi bas pourrait être pratiqué alors que l'offre remise par EDF repose sur les hypothèses suivantes : « le coût total de ce projet de six réacteurs EPR a été estimé à environ 26,6 milliards d'euros 2016, dont 10,5 milliards d'euros 2016 pour la première paire de réacteurs ».

En Inde, le « *Levelized Cost Of Energy* » (LCOE) moyen des nouveaux projets de centrales photovoltaïques en 2018 avoisine 63 €/MWh selon l'*International Renewable Energy Agency* (Irena). Si l'on prend comme référence le prix garanti accordé par le gouvernement britannique au projet Hinkley Point, soit 120 €/MWh, on constate que le principal problème auquel se heurte le projet de Jaitapur est son manque de compétitivité.

II - La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique

A - Un objectif de réduction du coût de construction à confirmer

EDF a fait le choix de proposer à l'ASN et aux autorités administratives un nouveau modèle d'EPR, « optimisé », présenté comme plus simple et moins cher à construire en France : l'EPR2.

1 - Une optimisation et une organisation pensées à partir du retour d'expérience interne à EDF de la construction des EPR

a) Un EPR « optimisé »

Début 2015, EDF et Areva ont lancé en commun le projet EPR « nouveau modèle » (EPR NM), qui intégrait le retour d'expérience réalisé par EDF sans y associer toutes les parties prenantes, de la construction des premiers réacteurs EPR et était axé sur trois vecteurs d'optimisation du coût et de la durée de construction : la simplification du design, l'industrialisation du produit et l'amélioration de l'ingénierie. L'EPR NM comprenait plusieurs innovations par rapport à l'EPR, présentées dans leurs grandes lignes à l'ASN dès octobre 2015[102], dont : le passage d'une enceinte de confinement à double paroi avec liner à une enceinte à simple paroi avec liner, la suppression d'un train de sauvegarde dédié à la maintenance, l'augmentation de la puissance (1 750 MWe net contre 1 670 MWe net pour l'EPR de type Taishan) ou, encore, la simplification de la conception du récupérateur de corium et réduction de la surface d'étalement.

À l'issue de plusieurs revues stratégiques et d'échanges avec l'IRSN et l'ASN, une nouvelle configuration technique de l'EPR NM, intitulée EPR2, a été adoptée par EDF en octobre 2017. La configuration du projet de réacteur EPR2 reprend globalement le projet de réacteur EPR NM, hormis en ce qui concerne le niveau de puissance, ramené au niveau de l'EPR actuel (1 650 MW), et les assemblages de combustible, le type de grappes de contrôle et l'instrumentation du cœur de référence et de protection, qui seront identiques à ceux du réacteur EPR de Flamanville 3. De manière simplifiée, le modèle EPR2 se présente comme un modèle hybride entre l'EPR, pour ce qui concerne la chaudière (cuve et générateur de vapeur), et l'EPR NM, pour ce qui concerne les bâtiments et les systèmes de sûreté, optimisés par rapport à l'EPR.

Dans sa volonté d'optimisation, EDF entend veiller à ce que les enjeux de construction et d'exploitation soient inclus dans les phases amont du projet, en anticipant les conditions d'intervention et en simplifiant la « constructibilité » du réacteur, notamment en associant les principaux constructeurs au design. L'EPR2 est conçu, depuis l'origine, dans une approche entièrement numérique, ce qui n'a pas été le cas de l'EPR. EDF souhaite engager des efforts pour l'industrialisation de l'EPR2, avec une

[102] Document de présentation, « Rencontre entre l'ASN et le projet EPR NM », 16 octobre 2015.

standardisation des équipements. Les simplifications envisagées par rapport à l'EPR sont valorisées dans le planning prévisionnel de construction de l'EPR2, fixé en avant-projet détaillé, à 86 mois entre le premier béton et la mise en service industrielle (MSI). Pour mémoire, la durée de construction entre le premier béton et la mise en service industrielle de l'EPR de Flamanville, est aujourd'hui d'au moins 187 mois et celle des deux EPR de Taishan a été de 110 et 113 mois.

b) Une organisation interne plus solide que pour l'EPR

Instruite par les difficultés rencontrées lors du chantier de l'EPR de Flamanville, EDF s'organise pour maîtriser le programme de développement de l'EPR2 : contrairement à ce qu'elle a fait pour le chantier de Flamanville, l'entreprise a prévu de centraliser les données tout au long des études et du chantier. Elle entend n'engager le chantier de l'EPR2, que si 70 % des études de détail sont réalisées (contre 10 à 40 % au moment du lancement du chantier de l'EPR de Flamanville, selon les lots, cf. *supra*) mais cet exercice est rendu complexe par le fait que, comme le souligne une note d'EDF de 2019, « l'accès aux données planning est difficile d'accès et il n'y a pas eu d'effort d'enregistrement et de publication des données de retour d'expérience pour les projets futurs[103] ».

Par ailleurs, EDF souligne la nécessité de disposer de référentiels stables et partagés avec les autorités, au moins pendant toute la réalisation du projet portant sur une paire de réacteurs. Ce point apparaît crucial, notamment dans le domaine de la sûreté et de la sécurité, et particulièrement pour ce qui concerne les équipements sous pression, pour éviter les difficultés rencontrées sur le chantier de Flamanville 3.

En outre, EDF entend adapter l'allotissement contractuel aux besoins du chantier et aux capacités du tissu industriel. L'entreprise envisage de constituer environ 200 lots, soit davantage que pour l'EPR de Flamanville. Si elle est louable, cette volonté de mieux maîtriser le champ et les niveaux de sous-traitance ne ressort cependant pas clairement du marché de génie civil des EPR2, tel qu'envisagé dans l'avis publié en septembre 2019 par EDF, qui couvre un périmètre similaire au marché de génie civil de l'EPR de Flamanville.

[103] Note « Inter-comparaison des plannings de construction des EPR OL3-FA3-TSN1-TSN2 tel que réalisé », EDF, référence D305119000545, 2009.

Enfin, l'entreprise s'organise en direction de projet pour piloter le chantier sur place, en y concentrant les centres de décision, en associant entreprises et acteurs économiques autour d'un planning partagé, ce qui n'était pas le cas pour la construction de l'EPR de Flamanville.

La construction de la première paire d'EPR2 préparée dès 2019

EDF a publié, à l'été 2019, plusieurs avis de marchés au Journal officiel de l'Union européenne relatifs à la construction d'une paire d'EPR2[104]. Dans ces avis, EDF précise qu'aucun site n'est actuellement désigné pour accueillir des EPR2. La seule certitude est que cette construction, si elle est décidée, se fera sur des sites existants. Plusieurs régions ont exprimé leur souhait d'accueillir ces nouveaux réacteurs. Le site de Penly, sur lequel la construction d'un EPR a failli être lancée au début des années 2010 est régulièrement évoqué[105]. Ces avis sont destinés à alimenter le dossier qu'EDF doit rendre au gouvernement concernant la construction de nouveaux réacteurs EPR en France et notamment chiffrer le coût de construction des EPR2. Si le calendrier de publication de ces avis peut conduire à s'interroger, alors que le design de l'EPR2 n'est pas stabilisé et la décision politique de construire ces réacteurs n'est pas prise, ce processus vise à apporter les précisions sur les estimations de coûts jusqu'à un niveau permettant un engagement. Le relevé de décisions du comité des engagements de juillet 2019[106] au cours duquel a été décidée la publication de ces avis mentionne explicitement le fait que ces appels d'offres « ne devront en aucune manière engager financièrement le groupe EDF et que l'accord préalable du comité des engagements et le cas échéant du conseil d'administration (en fonction de leur montant) est requis avant la signature des contrats ».

[104] Avis de marché – secteurs spéciaux – Services 2019/S 140-346202, publié le 23 juillet 2019, JOUE, Avis de marché – fournitures – 2019/S 151-373645 publié le 7 août 2019 et avis rectificatif 2019/S 166-407510 publié le 29 août 2019, JOUE et Avis de marché – secteurs spéciaux – Travaux, Travaux de construction de centrales nucléaires 2019/S 182-444320, publié le 20 septembre 2019, JOUE.

[105] Le site de Penly est retenu comme site de découplage pour les données d'entrées nécessaires au déroulement des études de *"basic design"* du réacteur EPR2 (document « proposition de plan d'exécution pour un programme de trois paires EPR2, EDF, 29 mars 2019). Les régions Hauts-de-France, en juin 2018, et Normandie et Rhône-Alpes-Auvergne, en mars 2019, ont présenté, par l'intermédiaire de leurs présidents, leur candidature pour accueillir des chantiers EPR.

[106] Comité des engagements, relevé de décisions, projet EPR2, EDF, 11 juillet 2019.

2 - Des questions sur l'intérêt d'un nouveau modèle de réacteur EPR pour un gain financier incertain à ce stade

En faisant le choix de concevoir l'EPR2, EDF s'est éloigné de la démarche d'optimisation de l'EPR appuyée sur le retour d'expérience. Pourtant, les chantiers d'Olkiluoto et de Flamanville montrent que privilégier l'innovation à l'expérience cumulée présente des risques et que le coût de cette innovation ne doit pas être sous-estimé[107].

a) Des questions en termes de sûreté

Dans un avis relatif au dossier d'options de sûreté du réacteur EPR NM et de son évolution EPR2, de juillet 2019, l'ASN considère que « le référentiel de sûreté retenu est globalement satisfaisant, notamment au regard de la règlementation, du guide de juillet 2017 relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression, et des recommandations internationales[108] ». Cependant, l'avis de l'ASN identifie plusieurs sujets à approfondir en vue d'une éventuelle demande d'autorisation de création d'un réacteur. Des justifications complémentaires sont notamment attendues sur la démarche d'exclusion de rupture des tuyauteries primaires et secondaires principales et sur la chute accidentelle d'un avion militaire, deux sujets à l'issue incertaine et de nature à impacter significativement le design et les coûts de l'EPR2 en cas de décision défavorable à EDF.

b) Un gain financier potentiellement limité par rapport à un EPR de type Flamanville « bien construit »

Une analyse conduite en fonction de l'expertise de 2016-2017 réalisée par le cabinet d'ingénierie Experconnect, appliquée sur la base du coût de Flamanville connu en juillet 2018 (10,9 Md€$_{2015}$), considère que le

[107] La comparaison avec le secteur de l'aéronautique, où la sûreté occupe également une place importante, dans lequel toute innovation qui ne serait pas indispensable est évitée, est intéressante ; aujourd'hui, Boeing paye cher le prix de son éloignement de cette démarche.

[108] Avis n° 2019-AV-0329 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2019 relatif au dossier d'options de sûreté présenté par EDF pour le projet de réacteur EPR nouveau modèle (EPR NM) et à son évolution de configuration EPR2. L'ASN note que la majorité des options de l'EPR2 sont similaires à celle du projet EPR NM et qu'à ce titre les observations qu'elle formule dans son avis sur l'EPR NM sont pour la plupart transposables au projet de réacteur EPR2.

coût de construction d'un EPR (modèle Flamanville) qui aurait été réalisé sans connaître les aléas du chantier normand, serait d'environ 7,2 Md€$_{2018}$. À périmètre comparable, le coût d'un EPR2 est estimé, en avant-projet, à 300 M€$_{2018}$ de moins[109]. La durée de construction d'un EPR modèle Flamanville (72 mois entre le premier béton et 100 % de puissance nominale) serait inférieure à celle de l'EPR2 (86 mois). L'écart entre cette estimation du coût de construction d'une nouvelle tranche EPR virtuelle « FLA3 reconductible », à supposer qu'elle soit fiable, et celle d'un EPR2 serait compris dans les marges d'incertitudes techniques et économiques de l'EPR2, au stade de l'avant-projet[110].

La justification de la démarche d'EDF devrait reposer sur la certitude que l'EPR2 sera construit plus vite et moins cher que l'EPR, dans une situation où, du point de vue de l'ASN, aucun obstacle en matière de sûreté n'existe *a priori* à ce qu'un autre EPR de type Flamanville puisse être construit en France, sous réserve de quelques ajustements, plus limités que les évolutions envisagées pour l'EPR2.

3 - Une estimation du coût de construction de l'EPR2 reposant sur des hypothèses à affermir

a) Un coût prévisionnel estimé par EDF à 46 Md€$_{2018}$ pour trois paires de réacteurs

En mars 2019, le coût de développement du programme EPR2 a été estimé par EDF à 2,32 Md€$_{2017}$[111]. Il a été actualisé à 2,5 Md€$_{2018}$, pour trois paires d'EPR2, dans les éléments présentés au Conseil d'administration d'EDF le 25 juillet 2019. Les dépenses de développement de l'EPR2 s'élevaient, au 31 décembre 2018, à 370 M€$_{2018}$[112]. Selon les prévisions d'EDF, elles pourraient atteindre 995,2 M€$_{2018}$ fin 2021.

[109] Une fois retraitées les données présentées au Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 25 juillet 2019, dans le document « Nouveau nucléaire France ».
[110] *Guideline - Uncertainty Estimate for EPR2 Product Cost*, EDF, juin 2018.
[111] Dont 1,93 Md€$_{2017}$ de coût de développement du programme proprement dit, 0,1 M€$_{2017}$ de provisions pour incertitudes et 0,29 M€$_{2017}$ de provision pour risques et opportunités.
[112] Dont 214 M€$_{2018}$ d'ingénierie interne et 97 M€$_{2018}$ de provisions pour risques qui concernent les dépenses prévisionnelles et non les dépenses réalisées.

