

Respect des prescriptions et des exigences de sûreté par EDF : retour d'expérience sur les risques de dérive et de dérogation

Manon BESNARD, Yves MARGNAC - 2 octobre 2019

La mise en œuvre des travaux relatifs au respect des exigences associées à la prolongation de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de leur quatrième réexamen périodique de sûreté, qui a commencé avec le chantier de Tricastin-1 en juin 2019, constitue un chantier majeur par son ampleur et ses implications pour la sûreté. Alors qu'EDF et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) semblent déjà s'être accordés pour reporter à une seconde phase, plusieurs années après le chantier de la quatrième visite décennale, une partie des travaux de mise en conformité et de renforcement des installations nécessaire à l'atteinte des exigences associées à cette prolongation, et pour justifier ce report par la nécessité de s'ajuster aux capacités industrielles d'EDF.

Ce raisonnement, contraire à l'esprit de la législation qui veut plus justement que l'exploitant démontre des capacités industrielles conformes à l'atteinte des exigences de sûreté, explicite en réalité pour la première fois un phénomène observé de manière récurrente et croissante dans le traitement de différents dossiers à fort enjeu ces dernières années. Le retour d'expérience met en effet en évidence, dans plusieurs processus liés tant à la gestion de procédures normales que de traitement de situations imprévues, des schémas communs de dérive vis-à-vis du respect des exigences initialement fixées dans les engagements d'EDF ou les prescriptions de l'ASN.

Ce retour d'expérience, présenté ici à travers une sélection de dossiers emblématiques et illustratifs des différents mécanismes de dérive, montre que la difficulté technique ou industrielle à se conformer à ces exigences initiales résulte dans bien des cas dans une forme de dérogation à la baisse sur les exigences ou les marges avec lesquelles elles sont atteintes ou dans un glissement plus ou moins important des délais de réalisation, l'un n'excluant pas l'autre. Ces phénomènes s'observent dans des situations aussi différentes que la qualification des équipements sous pression nucléaire, le traitement de problèmes de vieillissement, le renforcement vis-à-vis des agressions naturelles ou le démantèlement des anciennes installations.

Les dossiers sélectionnés, qui seraient préoccupants même s'ils ne constituaient que des exceptions, semblent au contraire emblématiques d'un phénomène plus systématique de glissement dans le respect du niveau ou du délai de réalisation des engagements de l'exploitant vis-à-vis de l'autorité ou des prescriptions de cette dernière. Leur point commun est qu'ils illustrent des mécanismes de glissement que le système de gouvernance de la sûreté actuel s'avère incapable d'enrayer. Ces dysfonctionnements risquent d'autant plus d'affecter la mise en œuvre des travaux associés à la prolongation de fonctionnement des réacteurs que ceux-ci représentent, en termes de difficulté technique et de volume, un défi d'un autre ordre que les opérations que le système montre d'ores et déjà de grandes difficultés à maîtriser. Il y a donc urgence, avant d'engager massivement ces travaux, à travailler aux garanties sur les conditions maîtrisées de leur réalisation au niveau et dans les délais préalablement décidés.

Introduction	2
Le traitement des difficultés par la baisse des exigences	3
Les calottes de cuve de l'EPR de Flamanville	3
Les "anomalies" de fabrication du Creusot et le générateur de vapeur de Fessenheim	4
Le traitement des dossiers des situations (DDS)	5
Le vieillissement de l'enceinte du réacteur Bugey 5	5
Les dérives de calendrier	6
Les renforcements suite à l'inondation du Blayais	6
La mise en œuvre du retour d'expérience de Fukushima	7
Les retards de mise en œuvre des Diesels d'ultime secours (DUS)	7
La tenue au séisme de la digue du Tricastin	8
Le calendrier de démantèlement des réacteurs UNGG	9
Conclusion	10

Introduction

Les plus anciens réacteurs du parc nucléaire d'EDF atteignent leur durée de fonctionnement initialement prévue de quarante ans. Après avoir envisagé un remplacement de ces installations par des EPR à cette échéance, qui a justifié en 2007 l'engagement du chantier de construction du réacteur EPR de Flamanville-3, EDF a changé dès la fin 2008 de stratégie industrielle pour privilégier la prolongation de fonctionnement du parc en exploitation jusqu'à cinquante voire soixante ans. Ce changement de stratégie a conduit l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) à conditionner l'éventuelle poursuite de fonctionnement à une hausse significative du niveau de sûreté des réacteurs soumis à prolongation, de manière à les amener à un niveau de sûreté aussi proche que celui qui serait attendu pour de nouveaux réacteurs de type EPR, afin que le changement de stratégie industrielle retenu par EDF ne conduise pas à dégrader la sûreté du parc.

Ces questions sont abordées depuis plusieurs années dans le cadre de l'instruction de la prolongation de fonctionnement des réacteurs 900 MWe au delà de leur quatrième réexamen périodique de sûreté (en attendant un processus similaire pour les paliers suivants de réacteurs). D'importants travaux sont attendus, à la fois pour assurer le maintien de la conformité des réacteurs à leur référentiel de sûreté, et pour renforcer les installations vis-à-vis d'exigences de sûreté renforcées.