Le coût *overnight*[113] de la réalisation de la première paire d'EPR2, dans l'hypothèse où elle serait construite en France sur un site en bord de mer dit « non contraint », est estimé à 15,27 Md€$_{2018}$, dont 13,03 Md€$_{2018}$ de coût de construction incluant des provisions pour risques, 334 M€$_{2018}$ de coût spécifique lié au site, 508 M€$_{2018}$ de provisions pour incertitudes[114], 400 M€$_{2018}$ de provisions pour démantèlement et 1 Md€$_{2018}$ de coût de développement de palier[115].

Le coût de réalisation de la deuxième paire d'EPR2 est estimé, pour le même périmètre de dépenses, à 15,4 Md€$_{2018}$ et celui de la troisième paire à 15,1 Md€$_{2018}$. Ces estimations préliminaires ne font pas apparaître de gain notable par rapport à la première paire, les éventuels gains sur l'effet « série » étant susceptibles d'être compensés par des surcoûts liés à une implantation plus complexe de ces réacteurs, ce qui peut expliquer que le coût estimé de la deuxième paire soit plus élevé que celui de la première[116]. EDF note que « concernant les plannings de réalisation des paires 2 et 3, il n'a pas encore été mené d'analyse détaillée permettant d'étayer l'hypothèse d'une durée de construction plus courte que celle de la première paire[117] ».

Le coût *overnight* de trois paires d'EPR2, construites sur une vingtaine d'années, est donc estimé à près de 46 Md€$_{2018}$. Ce coût ne représente pas le coût complet d'investissement à terminaison des réacteurs, puisqu'il n'intègre notamment ni les coûts de financement ni les charges fiscales à supporter avant la mise en service.

[113] Cf. note de bas de page n° 60.

[114] Pour mémoire, dans les documents produits par EDF en mars 2019, le montant des provisions pour incertitudes de la première tranche d'EPR2 s'élevait à 520 M€$_{2017}$.

[115] La répartition entre coût de développement (2,3 Md€$_{2017}$) et coût de construction (13,9 Md€$_{2017}$) demeure provisoire, mais il peut être observé que le coût de développement du programme est identifié pour l'EPR2 dès l'origine du projet, alors qu'il n'a pas été possible de le reconstituer avec précision pour l'EPR.

[116] Les réflexions sur les potentiels lieux d'implantation de futurs réacteurs nucléaires intègrent, compte-tenu des échelles de temps long, les problématiques du réchauffement climatique.

[117] *Guideline - Uncertainty Estimate for EPR2 Product Cost*, EDF, juin 2018.

b) Une estimation reposant encore sur des données partielles

Afin de consolider son estimation des coûts de l'EPR2, EDF s'appuie sur une méthodologie solide :

- une structure de répartition des coûts décomposant les coûts des travaux, y compris les travaux ou services réalisés par les sous-traitants, conçue pour être utilisée pour comparer en permanence les coûts réels avec le budget et pour s'intégrer au système de contrôle des coûts[118] ;
- une méthode de calcul d'actualisation des incertitudes commune à l'ensemble des entités contributrices à l'évaluation des coûts du projet[119] ;
- une terminologie des coûts[120] définissant le coût du programme EPR2 comme la somme d'un coût de développement de palier (études d'ingénierie, de développement, de conception, qualification des matériels) et des coûts de réalisation de chaque paire de tranches du programme (coûts de construction de la paire, adaptations au site concerné incluses).

Cependant, à ce stade du projet, EDF convient que « les hypothèses de coût de l'EPR2 reposent sur les éléments de design du réacteur portant essentiellement sur la description des évolutions par rapport à l'EPR, et leurs fondements, telles qu'issues du processus de prise en compte du retour d'expérience[121] ». Plusieurs points restent à instruire concernant le coût d'un programme de trois paires d'EPR2, dont le périmètre « produit » (bâtiments, systèmes procédé et hors procédé), la maintenance, les plannings de réalisation des trois paires de tranches, l'analyse des facteurs des risques et des facteurs exogènes, et leurs modalités de prise en compte, les garanties, assurances, impôts et taxes. Ni les chroniques de décaissement, ni la politique industrielle, ni la stratégie d'achats du programme ne peuvent par conséquent être précisées avant fin 2020[122].

---

[118] Note « Principes de structuration de la *Cost breakdown structure* », réf. PD-0009989B, mars 2019, EDF.
[119] Soit la direction de projet EPR2, le centre national d'équipement de production d'électricité, Edvance et Framatome. Cf. note « Méthode d'estimation des incertitudes sur le projet EPR2 », réf. PD-00009990A, novembre 2018, EDF.
[120] Note « Terminologie des coûts du projet EPR2 », réf. PD-00010589A, janvier 2019, EDF.
[121] Note « Proposition de plan d'exécution pour un programme de 3 paires EPR2 », réf. PPPPPP-0010586, mars 2019, EDF.
[122] Note « Plan de travail du pôle offre du projet EPR2 », réf. PD-0010214A, EDF.

Les estimations de coût sont encore préliminaires : le coût de développement du programme, de 2,5 Md€$_{2018}$, ne comprend pas le coût des études de détail des fournisseurs, à l'exception des coûts de Framatome. Les estimations comportent des parts de couverture contre les risques et contre les incertitudes qui ne pourront être précisées qu'au fil de la progression du projet. L'estimation du coût de réalisation comporte, à ce stade, une part de coût des bâtiments basée sur l'analyse des données de Flamanville 3, mais pas sur une estimation exhaustive des bâtiments de tranche et communs aux deux tranches[123].

c) Une estimation reposant sur des hypothèses à préciser

Les éléments de coût de l'EPR2 reposent sur des hypothèses techniques, de délais, de risques, de politique industrielle et de stratégie d'achats, qui restent à confirmer par des études de conception et de préparation.

La principale hypothèse, présentée par EDF comme une condition industrielle fondamentale à la performance du projet, réside dans la construction de six réacteurs, sous la forme de trois paires dont la construction serait espacée de quatre ans, et sur le fait que l'ensemble des coûts de développement, de qualification, d'apprentissage des procédés de fabrication et de montage, et de sélection des trois sites, soient portés par un programme de développement commun aux six réacteurs. Cette option, produite par EDF, est reprise comme seule hypothèse de travail par les ministres de la transition écologique et solidaire et de l'économie et des finances dans un courrier adressé le 12 septembre 2019 au président-directeur général d'EDF sur les contributions attendues de l'entreprise publique à la décision du gouvernement concernant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires[124].

On notera cependant que le planning envisagé de réalisation de la première tranche d'EPR2 n'est pas encore, à ce stade, adossé à une analyse capacitaire portant sur les ressources d'ingénierie ou sur les ressources industrielles. Il est fondé sur le retour d'expérience partiel des projets EPR et sur les propositions formulées par les entreprises de génie civil qui ont travaillé sur le projet en 2017 et 2018. Il repose sur un dépôt de demande

[123] Note « Liste des bâtiments de tranche et communs aux deux tranches », réf. INS-0000131B, EDF.
[124] Lettre de la ministre de la transition écologique et solidaire et du ministre de l'économie et de finances au président-directeur général d'EDF, 12 septembre 2019.

d'autorisation de construction au 1er janvier 2021, jalon rendu caduc par le calendrier fixé en 2018 par le Président de la République de disposer d'éléments mi-2021, et plus encore par les propos oraux tenus publiquement par des membres du Gouvernement visant à renvoyer cette décision postérieurement à la mise en service de l'EPR de Flamanville[125]. EDF convient par ailleurs que « dans ce planning, plusieurs équipements sont critiques, dont le Groupe Turbo Alternateur (GTA) qui ne comporte aucune marge vis-à-vis de la date de choix du fournisseur et les équipements du circuit primaire de la chaudière dont la disponibilité à temps pour les besoins de la construction n'est pas encore confirmée par Framatome (marge négative de l'ordre de l'année)[126] ». Il ne s'agit pas d'éléments accessoires, puisque le coût du groupe turbo-alternateur est estimé par EDF entre 800 et 850 M€$_{2017}$ et les équipements du circuit primaire de la chaudière à 1,9 Md€$_{2017}$. Des incertitudes pèsent sur le calendrier de décision d'engagement.

En outre, le choix qui serait fait d'investir dans trois paires de réacteurs, mis en service entre 2035 et le début des années 2040, d'une durée d'exploitation de soixante ans, implique des conséquences jusqu'à la fin du siècle, qui ne peuvent se réduire au seul coût de construction desdits réacteurs, mais doivent être complétés d'investissements, y compris par d'autres acteurs qu'EDF, à prévoir dans l'ensemble du tissu industriel, s'agissant de la construction mais aussi de la maintenance, du démantèlement des réacteurs et de la gestion des déchets. Le coût de trois paires de réacteurs EPR2 ne résume donc pas tous les investissements nécessaires au déploiement d'un nouveau parc de réacteurs en France.

[125] « *Est-ce qu'il faut construire de nouveaux EPR ? (...) La sagesse recommande déjà d'attendre que l'EPR de Flamanville soit achevé avant de prendre des décisions.* », M. Bruno Le Maire, Ministre des finances et de l'économie, le 30 août 2018. « (…) *il n'y aura pas de décision sur des nouveaux réacteurs avant la mise en service de Flamanville, on veut d'abord des explications* », Mme Élisabeth Borne, Ministre de la transition écologique et solidaire, 21 octobre 2019.

[126] Note « Proposition de plan d'exécution pour un programme de 3 paires EPR2 », réf. PPPPPP-0010586, mars 2019, EDF.

B - Le financement de nouveaux réacteurs EPR et leur place dans le mix électrique à long terme à préciser

1 - La question primordiale du financement

EDF ne pourra pas financer, dans les mêmes conditions qu'il l'a fait pour Flamanville 3, un programme de construction de six réacteurs de type EPR. De nouvelles modalités de financement sont une condition préalable à de nouveaux projets.

L'augmentation des risques techniques et financiers inhérents à la construction d'un nouveau réacteur (délai et coût notamment[127]) et des risques liés à la libéralisation[128] du marché de l'électricité, compliquent le financement de la construction de réacteurs électronucléaires. Or, plus un projet est risqué, plus le taux de rentabilité attendu par les investisseurs est élevé. Cette situation est décrite dans une note de la société française d'énergie nucléaire comme un cercle vicieux : « plus le risque perçu est élevé, plus le WACC [coût moyen pondéré du capital] augmente et le financement de l'investissement est coûteux, plus le coût total du projet augmente et plus le risque de marché augmente (…) Ainsi, à titre d'exemple, le coût du KWh produit à Hinkley Point, au Royaume-Uni, est-il multiplié par deux quand le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 %[129] ».

Le mode de financement détermine donc en grande partie le coût du KWh produit.

La construction de nouveaux réacteurs, en dehors des pays organisés autour d'une intervention forte de l'État dans l'économie[130], se heurte notamment à la difficulté de susciter l'intérêt d'investisseurs privés pour le

[127] On observe que les coûts projetés pour la construction de nouveaux réacteurs, palier par palier, se sont toujours révélés nettement inférieurs aux coûts effectifs de réalisation. Cf. notamment « Les coûts de la filière électronucléaire », Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012. Dès 2000, les travaux de la mission d'évaluation économique de la filière nucléaire pour le Premier ministre mettaient ce phénomène en évidence.

[128] Les prix de gros sur le marché européen ont considérablement varié ces dernières années (70 €/MWh en 2008, 35 €/MWh en 2014, 50 €/MWh 2018).

[129] Note « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », société française d'énergie nucléaire, mars 2018.

[130] Neuf réacteurs ont été mis en service en 2018, dont sept en Chine et deux en Russie. En 2019, six nouvelles tranches nucléaires ont été mises en service commercial, dont trois en Russie (dont les tranches 1 et 2 de l'Akademik-Lomonosov, centrale nucléaire flottante), deux en Chine et une en Corée du Sud.

financement de projets dont ils considèrent le niveau de risques élevé et la rentabilité incertaine.

EDF a cherché à partager le financement de l'EPR de Flamanville 3 avec la société italienne ENEL, mais cette dernière s'est retirée de l'accord, en recevant d'ailleurs une indemnité, laissant EDF supporter seule le coût du projet.

En Grande-Bretagne, EDF a négocié un partenariat stratégique avec l'entreprise Centrica, mais si celle-ci a racheté une partie du capital de British Energy à EDF, elle a refusé de participer au financement du projet d'Hinkley Point, malgré le « contrat pour différence » qui garantit un prix de rachat élevé, au regard des prix actuels de marché en Grande-Bretagne, de l'électricité produite pendant 35 ans, limitant sa participation au nucléaire existant. C'est finalement l'électricien chinois CGN qui est devenu partenaire d'EDF, avec l'objectif de vendre au Royaume-Uni sa propre technologie après la construction d'Hinkley Point.

La situation d'EDF, entreprise cotée en bourse et déjà endettée, est incompatible avec les besoins massifs d'investissement auxquels l'entreprise devra faire face en cas de déploiement de nouveaux réacteurs. Aux coûts de production envisagés de 60 à 70 €/MWh, il apparaît improbable qu'investir dans les EPR puisse être suffisamment rentable sans un cadre de régulation portant sur un soutien au financement assurant un partage de risques entre l'investisseur et la puissance publique et une garantie de revenus.

Les pouvoirs publics ont lancé, le 17 janvier 2020, une consultation sur la nouvelle régulation économique du nucléaire existant[131]. Y est envisagé, pour succéder à l'Arenh[132], la mise en place d'une régulation qui couvrirait l'ensemble du parc nucléaire existant – y compris Flamanville 3 – sous la forme d'un corridor de prix supposé protéger tant le producteur que le consommateur final. La façon dont ce mécanisme concernerait, dans le futur, le financement de nouveaux réacteurs électronucléaires devra être précisée. Elle pourrait s'inspirer des réflexions actuellement conduites au Royaume-Uni.

[131] Nouvelle régulation économique du nucléaire existant, cf. Document de consultation, Ministère de la transition écologique et solidaire, janvier 2020.

[132] Accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ce dispositif permet aux fournisseurs alternatifs, depuis le 1er juillet 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, d'accéder à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010.

Le gouvernement britannique a en effet apporté une première réponse aux difficultés de financement avec le « contrat pour différence » accordé au projet Hinkley Point. Mais cette solution a été critiquée par le *National Audit Office*[133]. Ce dernier considère que la solution retenue par le gouvernement britannique est la plus coûteuse pour le consommateur final d'électricité comparée à celle d'un financement dans le cadre d'un partenariat public-privé. Le gouvernement britannique étudie la possibilité de financer la construction des prochains réacteurs électronucléaires en les considérant comme des actifs régulés.

EDF négocie avec le gouvernement britannique le financement possible dans ce nouveau cadre juridique du projet de construction de deux EPR à Sizewell (cf. *supra*). Mais à la date de publication de ce rapport, les mesures législatives nécessaires restent à prendre.

Le projet britannique pour financer de nouveaux réacteurs électronucléaires

Dans la perspective de construction d'autres réacteurs nucléaires au Royaume-Uni, le ministère de l'industrie britannique a lancé, le 14 octobre 2019, une consultation sur « un modèle d'actifs de base régulés pour le secteur nucléaire avec partage de risques ».

Le gouvernement réaffirme sa volonté de construire de nouvelles centrales nucléaires, pour atteindre ses objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Il constate qu'il existe peu d'investisseurs privés capables de prendre en charge le risque de construction et d'exploitation de centrales nucléaires et rappelle que le gouvernement britannique a proposé à Hitachi un partenariat public-privé pour construire une centrale nucléaire à Wylfa Newydd, pour trouver une alternative au « contrat pour différence » de HPC. Mais Hitachi a décidé de se retirer du projet, malgré la prise en charge d'une partie du risque de construction par le gouvernement.

Pour surmonter cette difficulté, le gouvernement britannique propose de financer les futurs réacteurs nucléaires comme des actifs régulés, à l'instar de ce qui se pratique pour les infrastructures de réseau d'électricité ou d'eau. Le dispositif serait le suivant :

[133] Hinkley Point C, *National Audit Office*, juin 2017.

- une licence serait accordée par un régulateur à l'opérateur de la future centrale nucléaire. Grâce à cette licence, l'opérateur de la centrale nucléaire pourrait percevoir un prix fixé par l'autorité de régulation de l'énergie britannique, pour la vente de sa production, lorsque la centrale serait raccordée au réseau. En contrepartie, l'opérateur serait soumis à des contraintes spécifiques de quantité, de disponibilité de l'énergie, etc.
- le gouvernement couvrirait les risques de dépassement du coût de la construction (au-delà d'un coût maximum de construction de la centrale fixé par le régulateur), ainsi que les risques de crash financier et les risques politiques, en prenant des parts au capital de la société de construction ;
- le revenu global accordé à la compagnie titulaire de la licence au travers du prix de vente de l'électricité serait déterminé par le régulateur (il serait égal au retour sur investissement + dépréciation + coûts opérationnels + taxes + coûts d'accès au réseau + coûts de démantèlement + bonus ou pénalités) ;
- en pratique, ce revenu serait assuré au titulaire de la licence de construction par une redevance prélevée par les fournisseurs d'électricité auprès des consommateurs finaux, au prorata de leur consommation ;
- cette redevance pourrait être demandée aux fournisseurs d'électricité dès la phase de construction de la centrale, avant que celle-ci ne soit raccordée au réseau, de façon à limiter le coût du financement pour le constructeur. En effet, l'importance de la charge de financement qui doit être supportée par le constructeur avant d'encaisser un revenu de l'activité de la centrale constitue actuellement une des barrières à l'engagement de capitaux privés compte-tenu de la durée de construction d'une centrale.

La rémunération du capital investi serait calculée sur la disponibilité offerte par la centrale et non sur la production appelée.

Ce mode de financement donnerait au constructeur l'avantage d'un préfinancement, en déconnectant le revenu tiré de la redevance de celui qui proviendrait de la vente d'électricité sur le marché.

2 - Un enjeu de compétitivité entre systèmes électriques

Le délai entre la décision de construction d'un EPR2 et sa mise en service est de l'ordre de 12 à 15 ans ; la durée prévisionnelle de leur fonctionnement est de 60 ans. Cela signifie qu'une décision prise en 2023 conduirait à une mise en service entre 2035 et 2038, pour un fonctionnement jusqu'au début du siècle suivant, et un démantèlement dans la première moitié du 22ème siècle.

Sur une période aussi longue, les technologies de production et de stockage d'électricité connaîtront des évolutions importantes. Il convient donc de comparer la compétitivité relative des différents moyens de production en essayant d'appréhender ces possibles évolutions, de comparer les coûts de production entre sources d'énergie décarbonées, mais aussi les coûts de différents systèmes électriques mettant en œuvre différents mix électriques.

Selon le *World Nuclear Industry Status Report* d'octobre 2019, les coûts de production de l'électricité d'origine nucléaire seraient actuellement, dans le monde, environ trois fois plus élevés que ceux des énergies renouvelables. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les coûts de production moyens de l'électricité nucléaire dans l'Union européenne seraient environ 25 % plus élevés que ceux des énergies renouvelables. En France, le coût de production de l'électricité par des installations photovoltaïques de grande taille peut atteindre 50 €/MWh[134].

Dans une étude récente sur l'évolution du mix électrique français à long terme[135], réalisée avec l'appui du cabinet Artelys, l'ADEME conclut que le développement d'une filière EPR ne serait pas compétitif et que la construction d'une filière industrielle EPR (24 GW en 2060) représenterait un surcoût de 39 Md€[136] sur la période 2020-2060 par rapport à un scénario dit de référence, avec prolongation des centrales nucléaires existantes mais sans nouveau nucléaire. Dans cette étude, les EPR n'apparaissent dans aucun des dix scénarios d'optimisation économique testés, si leur apparition n'est pas « forcée » dans le modèle utilisé, même avec des coûts de production retenus par la société française d'énergie nucléaire, soit 85 €/MWh pour les trois premiers réacteurs puis 70 €/MWh pour les réacteurs suivants.

Les comparaisons des données relatives aux coûts de production des différentes sources d'énergie électrique doivent être considérées avec précaution car les « coûts » comparés sont des coûts moyens de l'énergie ; ils ne prennent pas toujours en compte le caractère non contrôlable de l'éolien ou du solaire, et ne reflètent pas les contraintes physiques du développement à grande échelle des énergies renouvelables, ni l'effet de

[134] Rapport sur *les coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, Commission de régulation de l'énergie, février 2019.

[135] ADEME, Artelys, 2019, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - analyses complémentaires. Auteurs (Artelys) : Ghita Kassara, Gaspard Peña Verrier, Maxime Chammas, Laurent Fournié. L'étude a été publiée en deux temps, en décembre 2018 puis mai 2019.

[136] Ce chiffre correspond à la somme des surcoûts actualisés à 2,5 %. Sans actualisation, le surcoût est de 85 Md€.

« cannibalisation » de leur valeur[137]. En comparant les coûts de production des différentes sources d'énergie, on ne compare pas deux systèmes électriques complets mais deux moyens de production.

Des décisions de long terme comme celle de la construction d'un nouveau parc de réacteurs électronucléaires doivent être fondées sur une vision partagée de la compétitivité des différents mix électriques possibles et de la consommation d'électricité.

3 - La nécessité d'une vision à long terme du mix électrique

a) Une vision aujourd'hui absente

La loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat[138] fixe à 2035, contre 2025 dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 %. Il faudrait probablement pour y parvenir mettre à l'arrêt définitif douze réacteurs de 900 MW, en sus de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, entre 2027 (voire dès 2025) et 2035, à l'échéance de leur cinquième visite décennale[139].

Dans la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, le Gouvernement entend que soit expertisés plusieurs scénarios « allant d'un scénario 100 % renouvelables à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix électrique pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité ». La décision de construire de nouveaux réacteurs nucléaires pour assurer l'équilibre offre-demande de long-terme du système électrique, que le Gouvernement et l'ensemble de la filière conduisent actuellement, devrait intervenir postérieurement à la mise en service du réacteur de Flamanville 3.

[137] Lorsque de grandes quantités de production non pilotables similaires sont installées, il existe un risque dit de « cannibalisation » : les moyens produisent globalement au même moment, les prix baissent pendant cette période et le prix capté diminue. Cet effet conduirait à une différence entre le coût de production et la valeur de cette production.
[138] Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.
[139] Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019-2023 2024-2028 adoptée par décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la métropole continentale.

Y compris à l'échéance de 2035, relativement proche, la PPE souligne qu'il n'est pas possible de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer le mix électrique entre le nucléaire et les énergies renouvelables associées à du stockage et d'autres solutions de flexibilité.

Ni la programmation pluriannuelle de l'énergie ni la stratégie nationale bas-carbone ne présentent de trajectoires détaillées sur l'évolution du mix électrique à l'horizon 2050.

b) Une vision nécessaire avant de décider

La Cour a recommandé dans un rapport récent sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires[140], que l'horizon prescriptif de la programmation pluriannuelle de l'énergie soit porté à 15 ans et que la stratégie nationale bas carbone se prononce sur l'évolution à plus long terme du mix électrique.

Cette planification à long terme de l'évolution du mix électrique devrait présenter les enjeux et les solutions en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gestion des déchets radioactifs[141], de démantèlement des centrales aujourd'hui en fonctionnement[142], et bien sûr des coûts de fonctionnement du système électrique. L'anticipation des décisions est d'autant plus nécessaire que le poids de la filière industrielle nucléaire dans l'économie française est important[143].

---

[140] Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, Communication à la commission des finances du Sénat, février 2020, notamment pages 57et s. et recommandation n° 3, disponible sur www.ccomptes.fr.

[141] Aucune solution n'est actuellement envisagée pour stocker les déchets radioactifs qui seraient produits par un « nouveau » parc de réacteurs. Sur ce point, cf. Cour des comptes, *L'aval du cycle du combustible nucléaire, les matières et déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage*, Rapport Public Thématique, Juillet 2019, disponible sur www.ccomptes.fr.

[142] Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, Communication à la commission des finances du Sénat, février 2020, disponible sur www.ccomptes.fr.

[143] Le nucléaire est la troisième filière industrielle française, derrière l'aéronautique et l'automobile. Elle compte, selon la filière, plus de 3 000 entreprises, employant, de manière directe et indirecte, environ 220 000 personnes, soit près de 7 % des emplois industriels en France (cartographie de la filière nucléaire réalisée en 2019, rendue publique le 26 mars 2020 par le Groupement des industriels française de l'énergie

Ce n'est qu'une fois cet exercice réalisé que la décision éventuelle de construction de nouveaux réacteurs électronucléaires devrait être prise. Ce travail préalable permettrait d'éviter de prendre une décision précipitée, telle que celle prise pour la construction du réacteur de Flamanville 3, et d'éclairer une décision aux enjeux majeurs[144]. Il apparaît compatible avec une prise de décision en 2023.

Pour répondre à une partie de ces enjeux, RTE élabore actuellement, pour la première fois, dans le cadre du bilan prévisionnel offre-demande, des scénarios de mix jusqu'à l'horizon 2050. Le document de travail sur les principes de construction de ces scénarios de mix électrique[145] prévoit que quatre paramètres principaux soient analysés (fonctionnement technique du système, enjeux sociétaux et acceptabilité, enjeux environnementaux et analyse économique). Chaque scénario sera considéré selon le choix, ouvert ou fermé, de l'option sur le nouveau nucléaire, conformément aux orientations du projet de Stratégie nationale bas carbone actualisé en janvier 2020, soit « *un scénario 100 % renouvelables* [et] *un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production intégrée dans le mix énergétique* ». Les deux types de scénarios devraient être rendus publics au premier semestre 2021.

Dans le cadre de ces travaux, RTE a prévu de réaliser une étude pour préciser les évolutions du réseau les plus acceptables d'un point de vue technico-économique et sociétal. Selon le gestionnaire du réseau de transport, « *cette étude permettra d'éclairer le gouvernement sur les conséquences pour le réseau du développement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires* ».

nucléaire et le Comité stratégique de la filière nucléaire). L'essentiel de ses emplois sont localisés en France et deux tiers d'entre eux sont qualifiés ou hautement qualifiés (cadres ou employés, techniciens et agents de maîtrise).

[144] En 2050, dans l'hypothèse d'une consommation électrique stable et d'une part de la production électronucléaire de 50 %, ce ne sont pas trois paires d'EPR2 qui devraient être mises en service à cette date mais douze paires de réacteurs.

[145] « Groupe de travail scénarisation – les principes de construction des scénarios pour étudier le système électrique à l'horizon 2050 », RTE.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La construction de l'EPR d'Olkiluoto en Finlande a contribué au démantèlement de l'ex-groupe Areva et pour partie causé une coûteuse restructuration de la filière nucléaire par le gouvernement en 2015.

La construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point pèse lourdement sur les finances d'EDF et la rentabilité de cet investissement a été plusieurs fois revue à la baisse.

Les deux réacteurs de Taishan, mis en service avec succès en 2018 et 2019, n'assurent pas encore à EDF une rentabilité satisfaisante.

La construction de nouveaux réacteurs électronucléaires reste très dépendante du soutien des États. Les projets développés à l'étranger par EDF ont bénéficié d'un financement par le constructeur qu'il ne pourra plus consentir à l'avenir. Les projets nucléaires présentent des risques élevés et une rentabilité insuffisante pour parvenir à attirer les investisseurs privés dans ces conditions.