Une partie des travaux seront réalisés à l'initiative d'EDF, et d'autres seront demandés par l'ASN en complément, afin d'atteindre les objectifs de sûreté fixés. Devant l'ampleur prévisible des travaux, EDF a déjà prévu de réaliser ces travaux en deux phases : la phase A au moment des arrêts pour la quatrième visite décennale (VD4), et la phase B lors d'un arrêt pour visite partielle quatre ans plus tard. EDF explique ce choix par la difficulté industrielle à réaliser l'ensemble des travaux en une seule fois, et la difficulté pour le personnel d'assimiler l'ensemble des changements de conduite de l'installation sur un temps trop court. Ce choix de découpage en deux phases conduit d'ores et déjà à repousser de plusieurs années l'atteinte éventuelle de l'ensemble des exigences fixées dans le cadre de la prolongation. Bien qu'il ne repose sur aucun fondement réglementaire, il semble avoir été accepté par l'ASN sans aucune forme de discussion publique avant d'être proposé comme le cadre de référence des propositions soumises par EDF à la consultation.

Le premier réacteur à entamer sa VD4 est celui de Tricastin 1, dont l'arrêt a commencé début juin 2019 et devrait durer jusqu'à fin novembre 2019. Les travaux ont donc commencé, alors que l'ASN n'a pas encore rendu son avis générique sur la prolongation du fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au delà de quarante ans. Le contenu des travaux actuellement en cours n'a pas été publié, et la répartition des travaux entre la phase A et B reste inconnue.

Dès 2014, WISE-Paris avait souligné dans un rapport consacré aux enjeux associés à l'échéance des quarante ans pour le parc de réacteurs d'EDF l'ampleur des travaux à envisager pour atteindre les objectifs affichés, et le risque d'un arbitrage caché entre les exigences de sûreté et les conditions industrielles et financières de leur mise en œuvre¹. Plus récemment, à l'issue de la consultation menée sous l'égide du Haut conseil pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) sur le volet générique de la mise en œuvre du quatrième réexamen périodique de sûreté pour les réacteurs 900 MWe, WISE-Paris pointait les risques introduits par l'insuffisance des procédures engagées en termes de biais sur les exigences de sûreté et de dérive dans la mise en œuvre des actions prévues².

Le retour d'expérience associé au traitement de plusieurs dossiers importants pour la sûreté au cours des dernières années, témoigne de ces risques. D'une manière générale, et de façon apparemment croissante à mesure que les difficultés s'accumulent, les engagements pris par EDF et les prescriptions fixées par l'ASN sont pour une part significative mis en œuvre dans des conditions ou des délais qui ne correspondent pas à ce qui était prévu. Cette dérive, au caractère relativement systématique, risque de s'amplifier dans la perspective des travaux associés aux VD4 et au quatrième réexamen de sûreté, étant donné le volume considérable de travaux attendus.

On rassemble ici, pour illustrer ce retour d'expérience, une sélection d'exemples qui montrent comment les difficultés peuvent parfois être traitées par un recul sur les exigences, en distinguant le cas où ce recul se

¹ WISE-Paris, *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français - Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au delà de 40 ans des réacteurs d'EDF*, février 2014.

² WISE-Paris, *Processus de 4ème réexamen périodique de sûreté des réacteurs de 900 MWe d'EDF - État des lieux et principaux enjeux*, mars 2019.

traduit par une forme de dérogation sur le niveau des exigences ou sur les marges avec lesquelles elles sont atteintes, et le cas où il prend la forme d'une dérive du calendrier de réalisation des exigences (l'un n'étant pas exclusif de l'autre). Les différents exemples évoqués dans la suite se rapportent à des processus réglementaires divers, mis en œuvre dans des situations planifiées et anticipées comme en réaction à des situations non prévues, et portent sur des enjeux de nature très variée. Leur point commun est que toutes ces situations illustrent des mécanismes de glissement sur les exigences ou les délais que le système de gouvernance de la sûreté actuel s'avère incapable d'enrayer. Ces dysfonctionnements, qui risquent de se reproduire tant que le système de gouvernance n'aura pas été révisé, pourraient engendrer d'importantes défaillances dans le cadre de la prolongation de fonctionnement des réacteurs au delà des quarante ans, au sens du passage de leur quatrième réexamen périodique de sûreté.

Le traitement des difficultés par la baisse des exigences

Certaines difficultés rencontrées par EDF ont été traitées par des dossiers de justification, visant non pas à renforcer le niveau de sûreté des installations, mais à démontrer que le niveau de sûreté, quand bien même il serait inférieur au niveau attendu, serait tout de même suffisant. Ainsi, l'exploitant, avec l'accord de l'ASN, fait face à ces difficultés par une baisse des exigences. Cette démarche a été particulièrement visible lors du traitement du dossier des fonds et couvercles de cuve d'EPR et des anomalies dans les dossiers de fabrication de l'usine Creusot Forge. Pour autant, cette démarche n'était pas nouvelle : la démarche de traitement du vieillissement des équipements sous pression nucléaire ou des cas particuliers tels que le vieillissement de l'enceinte de Bugey 5 répond à la même logique.

Les calottes de cuve de l'EPR de Flamanville

Un des exemples du traitement d'une difficulté par la baisse des exigences est celui de la cuve de l'EPR. En 2015, l'ASN a rendu publique l'existence de défauts de fabrication sur le couvercle et le fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. La concentration en carbone est supérieure (jusqu'à 50% de carbone en plus) à la valeur attendue. La zone concernée s'étend sur plus d'un mètre de diamètre, et s'enfoncé à plus de la moitié de l'épaisseur des pièces. Cette « ségrégation positive majeure » modifie les propriétés mécaniques des pièces concernées, en rendant l'acier plus fragile à la rupture brutale.

Les pièces ont été forgées par Areva en 2006-2007, puis ont été assemblées avec les autres composants de la cuve. Le procédé utilisé pour le forgeage n'avait alors pas fait l'objet d'une qualification technique et ne constituait pas la meilleure technologie disponible. Dès 2006, l'ASN avait soulevé la question du risque d'hétérogénéité en carbone dans la zone centrale des calottes. Areva avait renvoyé cette question à plus tard. En l'absence de démonstration de la maîtrise des risques d'hétérogénéité, l'ASN décide alors d'interdire à Areva de fabriquer des composants avant d'avoir validé leur qualification technique.

Cependant, cette interdiction s'applique uniquement les nouvelles pièces. Celles dont la fabrication a déjà commencé, donc les calottes du fond et du couvercle de la cuve, ne sont pas concernées. L'ASN a indiqué avoir averti Areva du risque industriel de poursuivre la fabrication dans ces conditions. En 2012, Areva propose de réaliser des essais sur une pièce sacrificielle, tout en considérant que ces essais ne sont pas prioritaires (ses moyens étaient alors mobilisés par la réparation du couvercle de cuve dont certaines soudures étaient non conformes). C'est seulement en octobre 2014 qu'Areva informe l'ASN que les résultats des essais sont non conformes. Malgré ces résultats, le montage de la cuve se poursuit, et la cuve fini d'être soudée au reste du circuit primaire fin novembre 2014, rendant un éventuel remplacement de la cuve extrêmement difficile.

L'ASN, qui aura donc mis 8 ans à obtenir les résultats d'essais nécessaires, a indiqué n'avoir pas interdit la mise en place de la cuve, considérant que l'opération constituait un risque industriel pour l'exploitant, et non un risque pour la sûreté. Pourtant, l'ASN ne peut autoriser par dérogation la mise en service de la cuve non conforme qu'en cas de « difficulté particulière » d'après l'arrêté du 30 décembre 2015. La difficulté particulière qu'elle invoque alors est que la réparation ou le remplacement de la cuve n'est pas raisonnablement envisageable, notamment en raison de leur impact majeur sur le planning et les coûts du projet EPR. C'est donc parce que la cuve a été installée dans le puits de cuve que l'ASN autorise son utilisation, et donc parce que EDF et Areva ont pris un « risque industriel », théoriquement sans impact pour la sûreté, que l'ASN autorise in fine l'utilisation d'une pièce non conforme – pièce revêtant pourtant une importance majeure dans la sûreté puisque sa rupture n'est pas envisagée dans la démonstration de sûreté.

Ainsi, le système de sûreté a permis à Areva de fabriquer une pièce sans qualification technique, a EDF de l'installer avant qu'elle soit homologuée, puis, mis devant le fait accompli, a en accepter la mise en service malgré sa non conformité due à des propriétés mécaniques et une qualité inférieures à celles attendues.

Les "anomalies" de fabrication du Creusot et le générateur de vapeur de Fessenheim

Suite aux anomalies détectées sur la cuve de l'EPR, l'ASN s'est interrogée sur la qualité des fabrications de l'usine Creusot Forge. Areva a réalisé un premier audit sur les pièces fabriquées depuis 2010, puis, à la demande de l'ASN qui jugeait cet audit trop limité, a étendu l'audit à des fabrications plus anciennes. En mai 2016, l'ASN rend publique la détection d'irrégularités « pouvant s'apparenter à des falsifications » concernant des composants fabriqués à l'usine Creusot Forge. Dans un premier temps, sont concernés des dossiers appelés « dossiers barrés » : des dossiers présentant une double barre en page de couverture contiennent des données modifiées. Ces irrégularités sont de natures diverses, telles que « des incohérences, des modifications ou des omissions dans les dossiers de fabrication relatives à des paramètres de fabrication ou des résultats d'essais. Certaines informations relatives au forgeage, au traitement thermique, aux essais mécaniques ou aux analyses chimiques n'étaient ainsi pas transmises au client de Creusot Forge et à l'ASN »³.