EDF ne peut plus financer seul la construction de nouveaux réacteurs. Cette construction ne se fera donc pas sans soutien public sous une forme ou sous une autre. La charge qui serait ainsi transférée au consommateur et/ou au contribuable ne pourrait être acceptée que si l'énergie nucléaire, dans le respect des objectifs nationaux en termes de lutte contre le changement climatique et de sécurité d'approvisionnement, est suffisamment compétitive par rapport aux autres modes de production d'électricité, renouvelables en particulier.

Les enjeux financiers sont majeurs (le coût de construction de trois paires d'EPR2 est estimé à 46 Md€$_{2018}$) et la décision de construire ou non de futurs EPR aura des conséquences jusqu'au 22ème siècle. C'est pourquoi elle doit être précédée d'un retour d'expérience qui associe l'ensemble des acteurs concernés par la construction achevée ou en cours des réacteurs EPR, pour que toutes les parties prenantes tirent les mêmes leçons de la manière dont les chantiers se sont déroulés. Ce retour d'expérience doit aller plus loin que celui déjà conduit en interne par EDF.

Les décisions relatives au mix électrique du futur doivent s'appuyer sur une planification à long terme prenant en compte l'évolution de la compétitivité relative des différents modes de production de l'électricité, le coût des différents systèmes électriques induits par ces derniers, et de celui d'une garantie de sécurité d'approvisionnement et des bénéfices écologiques et sociaux attendus.

La Cour formule les recommandations suivantes :

6. *calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi (EDF, 2020) ;*
7. *définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer (APE, DG Trésor, EDF, 2020) ;*
8. *conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (EDF, MTES, MEF, 2020) ;*
9. *prolonger jusqu'en 2050, la planification du mix électrique préalablement à la décision de lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (EDF, RTE, MTES, MEF, 2020).*

Annexes

Annexe n° 1 : glossaire 114
Annexe n° 2 : présentation du projet *European Pressurized water Reactor* (EPR).....117
Annexe n° 3 : les soudures de traversées 120
Annexe n° 4 : les deux EPR de Taishan 130

Annexe n° 1 : glossaire

Les quelques définitions qui suivent sont tirées du glossaire très complet établi par l'ASN.

- **Accident grave** : accident conduisant à la fusion au moins partielle du cœur d'un réacteur nucléaire.
- **ARE** : alimentation normale des générateurs de vapeur (REP)
- **AP1000** : réacteur nucléaire de type REP fabriqué par Westinghouse Electric Corporation (États-Unis) dont la puissance est de 1154 MWe.
- **Cigéo** : projet de centre de stockage de déchets radioactifs en couche géologique profonde porté par l'ANDRA. « Cigéo » est conçu et dimensionné par l'ANDRA pour stocker les déchets radioactifs dits de « haute activité » et de « moyenne activité » à « vie longue » (HA-MAVL).
- **Circuit primaire** : le circuit primaire est un circuit fermé, contenant de l'eau sous pression. Cette eau s'échauffe dans la cuve du réacteur au contact des éléments combustibles. Dans les générateurs de vapeur, elle cède la chaleur acquise à l'eau du circuit secondaire pour produire la vapeur destinée à entrainer le groupe turboalternateur. L'eau du circuit primaire est mise en mouvement par trois pompes dites "pompes primaires". Plusieurs circuits hydrauliques annexes sont branchés sur le circuit primaire principal ; ces circuits sont munis de vannes manœuvrables à partir de la salle de commande. Un programme d'essais périodiques est destiné à s'assurer du bon fonctionnement de ces vannes. Le circuit primaire permet de refroidir le combustible contenu dans la cuve du réacteur en cédant sa chaleur par l'intermédiaire des générateurs de vapeur lorsqu'il produit de l'électricité ou par l'intermédiaire du circuit de refroidissement à l'arrêt lorsqu'il est en cours de redémarrage après rechargement en combustible. La température du circuit primaire principal est encadrée par des limites afin de garantir le maintien dans un état sûr des installations en cas d'accident.
- **Circuit secondaire** : circuit fermé dans lequel la vapeur produite dans le générateur de vapeur est conduite à la turbine, qui transforme son énergie en énergie mécanique. Il comprend : la partie secondaire des générateurs de vapeur, la turbine, le condenseur, les systèmes d'extraction et de réchauffage de l'eau condensée jusqu'au retour au générateur de vapeur, ainsi que les tuyauteries associées

- **Contrôle-commande** : il est constitué de l'ensemble des systèmes qui, dans une installation nucléaire, effectuent automatiquement des mesures et assurent des fonctions de régulation ou de protection. La complexité de ces systèmes s'est considérablement développée au cours des dernières décennies. Ils répondent aux besoins croissants des industriels d'un pilotage plus aisé et plus sûr de leur installation ; ils doivent également permettre d'assurer une surveillance accrue des installations, et par là même favoriser le retour d'expérience issu de l'exploitation. La poursuite de ces objectifs a conduit au recours de plus en plus fréquent à des logiciels dans les systèmes de contrôle-commande.
- **Corium** : amas de combustibles et d'éléments de structure du cœur d'un réacteur nucléaire fondus et mélangés, pouvant se former en cas d'accident grave.
- **Durée de vie** : la durée de vie d'une installation nucléaire n'a pas de définition légale. On emploie généralement ce terme pour désigner la durée calendaire d'exploitation d'un réacteur nucléaire du début de fonctionnement à sa mise à l'arrêt définitif. La durée utile de fonctionnement du réacteur serait plus pertinente pour mesurer son vieillissement.
- **ESPN** : Équipements Sous Pression Nucléaires.
- **HCTIST** : Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (créé par la loi du 13 juin 2006)
- **Joule** : unité légale de l'énergie. Son symbole est J. Le joule traduit une quantité d'énergie assez petite ; c'est pourquoi on utilise très souvent les multiples de cette unité : kJ (le kilojoule est égal à 1000 joules), MJ (le mégajoule est égal à un million de joules). Cette unité a longtemps été exprimée en calorie avec l'équivalence d'une calorie égale à 4,18 joules
- **Mélox** : l'usine MELOX, située sur le site de Marcoule dans le Gard, fabrique des assemblages de combustibles MOX (mélange d'oxyde d'uranium et de plutonium) destinés aux réacteurs électronucléaires à eau légère. Elle est aujourd'hui la seule installation nucléaire française de production de combustible MOX, combustible constitué d'un mélange de plutonium et d'uranium appauvri.
- **Pont polaire** : pont de manutention situé sous le dôme du bâtiment réacteur. Il repose sur des consoles fixées à la structure du bâtiment réacteur. Il permet la manutention de charges lourdes au-dessus du réacteur, il fait donc l'objet de contrôles approfondis d'oxydes d'uranium et de plutonium.

- **Piscines du réacteur** : la piscine du bâtiment du réacteur comporte deux bassins séparés par une cloison amovible, appelée batardeau. Le premier bassin contient la cuve du réacteur et le deuxième des éléments internes à la cuve qui y sont déposés lors des arrêts du réacteur. Ces bassins peuvent être remplis ou vidés indépendamment l'un de l'autre. En période de rechargement, elle est remplie d'eau borée dès que le couvercle de la cuve est retiré, ce qui permet d'effectuer la manutention des assemblages combustibles et d'y stocker, en attente, les composants internes à la cuve
- **REP** : réacteur utilisant de l'eau légère à la fois comme modérateur (pour abaisser l'énergie des neutrons à un niveau qui augmente le rendement de la fission) et comme caloporteur (pour transférer la chaleur du cœur vers le générateur de vapeur). Le programme électronucléaire français repose essentiellement sur le développement de cette filière (avec des réacteurs de 900 MWe, 1 300 MWe et 1 450 MWe) qui compte également le plus grand nombre d'unités en service dans le monde.
- **VCI** : Visite Complète Initiale.
- **Viroles** : la virole (ou "jupe") enveloppe le faisceau de tubes d'échange de chaleur et a pour fonction de canaliser l'eau d'alimentation à l'intérieur du générateur de vapeur (GV). L'eau d'alimentation, en provenance du condenseur, s'écoule vers le bas de l'appareil entre la virole et l'enveloppe externe du générateur de vapeur. Elle remonte ensuite le long du faisceau tubulaire où elle extrait la chaleur de l'eau primaire. La vapeur produite le long des tubes alimente la turbine. La virole est maintenue verticalement par six blocs supports.

Annexe n° 2 : présentation du projet *European Pressurized water Reactor* (EPR)

Framatome et Siemens créèrent le 13 avril 1989 une filiale commune baptisée NPI (*Nuclear Power International*) afin de concevoir et développer l'îlot nucléaire d'un réacteur à eau sous pression de nouvelle génération.

Au mois de juin de la même année, les gouvernements allemands et français exprimèrent leur soutien à la coopération engagée par Framatome et Siemens qu'ils concrétisèrent en créant un groupe de travail rassemblant les autorités de sûreté des deux pays.

Jusqu'en 1992, NPI travailla à la réalisation de ce projet, tandis que les électriciens français et allemands poursuivaient leurs propres projets de développement à partir de la dernière génération de réacteurs qu'ils avaient mis en service. EDF cherchait à développer un réacteur dérivé du N4 et les électriciens allemands concevaient un produit dérivé du Konvoï.

La convergence des efforts a été organisée à partir du 14 janvier 1992, les électriciens français et allemands et NPI décidant de coordonner leur travail autour d'un projet commun auquel ils donnèrent le nom d'EPR (*European Pressurized Water Reactor*).

En 1993, la définition des objectifs généraux de sûreté du projet était achevée. Ils furent présentés par EDF à l'IRSN et au GRS, avant d'être examinés par le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires.

Les principaux objectifs de sûreté sont de réduire les doses individuelles et collectives reçues par les travailleurs en fonctionnement normal et lors des incidents d'exploitation ; de réduire le nombre des incidents significatifs pour réduire les possibilités de situations accidentelles ; de réduire significativement la fréquence de fusion du cœur et les rejets radioactifs pouvant résulter de toutes les situations d'accident concevables.

Le 23 février 1995, Framatome, Siemens, NPI, EDF et neuf électriciens allemands décidèrent de réaliser l'avant-projet détaillé de l'EPR, en précisant dans le contrat qui les liait que les électriciens allemands et EDF maintiendraient leur organisation industrielle respective pour la construction des centrales, EDF gardant son rôle d'architecte ensemblier, les électriciens allemands commandant la centrale complète à Siemens.

Le « *basic design* » de l'EPR fût achevé en 1997, après que les partenaires y ont consacré environ 1 million d'heures d'ingénierie. Il fût alors soumis aux autorités de sûreté allemande et française.

L'Allemagne se retira du projet en 1998. Pourtant, les grandes options de conception définies conjointement au cours de la période précédente ne furent pas remises en cause. La genèse du projet, issu de l'ingénierie de Siemens, Framatome et EDF, en détermina durablement certaines caractéristiques : l'existence de quatre voies indépendantes de sécurité, une organisation complexe des bâtiments d'exploitation, etc. Cet empilement d'ingénieries d'inspirations différentes et d'exigences de sûreté ne convergeant pas toujours, est souvent présenté comme une des sources des difficultés de réalisation de l'EPR.

En 1999, les activités nucléaires de Framatome et de Siemens ont été fusionnées dans une nouvelle société appelée Framatome ANP.

L'EPR est présenté, par ses concepteurs, comme un réacteur évolutionnaire intégrant beaucoup d'éléments de la technologie des réacteurs N4 et Konvoï, auxquels ont été ajoutés des éléments nouveaux qui permettent d'en renforcer la sûreté.

Les principales améliorations apportées par rapport aux réacteurs de la deuxième génération de réacteurs nucléaires sont les suivantes :

- les principaux systèmes de sûreté ainsi que leurs systèmes support (alimentation électrique, circuit de refroidissement, contrôle commande) comportent quatre voies indépendantes et géographiquement séparées, alors que les réacteurs en fonctionnement n'en comportent que deux ;
- l'alimentation électrique des systèmes de sûreté est assurée par quatre groupes électrogènes principaux et par deux groupes électrogènes de conception différente, permettant de faire face à la perte de l'alimentation électrique normale et à l'indisponibilité des quatre groupes électrogènes principaux ;
- la réserve d'eau pour refroidir le cœur en cas de brèche sur le circuit primaire est située à l'intérieur du bâtiment du réacteur ;
- le bâtiment du réacteur, le bâtiment d'entreposage des assemblages combustibles usés ainsi que deux des quatre bâtiments abritant le système de sauvegarde sont protégés d'une éventuelle chute d'avion par une structure en béton (double coque). La sécurité contre des agressions internes comme l'incendie ou d'explosion est également renforcée ;

- la source d'eau utilisée pour le refroidissement des systèmes de l'installation comporte quatre voies identiques et séparées. En complément 2 voies utilisant des technologies différentes permettent de faire face à une perte des quatre voies utilisées en mode commun ;
- des vannes de dépressurisation ultime permettent de limiter le risque d'une fusion du cœur alors que le circuit primaire serait encore en pression ;
- un récupérateur de Corium permet de récupérer et refroidir le cœur fondu en cas d'accident grave ;
- c'est un réacteur de forte puissance (1 650 MWe contre 1 450 MWe pour les N4) ;
- il peut fonctionner avec du combustible MOX (ce qui ne sera pas le cas pour FLA3 cependant) ;
- le rendement annoncé est de 37 % contre 33 % pour les réacteurs de la génération précédente. Ce gain s'explique par une augmentation de la pression du circuit secondaire (78 bar au lieu de 65 environ) et donc de sa température ;
- la durée de vie prévue pour l'EPR est de 60 ans pour les éléments non remplaçables, contre 40 ans initialement pour les réacteurs actuels.