Parmi ces dossiers barrés, l'un d'eux a particulièrement retenu l'attention d'EDF et de l'ASN. Il s'agit d'un générateur de vapeur de Fessenheim 2 : une partie de la pièce n'a pas été fabriquée selon le programme technique de fabrication retenu. En effet une partie du lingot utilisé aurait dû être chuté pour éliminer la « masselotte » (partie présentant des caractéristiques métallurgiques, chimiques et mécaniques dégradées), mais ne l'a pas été autant que nécessaire. Les documents transmis à l'ASN pour homologation indiquaient que le chutage avait été effectué correctement et c'est sur cette base que l'ASN a accordé l'homologation du générateur de vapeur. En juin 2016, EDF décide d'arrêter le réacteur pour des raisons de sûreté. En juillet 2016, l'ASN indique qu'elle « n'aurait pas délivré le certificat d'épreuve [...] si l'information relative à cette non-conformité avait été portée à sa connaissance » et décide de suspendre le certificat d'épreuve du générateur de vapeur⁴. Le réacteur ne peut donc plus fonctionner. Après près de deux ans d'instruction technique, l'ASN valide le générateur de vapeur en l'état, et autorise EDF à redémarrer son réacteur.

Ce dossier pose soulève deux problèmes. D'abord un problème éthique, quand l'ASN autorise l'utilisation d'un composant présentant des propriétés dégradées, et donc des marges de sûreté inférieures à celles d'un composant fabriqué correctement, alors même que l'anomalie résulte d'une volonté délibérée du fabricant et que cette anomalie a été initialement cachée à l'autorité pour obtenir le certificat. On aurait pu s'attendre à ce que l'ASN refuse de valider une fraude.

Le deuxième problème vient des critères de l'ASN pour valider ou non l'utilisation d'une pièce non conforme. L'irrégularité du générateur de vapeur de Fessenheim se retrouve également sur deux autres générateurs de vapeur : l'un installé dans le réacteur EPR de Flamanville, l'autre était destiné à remplacer un vieux générateur de vapeur de Gravelines 5. Pour Gravelines, le générateur n'étant pas encore installé, l'irrégularité a été jugée inacceptable et mis au rebut. Pour Flamanville et Fessenheim, les générateurs étant déjà installés, ils ont été acceptés. Le 15 mars 2018, devant la commission d'enquête sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires de l'Assemblée Nationale, D. Minière, Directeur du parc nucléaire d'EDF, reconnaît que le choix d'accepter ou non l'utilisation des générateurs de vapeur concernés dépendait du fait qu'ils étaient déjà installés ou non. L'ASN a donc validé l'abaissement des exigences de sûreté pour satisfaire les besoins industriels de l'exploitant, dans un contexte de fraude.

Par la suite, à partir de septembre 2017, tous les dossiers doivent être revus incluant ceux non barrés, soit plus d'un million de pages. Après une revue de plus de 2 ans, il s'avère que ces pratiques « s'apparentant à des falsifications » ont eu cours pendant une cinquantaine d'années, et tous les réacteurs d'EDF sont concernés. Au total, 11393 constats ont été relevés pour les 1580 pièces fabriquées au Creusot équipant les 58 réacteurs du parc d'EDF. Parmi ces écarts, 2982 correspondent à des non conformités des pièces aux exigences contractuelles ou réglementaires.

Les réacteurs ont tous été autorisés in fine à continuer à fonctionner, malgré les non conformités existantes. Ces décisions de l'ASN posent particulièrement question dans le cadre des quatrièmes réexamens de sûreté. En

³. ASN, *Irrégularités dans la fabrication d'équipements sous pression nucléaires dans l'usine d'AREVA Creusot Forge destinés aux centrales nucléaires d'EDF*, Avis d'incident, 22 août 2016.

⁴. ASN, *Décision n°CODEP-CLG-2016-02945 du 18 juillet 2016 du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire suspendant le certificat d'épreuve du générateur de vapeur n°335 fabriqué par Areva NP*.

effet, alors que l'exigence affichée est de se rapprocher des derniers standards de sûreté, les réacteurs fonctionnent avec des composants qui sont loin d'atteindre ces derniers standards du point de vue de leur qualité de fabrication. Or, il ne semble pas prévu de remplacer tous les composants concernés dans le cadre des VD4. Ainsi, l'exigence d'un rapprochement aux derniers standards de sûreté ne semble concerner que la conception des systèmes et structures, mais pas la conception et fabrication des équipements sous pression nucléaires. Ce biais affaiblit considérablement la haute exigence affichée par l'ASN comme condition de l'autorisation de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au delà de 40 ans.

Le traitement des dossiers des situations (DDS)

L'exigence d'un rapprochement théorique du niveau de sûreté des installations aux derniers standards de sûreté ne tient pas compte de l'état réel des équipements sous pression nucléaires. En plus d'éventuelles anomalies de fabrication, tel qu'expliqué dans la partie précédente, s'ajoute le vieillissement inéluctable de ces composants. La démonstration de sûreté ne s'intéresse qu'à la conformité des équipements, sans s'intéresser à l'évolution des marges. Ainsi, un équipement est considéré conforme de la même manière qu'il soit neuf avec des marges importantes ou usé au point que les marges soient presque nulles.

La poursuite du fonctionnement des installations au-delà de la durée initialement prévue conduit à utiliser les marges pour justifier l'utilisation de certains composants malgré leur vieillissement. Chaque équipement sous pression nucléaire peut subir un certain nombre de « situations » (variations de températures ou de pression de plus ou moins grande amplitude, plus ou moins rapidement). Ces situations sont listées dans le « dossier des situations » (DDS). Pour chaque situation, un nombre d'occurrence autorisé est inscrit dans le DDS. Ces dossiers illustrent à la fois l'atteinte des limites initialement fixées pour l'utilisation de certains composants, et la manière dont EDF consomme des marges pour poursuivre l'exploitation au delà de ce qui était prévu. Certaines situations ont déjà vu leur nombre d'occurrences dépassé, et les estimations d'EDF montrent que plusieurs dizaines de situations le seront si les réacteurs sont exploités jusqu'à 60 ans.

Pour répondre à ces dépassements d'occurrence – et donc utiliser des composants en dehors de leur dimensionnement initial – EDF utilise plusieurs stratégies. La première consiste à modifier le DDS pour augmenter le nombre d'occurrences autorisées. Ainsi, sans avoir modifié le composant, celui-ci peut continuer à être utilisé grâce à des modifications documentaires, avec moins de marge de sûreté. Une autre possibilité est de créer de nouvelles situations, de manière à alléger le nombre d'occurrences comptabilisées dans les situations existantes. Une stratégie proche consiste à réaffecter certaines situations qui risqueraient d'être en dépassement dans une autre catégorie. Enfin, lorsque les précédentes stratégies ne sont pas possibles, EDF présente une justification de l'acceptabilité d'un dépassement. Le remplacement ou la réparation d'un équipement n'est envisagé qu'en dernier recours.

Ainsi, l'exigence d'un niveau de sûreté se rapprochant des derniers standards applicables ne signifie pas que le niveau de sûreté réel se rapprochera effectivement du niveau de sûreté attendu pour une nouvelle installation. L'ASN affiche une ambition qu'elle n'est en réalité pas en mesure de faire appliquer. Cette exigence est plutôt à comprendre comme une exigence théorique, sur papier, mais qui ne s'applique pas dans la réalité de l'installation.

Le vieillissement de l'enceinte du réacteur Bugey-5

D'autres éléments des installations nucléaires présentent un vieillissement auquel le système de gouvernance de la sûreté fait face par une baisse des exigences. Il s'agit par exemple du vieillissement, plus ou moins rapide mais inéluctables, des enceintes de confinement. Barrière de confinement fondamentale de la démonstration de sûreté, ces structures composées d'un paroi en béton et d'une peau d'étanchéité métallique pour les réacteurs de 900 MWe (et de deux enceintes en béton, sans peau d'étanchéité pour les autres paliers) voient leur étanchéité se dégrader au fil du temps.

Le réacteur de Bugey 5 donne un exemple du traitement de ce vieillissement par l'industriel et le régulateur. Lors de sa troisième visite décennale, l'épreuve enceinte, destinée à vérifier que le taux de fuite de l'enceinte reste inférieure à son seuil réglementaire, montre une augmentation importante du taux de fuite mesuré par rapport à l'épreuve réalisée 10 ans plus tôt. Aussi, l'ASN décide d'autoriser la remise en service du réacteur, mais demande exceptionnellement une nouvelle épreuve cinq ans plus tard (au lieu de dix réglementairement). Lorsqu'EDF réalise cette nouvelle épreuve, le taux de fuite dépasse le critère autorisé. Le réacteur a donc fonctionné pendant quelques temps sans respecter son décret d'autorisation de création. En théorie, le réacteur ne pouvait plus redémarrer.

Malgré les tentatives d'EDF, la fuite ne peut être localisée précisément. Mais sa localisation est estimée en partie basse de l'enceinte, entre l'enceinte et le radier. EDF propose alors une stratégie de « réparation », acceptée par l'ASN : du lait de chaux est coulé entre l'enceinte et le radier, de manière à « boucher » la fuite. La nouvelle épreuve enceinte permet de vérifier que le taux réglementaire est de nouveau respecté. Cependant, le moyen employé ne permet pas de restaurer les propriétés mécaniques attendues. Par ailleurs, la solution mise en œuvre ne semble pas fournir entière satisfaction. En 2017, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) indiquait que le niveau du lait de chaux baissait, nécessitant des ajouts. Il précisait que « ce phénomène d'imbibition avait été identifié en amont du déploiement du nouveau dispositif et devait aboutir rapidement à une stabilisation du niveau du lait de chaux. Or les mesures du niveau du lait de chaux réalisés en déporté depuis le redémarrage montrent que le phénomène est toujours présent »⁵.

En se limitant à la vérification du respect d'un critère, le réacteur peut donc continuer être exploité. Pourtant, les causes de l'anomalie ne sont toujours pas précisément connues, et la réparation effectuée ne correspond pas à ce qui était attendu. De plus, cette réparation vise uniquement à respecter un critère réglementaire, sans analyse de son efficacité à restaurer les propriétés attendues pour l'enceinte.

Ce traitement a minima du vieillissement dans ce cas particulier interroge sur le traitement de la conformité des installations dans le cadre des VD4. Le risque est de voir une hausse du niveau de sûreté théorique mis en avant par l'exploitant et l'ASN au détriment de la sûreté réelle des installations, avec un creusement de l'écart entre sûreté théorique et réel et donc une augmentation de l'incertitude sur le niveau réel de sûreté des installations.