Annexe n° 3 : les soudures de traversées

A. Les échanges entre EDF et l'ASN à propos des soudures de traversées

EDF a informé l'ASN début 2017 de l'existence de « fiches de non-conformités qui concernent les exigences du référentiel exclusion de rupture » pour huit soudures sur les traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville, soudures qui avaient été réalisées en usine. EDF a alors précisé que ces exigences n'avaient pas été spécifiées au sous-traitant en charge de la réalisation de ces soudures. Une inspection de l'ASN le 21 février 2017 a permis de constater que, pour les autres soudures des tuyauteries VVP, réalisées sur site, ces exigences spécifiques au référentiel d'exclusion de rupture n'étaient pas non plus connues par les intervenants.

L'ASN a en conséquence adressé dans la lettre de suite de cette inspection plusieurs demandes portant notamment sur les exigences spécifiques associées à la démarche d'exclusion de rupture.

Le 19 octobre 2017, EDF a présenté à l'ASN la démarche initiée à la suite de la détection de différents écarts aux exigences du référentiel d'exclusion de rupture. L'ASN a signifié par courrier du 2 février 2018 que cette démarche n'était pas acceptable en l'état et a demandé de la compléter notamment par l'analyse de la possibilité de remise en conformité des soudures.

EDF a ensuite informé l'ASN, en mars 2018, de la présence de défauts qui n'avaient pas été détectés lors des contrôles de fin de fabrication de certaines soudures des tuyauteries des circuits secondaires principaux. Ce constat a conduit à réaliser une campagne de nouveaux contrôles sur les 150 soudures concernées, dont font partie les 66 soudures des tuyauteries VVP en exclusion de rupture.

L'entreprise a proposé de déposer une demande de modification non substantielle du rapport préliminaire de sûreté pour modifier le domaine de température d'application de l'exclusion de rupture sur ces lignes. Elle a informé l'ASN, par un courrier du 23 juillet 2018, renoncer à cette démarche. EDF présentait, dans ce même courrier, la nouvelle démarche de traitement des écarts qu'elle souhaitait mettre en œuvre et qui comprenait le maintien en l'état de certaines soudures des lignes VVP en exclusion de rupture, en particulier les soudures des traversées de

l'enceinte de confinement, qui auraient pu être traitées « en écart au référentiel exclusion de rupture ».

L'ASN a noté favorablement qu'EDF privilégiait, pour certaines soudures des lignes VVP en exclusion de rupture, une remise à niveau permettant de respecter les spécifications définies par le fabricant pour décliner les exigences du référentiel d'exclusion de rupture en matière de résilience[146].

L'ASN a indiqué également que la démarche de traitement soulevait d'ores et déjà de nombreuses questions en ce qui concerne les soudures maintenues en l'état. EDF a informé par ailleurs, d'évolutions de la démarche en ce qui concerne le procédé de soudage TIG et électrodes enrobées.

B. Le courrier de l'ASN du 18 avril 2018

Ce courrier en date du 18 avril 2018 est signé de l'inspecteur en chef de l'ASN et adressé au directeur de l'aménagement de Flamanville 3 à propos du contrôle des installations nucléaires de base et des ESPN (Chantier EPR Flamanville 3 – INB n°167- Inspection n° INSSN-CAE-2018-0149 du 10/04/2018 - Contrôles non destructifs de fin de fabrication des tronçons VVP et ARE).

Dans le cadre des attributions de l'ASN concernant le contrôle des installations nucléaires de base et des ESPN en référence, une inspection a eu lieu le 10 avril 2018 sur le chantier de construction du réacteur de Flamanville 3 sur le thème des contrôles non destructifs de fin de fabrication des soudures des tuyauteries des circuits VVP1 et ARE2.

Synthèse de l'inspection :

L'inspection du 10 avril 2018 concernait les contrôles non destructifs de fin de fabrication des soudures du circuit secondaire principal (CSP), les premiers examens non destructifs réalisés pour le compte d'EDF dans le cadre de la visite complète initiale (VCI) ayant mis en évidence la présence d'indications hors critères 3 qui n'avaient pas été décelées lors des contrôles non destructifs (CND) de fin de fabrication.

[146] Les premiers examens non destructifs réalisés pour le compte d'EDF dans le cadre de la visite complète initiale (VCI) avait mis en évidence la présence d'indications qui n'avaient pas été décelées lors des contrôles non destructifs (CND) de fin de fabrication. L'inspection avait pour but d'étudier les circonstances qui ont pu contribuer à l'absence de détection de ces indications lors des CND de fin de fabrication et d'examiner le plan d'actions mis en place par EDF suite à la découverte de cette anomalie de détection.

Cette inspection avait pour but d'étudier les circonstances qui ont pu contribuer à l'absence de détection de ces indications lors des CND de fin de fabrication et d'examiner le plan d'actions mis en place par EDF suite à la découverte de cette anomalie de détection.

Il ressort de cette inspection, réalisée par sondage et comprenant des échanges avec quelques intervenants ayant participé aux CND de fin de fabrication, que l'organisation et les conditions de travail lors des contrôles de fin de fabrication ont globalement nui à la qualité des contrôles. Par ailleurs une surveillance inadaptée de ces prestations par EDF, exploitant de l'installation, et Framatome, constructeur, n'a pas permis d'identifier et de remédier aux difficultés rencontrées par les intervenants.

Le cas de certaines soudures particulières mérite des investigations supplémentaires pour comprendre les raisons de l'absence de détection des défauts les affectant.

Les inspecteurs considèrent que les modalités de réalisation des nouveaux contrôles de ces soudures par EDF sont appropriées. L'ASN considère toutefois qu'EDF devra proposer une extension de ces contrôles à d'autres circuits. L'ASN prendra position sur les actions correctives proposées par EDF au vu notamment du bilan des contrôles qui lui sera transmis le mois prochain.

Lors de la visite de terrain réalisée sur la boucle 3 du circuit ARE, les inspecteurs ont constaté que les qualités d'accostage des composants ainsi que l'état de surface, après préparation, des soudures n'étaient pas au niveau attendu. Ceci conduit d'ailleurs fréquemment les contrôleurs à utiliser un traducteur dit « sub-miniature » pour les contrôles en onde longitudinale 0° afin d'assurer un contact correct entre le traducteur et la pièce à contrôler.

L'ASN demande de veiller à ce que la qualité de parachèvement des soudures à contrôler par ultrasons (US) soit adaptée à la nature des contrôles à réaliser. S'il s'avère que les exigences actuelles sont insuffisantes pour atteindre la qualité attendue, l'ASN demande de renforcer ces exigences.

Les entretiens conduits par les inspecteurs avec certains contrôleurs ayant procédé aux CND de fin de fabrication ont mis en évidence des pratiques non conformes en matière d'organisation (par exemple contrôle simultané d'une soudure par deux contrôleurs, un seul signant en fin d'intervention le procès-verbal de contrôle). Ils ont par ailleurs permis de relever que le temps moyen de contrôle d'une soudure par le prestataire du groupement momentané économique et solidaire (GMES) lors de ces CND était significativement plus court que le temps moyen de contrôle mis en œuvre par les contrôleurs d'EDF.

Tout en étant conscient que le temps de contrôle ne peut pas être un indicateur fiable de la qualité des contrôles par ultrasons, mais compte tenu du fait que ces contrôles sont le dernier moyen, avec l'épreuve hydraulique, permettant de garantir la qualité finale des soudures et doivent donc à ce titre faire l'objet d'une rigueur importante, je vous demande de mettre en œuvre des indicateurs d'activité permettant d'interroger, au besoin, la qualité de réalisation des contrôles effectivement mis en œuvre. Par ailleurs, l'ASN demande qu'EDF veille bien à ce que chaque contrôleur puisse documenter les contrôles qu'il a effectivement réalisés.

Ces mêmes entretiens ont mis en évidence l'importance de la présence sur site d'un contrôleur qualifié « COFREND niveau 3 », à même de servir de référent technique pour les contrôleurs. L'organisation du GMES a été récemment revue de manière à intégrer cette exigence.

L'ASN a demandé à EDF de veiller à l'avenir à intégrer cette exigence dans les marchés relatifs au montage sur site d'éléments importants pour la protection (EIP4).

L'analyse réalisée, confirmée par les entretiens qu'ont pu avoir les inspecteurs, montre que certains accessoires indispensables à la réalisation d'un contrôle de qualité (blocs de référence, par exemple) n'étaient pas présents sur site en nombre suffisant. Ce type de difficultés avait déjà été rencontrées sur des chantiers antérieurs.

L'examen par les inspecteurs de quelques dossiers de fin de fabrication portés par le GMES a montré que la qualité de ces documents n'était pas à la hauteur de ce qui est attendu pour des éléments importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. Outre des incohérences factuelles (erreurs d'indices de procédures, mauvais placement des activités réalisées dans les plans qualité), il était très difficile pour un lecteur externe de reconstituer rapidement l'historique de l'équipement examiné. On voit ainsi apparaître en bas de page des mentions manuscrites relatives à des fiches de constat (FC4_4520 pour la soudure FW307) alors que toutes les phases du plan qualité renseigné sont mentionnées conformes. Il sera donc très difficile dans quelques années, alors que ceux qui ont participé au montage ne seront plus présents, d'utiliser ces dossiers de manière efficace.

L'ASN demande à EDF d'engager un travail avec le GMES pour que les dossiers de fin de fabrication soient d'une qualité irréprochable pour pouvoir être utilisés de manière efficace durant toute la phase d'exploitation de l'installation.

Les inspecteurs ont examiné lors de l'inspection la surveillance réalisée par l'exploitant et le fabricant sur la mise en œuvre des contrôles US

de fabrication. Il ressort de cet examen que cette surveillance est très limitée avec par exemple seulement 5 actions de surveillance réalisées sur l'ensemble des soudures VVP classées en exclusion de rupture depuis début 2017. Les inspecteurs ont constaté une activité de surveillance semblable les années précédentes, et équivalente sur les soudures des tuyauteries ARE. La surveillance réalisée par Framatome a été quantitativement plus significative (une vingtaine de contrôle depuis début 2017).

Si ces opérations de surveillance ont conduit à la détection de quelques écarts dont celui relatif aux états de surface inapproprié pour la réalisation de contrôle UT5 ou à l'absence des sens d'exploration du faisceau d'ondes transversales, elles n'ont cependant été suivi que d'actions correctives ponctuelles.

La terminologie standardisée pour les contrôles par ultrasons est « contrôle UT », acronyme anglais pour *Ultrasonic Testing* mais non proportionnées à l'enjeu de ces contrôles et à la nécessité d'en garantir la qualité de réalisation.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté par sondage que la surveillance du fabricant Framatome s'exerçait par des sociétés prestataires elles-mêmes impliquées dans la réalisation des opérations de contrôle de fabrication par US.

Le manque d'implication et d'attitude interrogative de la part de l'exploitant et du fabricant dans la mise en œuvre des actions de surveillance s'est traduit par une dérive de la réalisation de l'activité de contrôle US de fabrication illustrée par de nombreux écarts.

À la suite de la découverte des anomalies de détection de défauts lors des CND de fin de fabrication, EDF a élaboré un plan d'action comprenant 5 lots, dont un portant sur l'amélioration de la surveillance exercée sur ce type de prestation.

L'ASN demande de lui transmettre (Direction des équipements sous pression, division de Caen) et de transmettre à l'IRSN les résultats des travaux conduits dans ces différents lots au fur et à mesure de leur achèvement.

Les inspecteurs ont examiné les dossiers de fin de fabrication de plusieurs soudures comportant des indications hors critères qui n'avaient pas été identifiées lors des CND de fin de fabrication.

La procédure de contrôle par ultrasons des soudures de production n° 128001-0505 est passée à l'indice U le 9 avril 2018. Certaines soudures ont fait l'objet d'un second contrôle de fin de fabrication dans le cadre de votre plan d'action avec une version antérieure de cette procédure.

L'ASN demande qu'EDF confirmer que tous les sens de tir UT prescrits par le code RCC-M (règles de conception et de construction des matériels mécaniques de l'îlot nucléaire des REP) ont bien été respectés lors des recontrôles CND.

Elle demande par ailleurs à EDF de veiller, dans les rapports d'examen, à préciser s'il existe des zones non contrôlables dans la zone de couverture des contrôles (par exemple : présence d'un piquage gênant le recul d'un traducteur ou perte locale de couplage due à une singularité géométrique).

C. Le courrier d'octobre 2018 du Président de l'ASN au directeur de chantier de Flamanville 3

Dans ce courrier au directeur du chantier, le Président de l'ASN rappelle que pour le réacteur EPR de Flamanville 3, EDF a souhaité soumettre les tuyauteries VVP1 à des exigences renforcées visant à prévenir leur rupture avec un haut niveau de confiance, afin de ne pas retenir la rupture de ces tuyauteries dans les événements initiateurs à prendre en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire du réacteur. Le rapport préliminaire de sûreté transmis dans le cadre de la demande d'EDF d'autorisation de création du réacteur EPR de Flamanville prévoit ainsi une démarche d'exclusion de rupture des tuyauteries VVP de la sortie du générateur de vapeur jusqu'au point fixe en aval de la vanne d'isolement vapeur.

Le II-1 de l'article 2 du décret d'autorisation de création du 10 avril 2007 a encadré cette démarche, qui constitue un élément essentiel pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement : « 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 ».

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».

Cette démarche, en particulier les contreparties qu'elle nécessite, a fait l'objet, sur la base du rapport en référence, d'un avis de la Section permanente nucléaire (SPN) de la Commission centrale des appareils à pression le 21 juin 2005 et de la lettre de suite en référence, qui définissent les bases d'un référentiel technique d'exclusion de rupture.

EDF a informé l'ASN début 2017 de l'existence de « fiches de non-conformités qui concernent les exigences du référentiel exclusion de rupture » pour huit soudures sur les traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville 3, soudures qui avaient été réalisées en usine. EDF a alors précisé que ces exigences n'avaient pas été spécifiées au sous-traitant en charge de la réalisation de ces soudures. Une inspection de l'ASN le 21 février 2017 a permis de constater que, pour les autres soudures des tuyauteries VVP, réalisées sur site, ces exigences spécifiques au référentiel d'exclusion de rupture n'étaient pas non plus connues par les intervenants.