Les dérives de calendrier

En plus du traitement du vieillissement et de la conformité des installations, la hausse des exigences de sûreté affichée pourrait n'être effective que tardivement. En effet, par le passé, nombreux sont les exemples qui montrent que les programmes d'améliorations de sûreté prennent du temps, et souvent plus qu'initialement planifié. Le niveau de sûreté « aussi proche que possible » des exigences applicables à de nouvelles installations pourrait ne trouver sa traduction sur le terrain que de nombreuses années après l'arrêt pour visite décennale, voire pas du tout.

Les renforcements suite à l'inondation du Blayais

Fin 1999, la tempête a conduit à l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais, située dans l'estuaire de la Gironde. Les digues servant de protection du site contre l'inondation n'étaient pas suffisamment hautes. Ce problème avait été identifié en 1998, mais les travaux nécessaires pour rehausser la digue n'étaient alors prévus qu'en 2000 et repoussés à 2002 par EDF. L'IRSN pointe les lacunes d'alors : « la conjonction d'un niveau élevé dans l'estuaire de la Gironde avec une forte houle due à des vents extrêmement violents n'avait pas été anticipée [...] les plans d'urgence de l'exploitant n'avaient pas prévu qu'une tempête puisse entraîner simultanément des coupures de l'alimentation en électricité de la centrale et l'isolement du site dû aux routes coupées »⁶. Lors de la tempête, le site perd les sources d'alimentation électrique auxiliaires (225 kV) des quatre tranches et perd également le réseau électrique (400 kV) pour deux d'entre elles. De nombreux locaux sont inondés : locaux des pompes du circuit d'eau brute secouru, galeries techniques, locaux contenant des tableaux électriques, ainsi que le fond des bâtiments combustible des tranches 1 et 2 contenant les pompes d'injection de sécurité et d'aspersion de l'enceinte.

Dans son rapport rendu peu de temps après l'incident, l'IPSN conclut à la nécessité de revoir le niveau de protection contre le risque inondation des autres réacteurs, mais aussi de « s'interroger sur la pertinence des méthodes habituellement employées pour la détermination de l'intensité des agressions externes « extrêmes » (séisme, grand froid,...) »⁷. Le retour d'expérience de l'incident du Blayais s'étendra jusqu'en 2013⁸ : les

⁵. IRSN, Avis IRSN/2017-00263, 9 août 2017.

⁶. IRSN, Base de connaissance, consultée le 27 septembre 2019.
http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/La_surete_Nucleaire/risque_inondation_installations_nucleaires/Pages/1-Centrale-Blayais-protection-renforcee-inondation.aspx

⁷. IPSN, *Rapport sur l'inondation du site du Blayais survenue le 27 décembre 1999*, 17 janvier 2000.

⁸. M. Mangeaon, *Les trajectoires des instrument de régulation des risques nucléaires : Risque inondation et sûreté nucléaire*, IRSN, 17 mars 2016. https://www.imdr.eu/offres/doc_inline_src/818/2.-michael-mangeaon-.pdf

enseignements de l'incident du Blayais n'étaient pas encore tous tirés quand s'est produit l'accident de Fukushima.

La mise en œuvre du retour d'expérience de Fukushima

Un autre exemple de dérives du calendrier est le retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Initialement annoncé pour une dizaine d'années, la mise en œuvre des modifications prend plus de temps que prévu.

Ces dernières années, la communication autour du retour d'expérience de Fukushima a parfois fusionné avec celle concernant les VD4. Certaines mesures initialement annoncées comme répondant au retour d'expérience de Fukushima sont désormais associées aux VD4. Par exemple, dans son avis du 3 janvier 2012⁹, l'ASN « souligne particulièrement l'importance des mesures suivantes [...] Pour les piscines d'entreposage de combustible des différentes installations : mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de dénoyage du combustible ». Ces dispositions sont dorénavant intégrées dans le planning des VD4. Un autre exemple : le filtre U5, qui permet d'ouvrir l'enclaustré de confinement pour y faire baisser la pression en cas d'accident grave.

Dans sa lettre de position de 2016 sur les orientations génériques du quatrième réexamen de sûreté, l'ASN indiquait à EDF : « en lien avec les études post-Fukushima, vous avez prévu de procéder à l'étude d'améliorations en termes d'évacuation de la puissance résiduelle sans ouverture du dispositif d'événement-filtration de l'enclaustré de confinement ainsi qu'en termes de prévention de la percée du béton du radier du réacteur par le corium. L'ASN souligne l'importance de ces améliorations qui doivent permettre de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui qui est prévu pour le réacteur EPR »¹⁰. On observe ici aussi un rapprochement entre mesures post-Fukushima et mesures « VD4 », qui se traduit par un transfert de calendrier.

Ce transfert de calendrier est conséquent puisque, alors que l'ASN annonçait en 2012 que le processus de retour d'expérience approfondi de l'accident de Fukushima « pourra prendre une dizaine d'années », les travaux attendus pour les VD4-900 s'achèveront au mieux en 2030 pour les travaux de la phase A et 2034 pour la phase B. C'est donc avec plus d'une décennie de retard que s'achèvera le retour d'expérience de Fukushima – sans tenir compte d'éventuels futurs retard sur la mise en œuvre des mesures attendues pour les VD4-900. Par ailleurs, le transfert des certaines mesures du post-Fukushima vers les VD4-900 pose la question du calendrier pour les réacteurs des autres paliers.

Les retards de mise en œuvre des Diesels d'ultime secours (DUS)

Une des modifications majeures attendues après Fukushima était la mise en place d'un Diesels d'ultime secours (DUS) pour chaque réacteur d'EDF. Leur mise en œuvre était attendue « au plus tôt et en tout état de cause avant le 31 décembre 2018 », conformément aux prescriptions de l'ASN par ses décisions du 26 juin 2012. Cette mesure n'a pas été renvoyée aux VD4, mais elle n'a pour autant pas été mise en œuvre suivant le calendrier initialement imposé. Il faut ici distinguer deux cas : d'un côté le cas des deux réacteurs de Fessenheim, et de l'autre le reste du parc. En effet, bien que tous faisaient l'objet de la même prescription en 2012, EDF et l'ASN ne les ont pas traités de la même manière.

En ce qui concerne les 56 réacteurs du parc autres que ceux de Fessenheim, EDF a informé l'ASN en juillet 2017 qu'il ne serait pas en mesure de respecter la prescription pour 54 réacteurs en raison de difficultés de construction et de mise en service. Finalement, seuls les deux DUS de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux seront en service fin 2018. L'attitude de l'ASN dans ce dossier est inquiétante : alors que la mise en place de ces équipements constituait une des dispositions les plus importantes de la démarche « noyau dur », elle a décidé d'accepter la demande de l'exploitant de reporter l'échéance, ceci afin de permettre à l'exploitant de rester en conformité. L'ASN a donc modifié la règle pour s'adapter à l'exploitant plutôt que de contraindre l'exploitant à respecter ses obligations. Cette modification des prescriptions est conditionnée à une vérification de la conformité des diesels de secours existants, alors même que l'ASN sait à ce moment là que de nombreux diesels présentent des non conformités de tenue au séisme.

⁹. ASN, Avis n°2012-AV-0139 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

¹⁰. ASN, Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900), CODEP-DCN-2016-007286, 20 avril 2016.

La justification de l'ASN pour autoriser le report d'un à deux ans de la mise en œuvre des DUS soulève un risque pour les VD4. Elle indique que les difficultés rencontrées par l'exploitant « résultent notamment de l'ampleur, de la complexité des opérations et des particularités de certains sites ». Or, l'ampleur et la complexité des travaux à réaliser pour mettre en œuvre les DUS sont a priori bien moindres que ceux attendus dans le cadre des VD4. Ainsi, alors que l'exploitant démontre son incapacité industrielle à mener des travaux de grande ampleur, l'ASN choisit de modifier ses prescriptions plutôt que de renvoyer l'exploitant à son obligation réglementaire de disposer des moyens nécessaires pour assurer la sûreté de son parc. Les difficultés rencontrées par l'exploitant auraient dû conduire à une analyse des capacités d'EDF à réaliser des travaux de grande ampleur sur son parc, notamment au regard des programmes de travaux attendu pour les VD4. Une telle demande n'apparaît pas dans la décision de l'ASN modifiant ses prescriptions initiales.

Le cas de Fessenheim apparaît encore plus inquiétant pour les quatrièmes réexamens de sûreté, notamment vis-à-vis de la stratégie annoncée par EDF de réaliser les travaux nécessaires en deux phases. Contrairement au reste du parc, aucun travaux n'ont été engagés sur le site de Fessenheim pour la réalisation des DUS. L'exploitant envisageait en effet de mettre à l'arrêt définitif les deux réacteurs de Fessenheim en 2016 : les DUS n'apparaissent alors pas nécessaires, puisque l'échéance était fixée à 2018.

Cependant, EDF a poursuivi l'exploitation des réacteurs de Fessenheim au-delà de 2016. Ce changement de stratégie industrielle ne s'est pas accompagné d'efforts de l'exploitant pour construire les DUS. C'est seulement le 6 juin 2018, soit 6 mois avant l'échéance, qu'EDF informe officiellement l'ASN que les DUS ne seront pas mis en œuvre à Fessenheim. Il était pourtant évident, dès 2016, que ces DUS ne seraient pas installés, puisqu'EDF ne les avaient même pas commandés. Une discussion entre l'exploitant et l'ASN aurait dû commencer dès cette période, afin de prendre une décision sur d'éventuelles mesures compensatoires.

Toutes les mesures compensatoires demandées par l'ASN dans sa décision de 2019 autorisant EDF à poursuivre l'exploitation de Fessenheim sans les DUS auraient pu être demandées dès 2016, notamment en ce qui concerne la vérification de la conformité des autres sources électriques existantes. Cette discussion n'ayant pas été engagée, c'est une situation de fait accompli qui s'est présentée fin 2018 quand l'ASN a consulté le public sur son projet de décision. La décision de l'ASN dans la mesure où l'absence de DUS fin 2018 résulte d'un choix délibéré de l'industriel, revient à « accepter qu'un exploitant ne se soumette pas, au titre de considérations liées à sa stratégie industrielle ou à la politique énergétique, à des décisions de l'ASN : or celles-ci sont censées répondre à des exigences de sûreté qui doivent justement s'appliquer en toutes circonstances »¹¹.