L'ASN a en conséquence adressé dans la lettre de suite de cette inspection plusieurs demandes portant notamment sur les exigences spécifiques associées à la démarche d'exclusion de rupture.

Le 19 octobre 2017, EDF a présenté à l'ASN la démarche initiée à la suite de la détection de différents écarts aux exigences du référentiel d'exclusion de rupture. L'ASN a signifié par courrier du 2 février 2018 que cette démarche n'était pas acceptable en l'état et a demandé de la compléter notamment par l'analyse de la possibilité de remise en conformité des soudures.

EDF a ensuite informé l'ASN, en mars 2018, de la présence de défauts qui n'avaient pas été détectés lors des contrôles de fin de fabrication de certaines soudures des tuyauteries des circuits secondaires principaux. Ce constat a conduit à réaliser une campagne de nouveaux contrôles sur les 150 soudures concernées, dont font partie les 66 soudures des tuyauteries VVP en exclusion de rupture.

L'entreprise a proposé de déposer une demande de modification non substantielle du rapport préliminaire de sûreté pour modifier le domaine de température d'application de l'exclusion de rupture sur ces lignes. Elle a informé l'ASN, par un courrier du 23 juillet 2018, renoncer à cette démarche. EDF présentait, dans ce même courrier, la nouvelle démarche de traitement des écarts qu'elle souhaitait mettre en œuvre et qui comprend le maintien en l'état de certaines soudures des lignes VVP en exclusion de rupture, en particulier les soudures des traversées de l'enceinte de confinement, qui seraient alors traitées « en écart au référentiel exclusion de rupture ».

L'ASN a noté favorablement qu'EDF privilégiait, pour certaines soudures des lignes VVP en exclusion de rupture, une remise à niveau permettant de respecter les spécifications définies par le fabricant pour décliner les exigences du référentiel d'exclusion de rupture en matière de résilience. Elle a précisé également qu'étant donné les valeurs élevées de résilience associées au procédé TIG orbital, la reprise de certaines activités de soudage avec ce procédé était envisageable sous certaines conditions, et cela sans attendre les résultats du programme d'essais permettant « d'affiner le décalage de la courbe de transition fragile/ductile lié au phénomène de vieillissement sous déformation pour le fil I1G utilisé avec ce procédé ».

L'ASN a indiqué également que la démarche de traitement soulevait d'ores et déjà de nombreuses questions en ce qui concerne les soudures maintenues en l'état. EDF a informé par ailleurs, d'évolutions de la démarche en ce qui concerne le procédé de soudage TIG et électrodes enrobées.

D. Les inspections entreprises par l'ASN et le dialogue avec EDF à partir de 2017 s'agissant de la qualité des soudures

À la suite d'une inspection réalisée le 21 février 2017, l'ASN a relevé que les exigences renforcées de sûreté qui auraient dû être mises en œuvre n'étaient pas prises en compte pour les soudures réalisées, à partir de 2016, sur le site de Flamanville. Ce constat l'a conduit à formuler un certain nombre de demandes dans sa lettre de suites d'inspection. EDF a alors analysé cet écart et détecté que plusieurs de ces soudures ne respectaient pas ces exigences renforcées. EDF a présenté un premier bilan de ses investigations en octobre 2017. Elle a ensuite transmis à l'autorité de sûreté en décembre 2017 une synthèse de sa démarche de traitement des écarts détectées en usine et sur site.

L'instruction des premiers éléments transmis par EDF au cours de l'année 2017 a conduit l'ASN à considérer que la démarche proposée par l'entreprise devait être complétée sur plusieurs points. L'ASN a ainsi demandé à EDF, en février 2018, de lui remettre un dossier détaillant, d'une part, l'historique de la caractérisation de l'écart, d'autre part, les différentes possibilités de traitement de cet écart. L'autorité de sûreté a, en particulier, demandé à l'entreprise d'étudier les conséquences d'un renoncement à la démarche d'exclusion de rupture sur la démonstration de sûreté du réacteur, la possibilité de réparer les soudures ou de remplacer les tuyauteries concernées et les mesures de suivi en service qui pourraient être mises en place.

L'ASN a alors prévu de recueillir l'avis du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) sur ce sujet au second semestre 2018.

Une inspection menée le 10 avril 2018 a concerné les contrôles non destructifs de fin de fabrication des soudures du circuit secondaire principal (CSP). Il ressort de cette inspection, réalisée par sondage, et comprenant des échanges avec quelques intervenants ayant participé aux CND de fin de fabrication, que l'organisation et les conditions de travail lors des contrôles de fin de fabrication avaient globalement nui à la qualité des contrôles. Par ailleurs, une surveillance inadaptée de ces prestations par EDF, exploitant de l'installation, et Framatome, constructeur, n'avait pas permis d'identifier et de remédier aux difficultés rencontrées par les intervenants.

Les inspecteurs ont également examiné, lors de l'inspection, la surveillance réalisée par l'exploitant et le fabricant sur la mise en œuvre des contrôles de fabrication. Il est ressorti de cet examen que cette surveillance avait été très limitée. Seulement cinq actions de surveillance furent réalisées sur l'ensemble des soudures VVP classées en exclusion de rupture depuis début 2017. Les inspecteurs ont constaté une activité de surveillance semblable les années précédentes, et équivalente sur les soudures des tuyauteries ARE. La surveillance réalisée par Framatome avait été quantitativement plus significative (une vingtaine de contrôle depuis début 2017).

Les écarts de qualité constatés : le diagnostic posé par l'ASN

Sur la base des différentes informations fournies par EDF en 2018 et des inspections réalisées par l'ASN à partir de 2018, un certain nombre d'écarts ont été relevés et ont mis en lumière :

- une maîtrise insuffisante de la qualité de fabrication des soudures VVP ;
- l'emploi de procédés qui ne permettaient pas systématiquement d'obtenir les hautes propriétés, notamment mécaniques, attendues pour ces soudures en exclusion de rupture ;
- une confiance insuffisante dans les propriétés effectivement obtenues à la suite des contrôles et essais réalisés.

Une première erreur a concerné l'absence de transmission des exigences du référentiel d'exclusion de rupture du fabricant vers son fournisseur pour la réalisation des soudures. Cette méconnaissance des exigences a notamment conduit à des choix de matériaux d'apport et de procédés de soudage inadaptés. Ces choix de matériaux et de procédés n'ont pas permis de respecter les valeurs de résilience attendues à basse température pour de nombreuses soudures et notamment les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement réalisées en usine (selon le procédé de soudage fil/flux). Ils n'ont également pas permis de justifier de la maîtrise du phénomène de vieillissement sous déformation. Par ailleurs, les conditions de réalisation des soudures et la surveillance de ces opérations n'ont pas été satisfaisantes, conduisant à la présence, pour certains procédés de soudage, de défauts dans des proportions inhabituelles.

En outre, les assemblages témoins de soudage n'ont pas été réalisés et exploités dans de bonnes conditions : manque de matière disponible pour les réaliser ou encore nombreux écarts relatifs à leurs délais de réalisation et de dépouillement. Ces écarts ont remis en question notamment la représentativité, vis-à-vis des soudures de production, de ces assemblages témoins qui avaient pour objectif d'apporter des garanties quant à la maîtrise dans le temps des procédés de soudage.

Enfin, les contrôles de fin de fabrication ont été défaillants et n'ont pas permis de repérer l'ensemble des indications détectables présentes dans les soudures. Pour les soudures VVP, ce sont ainsi près de 40 % d'entre elles qui présentaient, après nouveau contrôle, des indications non détectées en fin de fabrication.

Annexe n° 4 : les deux EPR de Taishan

A. L'implication du tissu d'entreprises françaises concernées par le marché nucléaire chinois

Sur la quarantaine d'entreprises françaises impliquées dans le projet de Taishan, une vingtaine d'entre elles sont membres de PFCE – Partenariat France Chine Électricité, l'association des industriels français du nucléaire en Chine. Créée en 1997 à l'initiative d'EDF et plusieurs PME et ETI, PFCE compte aujourd'hui une centaine de membres. Selon l'étude 2018 conduite par PFCE auprès de ses membres au sujet de leurs activités en Chine, les entreprises françaises continuent d'être impliquées dans le programme nucléaire chinois. À titre illustratif, les entreprises membres de PFCE qui ont travaillé pour Taishan et ayant répondu à l'étude ont réalisé dans le nucléaire chinois, un total annuel de 70 M€ de chiffre d'affaires entre 2016 et 2018 (les résultats d'EDF, Framatome et Orano n'ont pas été inclus dans l'étude).

Plus généralement, entre 2016 et 2018, les 66 entreprises de PFCE répondantes à l'étude ont généré un total annuel de 209 M€ de chiffre d'affaires dans le nucléaire en Chine. Les 3 principaux domaines techniques concernés sont le domaine des pompes / robinetterie / compresseurs / groupes de pompage, le domaine électrique (électricité, instrumentation, contrôle commande) ainsi que la tuyauterie. Ces chiffres sont en décroissance par rapport à ceux relevés pour la période 2014 - 2015, notamment en raison de l'absence d'approbation de nouveaux projets nucléaires en Chine entre 2016 et 2018 et une politique de localisation chinoise plus prononcée.

L'étude 2018 a aussi mis en évidence le positionnement technologique des entreprises françaises. Au-delà des réacteurs de 2ème génération qui ont continué à générer du chiffre d'affaires, les entreprises sont également positionnées sur tous les projets de construction de technologies de 3ème génération (EPR, Hualong et dans une moindre mesure AP1000).

B. Les points communs entre les EPR de Flamanville 3 et de Taishan 1 et 2

Les points communs entre l'EPR de Flamanville et les deux EPR de Taishan sont nombreux. Dans tous les cas, on note :

- quatre trains de sauvegarde, pour l'injection de sécurité moyenne et basse pression ainsi que pour le circuit de recirculation pour refroidissement ultime ;

- quatre trains pour le circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) et source froide de sauvegarde (SEC) ;
- quatre générateurs diesel de secours ;
- une alimentation supplémentaire en cas de manque de tension généralisé par deux générateurs diesel diversifiés par rapport aux quatre diesels de secours : le Diesel Ultime secours (*Station Blackout Diesel Generator*) ;
- un système de sauvegarde d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ASG) à quatre trains dont deux diversifiés (2 alimentés pas les diesels et 2 alimentés par les diesels d'ultime secours) ;
- un système de borication de sécurité ;
- un réservoir d'eau dans l'enceinte de confinement (IRWST) ;
- une protection étendue contre le colmatage des puisards de recirculation ;
- trois soupapes de sûreté sur le pressuriseur ;
- des vannes dédiées aux accidents graves (2 trains) ;
- sur chaque ligne vapeur : deux soupapes principales plus une ligne de décharge isolable ;
- une double enceinte de confinement avec protection contre les agressions externes (coque avion) ;
- une enceinte interne en béton précontraint avec une peau d'étanchéité métallique ;
- une implantation en croix de l'ilot nucléaire à quatre bâtiments de sauvegarde. Deux, abritant la salle de commande principale, avec protection contre les agressions externes (coque avion). Deux autres séparés de part et d'autre du bâtiment réacteur ;
- un bâtiment combustible avec protection contre les agressions externes (coque avion).

Des différences de design existent néanmoins entre les deux projets. D'une manière générale, les différences induites dans les solutions techniques retenues pour le design EPR construit dans des pays différents, trouvent leurs origines dans les causes principales suivantes :

- la réglementation nucléaire et non-nucléaire du pays ;
- les conditions de site ; sismicité ; température et disponibilité de la source froide ; température de l'air ;
- les conditions météorologiques extrêmes (vents extrêmes, tornades, inondations, glace, neige, tsunami, ...) ;

- les demandes spécifiques de l'exploitant ;
- la volonté de localisation de la fabrication des équipements ;
- les compétences et savoir-faire industriels du pays ;
- les codes de fabrication (RCC-M, ASME, DIN, Eurocode, ...) et les standards (niveaux de tension, unités métriques par rapport aux unités impériales, ...) ;
- les capacités des fournisseurs locaux et les technologies en évolution s'agissant par exemple du contrôle commande numérique.

Ainsi, pour Taishan, les principaux éléments de différenciation avec la centrale de référence Flamanville 3 sont liés aux conditions de site, à la réglementation locale (traitement des effluents par exemple) au choix de certains fournisseurs locaux.

Des spécificités de la réglementation et du tissu industriel qui ont été prises en compte de manière efficace

C. Les adaptations techniques entre FLA 3 et Taishan 1 et 2 : des EPR « tropicalisés »

Des adaptations techniques ont été réalisées à Taishan par rapport à l'EPR de Flamanville, même s'il existe des caractéristiques communes entre les deux types de constructions. En effet, le design de Taishan est très majoritairement basé sur celui de Flamanville 3, sa centrale de référence, avec quelques éléments de conception d'Olkiluoto 3. On note des caractéristiques de conception communes de l'ensemble des réacteurs EPR concernés. Dans les deux cas, la durée de vie des EPR est de 60 ans. Les composants primaires (cuve, internes de cuve, SG, pressuriseur, tuyauteries primaires) ont des dimensions identiques et sont comparables.

Les spécificités des conditions de site ont été prises en considération, ce qui fait dire qu'il s'agit EPR « tropicalisés ». À Taishan, les conditions de site sont proches d'un climat tropical, avec des températures eau de mer et air et un taux d'humidité plus élevés. La prise en compte de ces conditions de site de Taishan, significativement différentes de Flamanville 3, s'est principalement traduite par :

- le choix d'une puissance thermique de chaque réacteur légèrement supérieure à celle de Flamanville 3 (4 590 MWth vs 4 300 MWth à FLA3) pour compenser la baisse de rendement ;
- un élargissement des bâtiments HL (matériels électriques et sauvegarde) de 3 m environ pour permettre l'installation d'échangeurs RRI/SEC (réfrigération des circuits de l'îlot nucléaire) plus volumineux ;

- une augmentation de puissance des groupes froids ayant nécessité l'agrandissement du bâtiment HN (auxiliaires nucléaires) ;
- une augmentation de puissance des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours ayant nécessité l'agrandissement des bâtiments HD (diesels) ;
- pour la source froide : une prise d'eau en mer à une distance de plusieurs km, avec un bassin intermédiaire de prise d'eau au niveau de la plateforme d'installation des tranches et une augmentation de la capacité de la station de pompage.

Ces EPR ont été validés par l'autorité de sûreté chinoise.

D. L'application du concept d'exclusion de rupture et le cadre réglementaire applicable en Chine

Il n'y a pas de différence notable dans la construction des réacteurs de Taishan liée au circuit secondaire principal. En revanche les référentiels sur lesquels l'autorité de sûreté chinoise travaillent ne sont pas exactement les mêmes que ceux sur lesquels l'ASN appuie son expertise.

Les lignes principales VVP de l'EPR Taishan sont soumises à l'application du même référentiel exclusion de rupture (EDR) que celui mis en œuvre sur l'EPR de Flamanville. L'application du référentiel EDR permet de ne plus prendre en compte la rupture des tuyauteries rendue extrêmement improbable par un renforcement des dispositions de conception, de fabrication, de surveillance en exploitation et d'inspection en service. Ces dispositions sont décrites dans la dernière version disponible du rapport de sûreté et sont quasi-identiques à celles de l'EPR de Flamanville.

Vis-à-vis de la qualité de réalisation des soudures, le métal de base utilisé pour l'approvisionnement des tuyauteries VVP de l'EPR Taishan est identique à celui utilisé sur l'EPR de Flamanville. Seuls des procédés de soudage manuels ont été utilisés pour le montage des lignes VVP de l'EPR Taishan. Les rapports de fin de fabrication des coupons témoins couvrant la réalisation des soudures VVP ont fait l'objet d'une vérification et présentent de bonnes caractéristiques mécaniques. Par ailleurs, des essais destructifs ont également été réalisés sur des coupons représentatifs des soudures EDR. L'ensemble de ces éléments a été versé dans un dossier constitué, qui conclut que les exigences EDR sont respectées, a reçu l'approbation de la NNSA (Autorité de Sûreté chinoise). Quant aux études mécaniques, elles ont été menées de façon qui a convaincu l'autorité de sûreté. Des dossiers de rupture brutale ont été réalisés par Framatome. Les

résultats obtenus pour les lignes VVP sont satisfaisants mais présentent des marges faibles et ont parfois nécessité des analyses complémentaires. S'agissant de l'inspection en service, la fréquence des inspections a été renforcée en passant de 10 ans à 5 ans. L'augmentation de cette fréquence est liée aux résultats des études mécaniques dans le cadre de ses échanges avec la NNSA.

Au cours du *licensing*, la NNSA a posé des questions sur le référentiel EDR compte tenu, d'une part, que ce référentiel n'est pas reconnu en Chine, d'autre part, que les démonstrations de sûreté des réacteurs CPR1000 (GEN2) et Hualong (réacteur GEN3 de conception domestique) s'appuient sur la démarche américaine *Leak Before Break* (LBB). Dans ce contexte, la NNSA a demandé à la joint-venture de renforcer les dispositions associées à la détection de fuite déjà requises par le référentiel EDR au titre de la défense en profondeur. Il est important de noter toutefois que la détection de fuite conserve le statut de « disposition complémentaire de défense en profondeur » et qu'elle n'est pas valorisée dans la démonstration de sûreté Taishan (idem FA3). Ainsi, à l'intérieur de l'enceinte, la détection de fuite sur les lignes VVP, sera renforcée au premier arrêt de tranche par l'ajout de deux détecteurs de fuite dans des puisards.

Réponses des administrations et organismes concernés

Sommaire

Réponse du Premier ministre	1
Réponse du président-directeur général d'Électricité de France (EDF)	6

Destinataires n'ayant pas d'observation

Président de l'Autorité de sureté nucléaire (ASN)
Directeur général d'AREVA SA
Président du directoire de Framatome
Président du directoire de Réseau de transport d'électricité (RTE)

RÉPONSE DU PREMIER MINISTRE

Je remercie la Cour pour la transmission du rapport public thématique relatif à la filière EPR, qui a retenu toute mon attention. Je partage une grande partie des recommandations émises, qui sont d'ailleurs déjà mises en œuvre pour une part, et souhaite apporter des éléments d'éclairage sur plusieurs constats.

Le renforcement de la gouvernance des grands projets nucléaires est une condition-clé de la maîtrise de la performance économique et industrielle des projets EPR. A ce titre, je partage l'appréciation de la Cour sur la nécessité d'assurer une meilleure séparation au sein d'EDF entre les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, recommandation qui a d'ailleurs également été émise dans le cadre de l'audit EPR2 mandaté en 2019 par le Gouvernement ainsi que dans le cadre de l'audit conduit par M. Jean-Martin Folz, dont la mise en œuvre rigoureuse des recommandations fait l'objet d'un suivi attentif de la part du Gouvernement. L'Etat sera également vigilant à la bonne prise en compte par EDF des recommandations 2, 4 et 5 formulées par la Cour.

S'agissant de la situation d'Areva et du rôle rempli par les administrations dans l'anticipation des difficultés rencontrées par cette entreprise, comme je l'avais indiqué dans ma réponse à votre récent référé relatif aux restructurations des entreprises publiques du secteur nucléaire civil, les services de l'Etat ont, dès le début de l'année 2013, souligné la dégradation de la situation financière du groupe Areva et engagé une réflexion sur son évolution. L'opération de restructuration de la filière a ainsi pu être menée avec une mobilisation totale des services de l'Etat. Je souligne à cet égard que la maîtrise de la trajectoire financière d'Areva fait l'objet d'une attention constante de la part des services de l'Etat, à travers notamment une participation très active aux organes de gouvernance de la société dont la fréquence de réunions est élevée. La Cour évoque la perspective d'une cession à EDF de titres Orano détenus par Areva ; si l'hypothèse d'une telle cession à EDF n'est pas aujourd'hui sur la table, la monétisation partielle de la participation détenue par Areva au capital d'Orano est en revanche envisagée, selon des modalités qui restent à définir et en tout état de cause à des conditions de marché. La Commission européenne a d'ailleurs expressément considéré, dans sa décision du 10 janvier 2017 relative à la restructuration du groupe Areva, que la cession de la participation d'Areva au capital d'Orano pourrait constituer un moyen pour Areva de faire face à ses besoins de financement.

S'agissant du constat fait par la Cour d'un suivi défaillant des projets EPR, il doit être replacé dans le contexte des imperfections de la gouvernance des entreprises de la filière, dont le fonctionnement n'était

pas adapté au suivi de projets de cette ampleur. Le niveau d'information des administrations de tutelle et de l'Etat actionnaire était insuffisant et n'a pas permis à l'Etat d'exercer son devoir de vigilance dans des conditions favorables. Les défaillances que la Cour souligne ont d'ores-et-déjà donné lieu, à la demande de l'Etat, à un renforcement des mesures de suivi des grands projets, en particulier au niveau du conseil d'administration des entreprises concernées.

Il n'en reste pas moins que le coût de l'EPR a été clairement sous-évalué lors de la prise de décision, ce qui explique une partie des surcoûts, ce qui ne doit pas être occulté dans la prise de décision relative à un éventuel nouveau nucléaire, de même que les enjeux liés à une meilleure gouvernance de tels projets. Ces enjeux font l'objet d'une attention particulière de l'Etat dans le cadre de l'étude de l'opportunité et de la faisabilité d'un programme nouveau nucléaire, sur lequel je reviendrai.

S'agissant du renforcement du suivi des projets, la Cour recommande que soit conduite une revue semestrielle des projets stratégiques d'EDF, et des risques qui y sont associés, au sein du conseil d'administration d'EDF. D'ores-et-déjà, l'Etat s'assure, à travers sa représentation au conseil d'administration d'EDF, d'un suivi régulier de l'avancement des projets EPR et de l'effectivité des plans d'actions proposés. Compte tenu du risque spécifique identifié sur les projets FA3 et HPC, et à la suite des recommandations exprimées par l'audit indépendant de M. Folz, l'Etat a demandé, dans le cadre du conseil d'administration d'EDF, que ce suivi soit désormais renforcé. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ont ainsi dressé la liste des principales exigences qu'ils souhaitent voir mises en œuvre afin de s'assurer que l'entreprise et, sous son impulsion, l'ensemble de la filière nucléaire, entreprennent dès maintenant les efforts nécessaires pour répondre aux plus hautes exigences de qualité et de performance dans la conduite des projets de construction de réacteurs nucléaires. Cette demande fera prochainement l'objet d'un courrier conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Concernant les procédures contentieuses en cours entre Areva, EDF et Framatome, je ne partage pas l'analyse de la Cour s'agissant du niveau d'implication de l'Etat dans ces procédures. Les organes de gouvernance des entreprises concernées sont garants du respect de leur intérêt social respectif. Ils ont considéré, dans le cadre des discussions intervenues en 2017 et en 2018, que le recours à des procédures d'arbitrage spécifiques pour régler les différends concernés était en mesure de garantir les droits des parties. Dans la mesure où l'Etat est actionnaire d'EDF et d'Areva SA et pour éviter tout risque de conflit d'intérêts, le représentant de l'Etat n'a pas pris part aux votes

correspondants. Un comité spécialisé (dit "comité ad hoc"), composé de deux administrateurs indépendants et du représentant du contrôle général économique et financier, a été maintenu au sein de la gouvernance d'Areva SA pour assurer un suivi régulier de ces procédures d'arbitrage. S'agissant de Framatome, le comité des indépendants veille à la défense des intérêts de la société, en étant saisi de toutes les questions relatives aux conséquences financières des problèmes techniques rencontrés et de celles relatives aux contentieux qui en découlent. L'Etat veillera, notamment par sa représentation au sein des organes de gouvernance d'EDF, de Framatome et d'Areva SA, à ce que l'intérêt de chacune des parties soit préservé et qu'Areva SA dispose en particulier des moyens nécessaires pour assurer la protection de ses intérêts de manière efficace, s'agissant des interactions nécessaires avec les équipes de Framatome (désormais intégrées au groupe EDF). Je souligne sur ce point que ces procédures contentieuses, qui ont été portées devant des cours arbitrales, sont soumises aux règles de confidentialité qui s'attachent à ces processus d'arbitrage. Par ailleurs, s'agissant des problèmes rencontrés au Creusot, une procédure pénale est en cours et il lui reviendra de qualifier la nature des faits. Ces règles de confidentialité trouvent également à s'appliquer aux différends relatifs aux soudures de Flamanville 3, dont le mode de traitement juridique n'est pas encore déterminé.

Concernant les projets d'EPR à l'international, EDF et la filière nucléaire française se mobilisent sur les projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaires à l'export, pour répondre aux demandes des pays comptant sur l'énergie nucléaire pour décarboner leur économie ou pour satisfaire leurs besoins en électricité. La France fait partie des pays disposant d'une expertise de pointe et d'une offre complète qui sont susceptibles d'intéresser ces pays. Les projets à l'export, y compris en sous-traitance de fournisseurs de technologie étrangers, contribuent au maintien des compétences de la filière française. Dans ce contexte, le Gouvernement soutient de manière constante la filière industrielle nucléaire à l'export, ce qui a notamment été rappelé en janvier 2019 par la signature du contrat stratégique de filière.

Ce soutien doit toutefois s'accompagner d'une plus grande exigence au niveau de l'amélioration des performances de l'industrie française et d'une limitation des risques pris sur les projets futurs après les difficultés connues sur les projets EPR récents. Je partage en effet la conclusion de la Cour suivant laquelle la construction d'EPR à l'étranger est susceptible de présenter des risques financiers très élevés et qu'à cet égard une vigilance importante doit être exercée. EDF doit veiller à ce que les nouveaux projets à l'export ne puissent être réalisés que dans des conditions financières suffisamment favorables et seulement s'ils présentent des risques limités pour l'entreprise. Cette exigence est majeure

au regard des difficultés connues notamment sur le projet OL3 en Finlande et des conséquences financières qui en ont découlé.

Je tiens également à souligner les niveaux de sûreté exigés par l'Etat pour les grands projets nucléaires d'EDF à l'international afin de pouvoir mettre en place une solution de financement par crédit-export assuré par Bpifrance Assurance Export, à savoir une garantie suffisamment robuste, généralement une garantie souveraine, de la part du porteur du projet et la sécurisation du niveau de rentabilité pour l'investisseur.

Aussi, je partage la recommandation numéro 7 de la Cour visant à « définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer ». Les prospects nucléaires à l'export font du reste déjà l'objet d'un suivi très étroit de la part des services de l'Etat depuis plusieurs années, réalisé en particulier par le Comité export nucléaire que je préside. Des analyses des risques – notamment financiers – sont systématiquement réalisées sur les projets majeurs préalablement à la signature du contrat. Ce travail sera poursuivi et renforcé selon la recommandation de la Cour, afin de définir en amont et de manière transversale le niveau de rentabilité attendu, le niveau de risques acceptable et les conditions de financement.

S'agissant de la rentabilité du projet EPR2, je partage l'appréciation de la Cour selon laquelle la rentabilité prévisionnelle du programme devra être appréciée eu égard aux risques portés par le programme et aux coûts d'accès aux sources de financement, qu'elles soient publiques ou privées. À cet égard, des travaux sont en cours sur les modalités de financement d'un éventuel programme de nouveau nucléaire afin de clarifier les cibles de retour sur investissement, compte tenu de la répartition des risques entre EDF et l'Etat, de la structure de financement et du modèle de régulation de l'actif. Ces travaux devront permettre d'évaluer la rentabilité pour EDF d'un éventuel programme EPR2, préalablement à toute décision d'investissement.

De manière plus générale concernant le sujet du nouveau nucléaire, le Gouvernement partage les trois recommandations (n° 6, 8 et 9) exprimées par la Cour, qui sont en cours de mise en œuvre dans le cadre du programme de travail gouvernemental relatif au nouveau nucléaire.

En effet, en application de la programmation pluriannuelle de l'énergie, un programme de travail complet a été engagé, qui vise à analyser les avantages et inconvénients d'une décision de construction de nouveaux réacteurs, à définir le jalonnement du programme de construction en cas de décision favorable ainsi que les conditions

permettant d'encadrer ses risques le cas échéant. Ce programme de travail est construit pour répondre aux questions structurantes que la perspective du lancement éventuel d'un tel programme soulève : options envisageables pour répondre aux besoins du système électrique à long terme ; dispositif adéquat de financement, de régulation ; portage le plus adapté en cas de décision de construction.

La question de la pertinence d'un nouveau modèle d'EPR est également soulevée dans le cadre de ce programme. Ainsi, les pouvoirs publics ont lancé en 2019 un audit destiné à évaluer la pertinence du modèle EPR2 proposé par EDF, sur la base notamment d'un retour d'expérience des chantiers EPR en France et à l'étranger, ses coût et planning de construction prévisionnels, ainsi qu'à analyser les risques et opportunités liés à un tel projet, et enfin à évaluer son coût de revient en €/MWh.

Dans le cadre de cet audit, près de 75 choix de conception ont été analysés. En synthèse, l'audit conclut que l'EPR2 apparaît robuste dans son ensemble et que de nombreux progrès sont observés par rapport à l'EPR (constructibilité avec le retour à une simple enceinte et l'agrandissement de certains bâtiments notamment), contribuant à sécuriser le projet. Le retour à une puissance comparable à celle des EPR de Taishan et à une architecture de la chaudière similaire à l'EPR Flamanville minimise également les risques en termes d'autorisation par rapport au concept étudié antérieurement (qui était davantage en rupture).

L'audit conclut également à une amélioration globale des modalités de mise en œuvre des exigences de sûreté (e.g. diversification des sources froides pour les systèmes de sauvegarde, amélioration des performances du système EVU d'évacuation de la chaleur, etc.), tout en soulignant deux sujets qui devront faire l'objet d'une attention particulière, dont la reconduction de l'exclusion de rupture (comme souligné dans la recommandation n° 5 de la Cour).

Enfin, l'audit a noté un effort important d'intégration du retour d'expérience des projets EPR (Flamanville 3, Hinkley Point C), en matière de maîtrise de l'ingénierie, d'optimisation de la constructibilité, d'amélioration de l'industrialisation, de sélection et de surveillance des fournisseurs et de pilotage de projet.

Ces éléments sont de nature à conforter la confiance du Gouvernement dans le nouveau modèle d'EPR proposé par EDF si une décision de construction devait être prise.

S'agissant de l'estimation du coût de revient du nouveau nucléaire, cette donnée a notamment vocation à alimenter les travaux menés par ailleurs par RTE dans le cadre de son bilan prévisionnel à l'horizon 2050,

qui permettra d'instruire les enjeux de compétitivité du nouveau nucléaire et de sa place dans le mix électrique de demain comme le recommande la Cour.

Comme la Cour le relève, il conviendra d'être extrêmement précautionneux dans l'analyse qui pourrait être faite de la compétitivité économique (en €/MWh) du produit EPR2, en veillant à tenir compte du coût global du système énergétique, y compris les coûts « système », notamment au titre du stockage des énergies intermittentes.

Cet audit sur le modèle EPR2 a été complété par un travail d'analyse de la filière sur les actions à mettre en place afin de pouvoir assurer une maitrise des fabrications permettant de garantir la construction potentielle de nouveaux réacteurs dans les délais et coûts impartis. Les plans d'actions proposés par la filière doivent désormais faire l'objet d'une analyse par les services de l'Etat, qui s'assureront de leur suivi et des résultats obtenus.

Je souhaite par ailleurs souligner que le Gouvernement n'étudie pas actuellement uniquement des scénarios à 6 EPR, mais envisage toutes les possibilités, allant de configurations à 100 % d'énergies renouvelables à des scénarios conservant une part importante de nucléaire.

Je souhaiterais également préciser que les négociations menées actuellement par l'Etat français avec la Commission européenne portent à ce stade sur la future régulation économique sur le parc nucléaire existant.

Pour finir, s'agissant du sujet complexe des soudures à exclusion de rupture, que la Cour propose de traiter via un référentiel commun, il relève de la responsabilité de l'Autorité de sûreté nucléaire et des exploitants. Ce point apparaît d'autant plus sensible que la configuration technique de l'EPR 2 prévoit de reconduire le principe d'exclusion de rupture pour le circuit secondaire principal.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF)

Ce rapport établit un diagnostic détaillé sur la mise en œuvre de cette filière depuis ses origines et met en exergue les difficultés rencontrées. Il intervient au terme d'un processus d'instruction long et approfondi, auquel les services d'EDF ont apporté un concours actif et dans la plus grande transparence.

Dans le domaine de l'ingénierie industrielle, chacun ne peut qu'adhérer aux observations formulées par la Cour sur les difficultés qui ont entaché la construction des premiers EPR. Nous sommes loin de l'ambition d'excellence que visent la filière nucléaire et plus particulièrement toutes les équipes d'ingénierie d'EDF.

1 - Pour autant, ces observations ne doivent pas laisser à penser que la technologie de l'EPR serait une solution industrielle sans lendemain. Le design et les spécificités des réacteurs EPR, complexes et exigeants, leur confèrent un niveau de sûreté et de performance jamais atteint jusqu'à présent.

L'inventaire des problèmes observés au cours des deux dernières décennies, aussi bien au plan technique que financier, qui portaient en germe toute la série de difficultés apparues durant la construction des premiers EPR, ne peut conduire à méconnaître la qualité du produit.

Il serait donc inadéquat, à mon sens, de tirer des conclusions définitives sur l'intérêt de ce réacteur et de disqualifier par avance les progrès attendus des performances de l'EPR 2, qui ont été engagés en liaison étroite avec l'ingénierie de Framatome pour en améliorer le design. Le bilan qui est fait aujourd'hui ne doit pas masquer la dynamique d'amélioration dans laquelle toute la filière nucléaire est engagée.

Les deux EPR mis en service à Táishān fournissent de l'électricité bas carbone à la province du Guangdong en Chine depuis deux ans ; ils fonctionnent de manière satisfaisante et leurs performances témoignent bien de la qualité et de la pertinence de ce nouveau réacteur.

De manière générale, le nucléaire n'échappe malheureusement pas aux problèmes inhérents à tous les grands projets innovants d'infrastructure ou de haute technologie, qui représentent bien souvent des avancées dans l'histoire industrielle, et ce quels que soient les pays et les entreprises qui les portent.

EDF, qui mesure le travail restant à accomplir, concentre toutes ses énergies pour finaliser l'EPR de Flamanville et mener à bien le chantier en cours à Hinkley Point, sous la supervision de l'ASN en France et de l'ONR au Royaume-Uni.

En dépit des trop nombreux événements qui sont décrits dans le rapport de la Cour, les acteurs de la filière nucléaire - et tout particulièrement EDF - se sont mis en situation de progresser dans la maîtrise des difficultés techniques non encore résolues sur les chantiers en cours. Ils ont opéré, avec le soutien de l'État pour ce qui concerne AREVA et EDF, une restructuration et un alignement de leurs organisations.

Les investissements réalisés dans la technologie EPR auront leur contrepartie dans des actifs répondant de manière structurante aux besoins en électricité d'un grand pays développé ; leur rentabilité se mesurera in fine à l'aune de la quantité d'électricité décarbonée que cette technologie aura permis de produire massivement sur le temps long. En effet, les EPR sont conçus pour fonctionner pendant 60 ans au minimum.

2 - A l'heure où le réchauffement climatique menace la planète, ce serait une décision grave de ne pas tirer maintenant, et plus encore pour les générations futures, tout le profit de cet investissement technologique, humain et financier.

Les économies d'émissions de CO2 permises par l'électricité d'origine nucléaire sont massives : elles s'élèvent à 135 millions de tonnes en 2018, à mettre en regard du montant total des émissions de la France de 445 millions de tonnes. Elles permettent à la France d'avoir un temps d'avance sur les pays voisins dans la trajectoire vers la neutralité carbone. Grâce au grand carénage, la poursuite de l'exploitation du parc permettra de faire perdurer cette avance dans les prochaines années, concomitamment au développement des énergies renouvelables, auquel le Groupe participe activement.

La Cour place, à juste titre, les décisions à prendre par le Gouvernement sur les projets de nouveaux réacteurs en France dans une perspective de détermination du mix électrique cible aux horizons 2030-2050. Elle souligne que les choix à prendre seront fondés non seulement sur les coûts au MWh comparés des différents moyens de production, mais aussi sur la valeur des services apportés au système électrique (profil de la production par rapport à celui de la demande, contribution à la sécurité d'alimentation...) ainsi que sur leur impact respectif sur les réseaux de transport et de distribution. Les performances réelles des moyens de production devront être prises en considération, afin de mesurer précisément leur capacité respective à satisfaire la demande totale d'électricité, mais aussi la demande ponctuelle en fonction de sa distribution journalière et saisonnière.

En l'état actuel des technologies, aucun mode de production, qu'il s'agisse du nucléaire, de l'hydraulique ou des autres énergies nouvelles, ne pourra satisfaire à lui seul les besoins électriques de demain dans un monde impérativement décarboné. La solution est à trouver dans une répartition optimale entre tous les moyens de production disponibles. Le nucléaire fait partie de la solution. Vous aurez noté que le GIEC, dans ses simulations pour maintenir la hausse des températures sous la barre des 2°C, considère que la part du nucléaire au niveau mondial va augmenter.

Je veux également souligner la récente prise de position du directeur général de l'Agence Internationale de l'Energie sur la nécessité, pour la France, de miser à la fois sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire.

Enfin, dans les circonstances si particulières que nous connaissons, où la France s'interroge sur le préjudice que représente pour elle la disparition progressive au cours de ces trente dernières années d'une partie de son outil industriel, en termes d'emplois et de souveraineté nationale, il serait incompréhensible de ne pas dessiner d'avenir pour toute une filière industrielle et un tissu d'entreprises qui participent à la vitalité de nos territoires et jouissent d'une position compétitive dans le jeu de nos économies mondialisées.

3 – La Cour recommande de « conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en cours de construction ». Cet avis est partagé sans réticence. Mais la Cour ne peut omettre qu'un tel exercice est déjà largement entamé et qu'il fonde le plan Excell visant à reconstituer la capacité de la filière à construire de nouveaux réacteurs nucléaires aux meilleurs standards de sûreté et de performance.

La Cour a pris connaissance sans aucune restriction des rapports extérieurs qui ont été établis en toute indépendance. Le rapport de Jean-Martin Folz sur le chantier de l'EPR de Flamanville a préconisé les progrès à réaliser pour rehausser les compétences et a plaidé pour une reconstitution des capacités industrielles ; dans sa première recommandation concernant la séparation des fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, la Cour s'en est d'ailleurs inspiré. Quant à l'audit commandé par l'État à Roland Berger, cabinet de réputation internationale sur les questions énergétiques, il apporte un diagnostic sur les coûts d'une série de réacteurs de type EPR 2, qui conforte la pertinence des actions entreprises pour limiter et maîtriser ces coûts.

Le plan Excell est la déclinaison par EDF de ces expertises et des préconisations qui leur sont associées. Il est conduit sous la responsabilité d'Alain Tranzer qui a rejoint récemment le comité exécutif d'EDF en tant que délégué général à la Qualité industrielle et aux Compétences nucléaires. Il s'agit d'un grand directeur de projets, issu de l'industrie automobile, qui saura apporter, de par son expérience industrielle, le recul et la vision nécessaires pour regagner la confiance de toutes les parties prenantes.

Ce plan comporte trois axes d'amélioration : i) de la qualité industrielle et de la relation avec les fournisseurs et prestataires, ii) des compétences propres à l'industrie nucléaire, avec notamment un plan soudage en liaison avec Framatome, iii) de la gouvernance des grands projets.

L'entreprise a communiqué au Gouvernement à la fin de l'année dernière un état des lieux de la filière nucléaire et un inventaire des conditions à remplir pour mobiliser les capacités industrielles nécessaires. Ces travaux ont été menés conjointement avec le Groupement des Industriels Français de l'Energie Nucléaire (GIFEN) ; ils portent la volonté de hisser le collectif au niveau attendu de qualité industrielle et de performance opérationnelle.

En conclusion, EDF et, avec elle, toutes les entreprises de la filière, sont mobilisées pour apporter à la France, et aussi à l'export, un réacteur nucléaire capable de répondre, dans les conditions de sûreté les plus éprouvées, aux besoins électriques de nos sociétés décarbonées. Les vicissitudes de ces dernières années nous conduisent certes à revoir nos organisations et nos méthodes ; mais les performances des EPR de Táishān, le quasi-achèvement de celui de Flamanville, la confiance renouvelée du gouvernement britannique confortent notre engagement pour assurer le succès final de cette initiative industrielle si essentielle pour notre avenir