L'ASN indique dans sa décision que « dans la perspective annoncée par EDF d'un arrêt définitif des réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim avant leur quatrième réexamen périodique, les prescriptions adoptées par l'Autorité de sûreté nucléaire à la suite des évaluations complémentaires de sûreté doivent être réexaminées et adaptées à la nouvelle situation de l'installation »¹². Rappelons qu'EDF n'a toujours pas déposé sa demande de mise à l'arrêt définitif, ni remis le dossier relatif au démantèlement de la centrale. EDF justifie son renoncement aux DUS par la courte durée de fonctionnement restant avant l'arrêt définitif de l'installation.

Par sa décision, l'ASN a validé cette logique de raisonnement : elle signifie ainsi qu'il est acceptable que certaines améliorations de sûreté prescrites ne soient pas mises en œuvre dès lors qu'un réacteur n'a plus que quelques années de fonctionnement avant sa mise à l'arrêt définitif. L'ASN ouvre ici la porte à des négociations sur les travaux à réaliser dans la phase B des VD4. En effet, ces travaux seront réalisés seulement quelques années avant les cinquante ans des réacteurs. Comme l'écrivait WISE-Paris dans sa contribution à la consultation du public, « Quelle sera la position de l'ASN lorsque, 4 ans après les VD4, EDF annoncera que les travaux prescrits ne seront pas mis en œuvre sur les réacteurs dont la poursuite du fonctionnement n'est pas envisagée au delà de cinquante ans ? Avec une telle position aujourd'hui, il est à craindre que l'ASN autorise dans le futur une sûreté à deux vitesses, dépendant du calendrier de fermeture présenté par EDF ». Calendrier qui peut, on l'a vu avec Fessenheim, varier par la suite.

La tenue au séisme de la digue du Tricastin

En septembre 2017, l'ASN ordonne la mise à l'arrêt des 4 réacteurs de la centrale de Tricastin « dans les délais les plus courts ». Cette demande fait suite à la déclaration par EDF un mois plus tôt de la non tenue au séisme

¹¹ WISE-Paris, *Contribution de WISE-Paris à la consultation du public sur le projet de décision n°2018-DC-0XXX de l'Autorité de sûreté nucléaire modifiant certaines décisions applicables à la centrale nucléaire de Fessenheim exploitée par EDF (INB n°75)*, 5 novembre 2018.

¹² ASN, *Décision n°2019-DC-0663 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 19 février 2019 modifiant certaines décisions applicables à la centrale nucléaire de Fessenheim (INB n°75) exploitée par Electricité de France (EDF)*.

de la digue du canal de Donzère-Mondragon qui borde le site. En cas de rupture, l'inondation pourrait mener à un accident de fusion du combustible des quatre réacteurs, ainsi que de ceux entreposés dans les piscines d'entreposage. Si la décision conduit à un arrêt rapide des réacteurs, le problème n'est pas nouveau, et est connu depuis déjà longtemps.

En 2007, dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation du Blayais en 1999, l'IRSN remet en cause la justification de la stabilité de la digue au séisme. En cause, un manque de connaissance de caractéristiques d'une portion de digue de 400 mètres. EDF s'engage alors à réaliser des reconnaissances. Quelques jours avant Fukushima, l'ASN prescrit à EDF de réaliser ces reconnaissances, n'ayant toujours pas obtenu d'éléments de sa part. Après Fukushima, l'ASN demande à EDF de réaliser des études de robustesse au séisme des digues de Tricastin. Ce n'est qu'en 2015 et 2016 qu'EDF réalise enfin les reconnaissances et l'étude demandée. En 2017, EDF informe l'ASN que la stabilité d'un tronçon de la digue n'est pas démontrée pour le Séisme majoré de sécurité (SMS).

Il aura donc fallu 10 ans pour que le problème, bien qu'identifié, soit finalement partiellement traité. Dix années pendant lesquelles un risque d'accident majeur a perduré, sans que l'ASN ne contraigne l'exploitant à faire les reconnaissances et études demandées rapidement. Partiellement traité, car à l'issue des travaux réalisés pendant l'arrêt imposé par l'ASN en 2017, le renforcement du tronçon de digue concerné permet de garantir sa stabilité au niveau SMS, mais sans marge : « l'absence d'effet falaise au-delà du SMS et la stabilité au SND de la « digue en gravier » ne sont pas garanties »¹³. L'IRSN recommande alors que des renforcements supplémentaires soient mis en œuvre dans les meilleurs délais pour assurer la stabilité de la digue que Séisme noyau dur (SND).

En avril 2018, l'ASN consultait le public sur un projet de décision visant à imposer à l'exploitant de finir les travaux supplémentaires correspondant avant fin 2019 pour une partie de la digue et fin 2020 pour le reste. L'ASN n'a finalement pris sa décision qu'en juin 2019¹⁴, en repoussant l'échéance à fin 2022 pour l'ensemble des travaux, sans que soient expliquées les raisons de ce report de calendrier. Ces travaux ne seront donc pas réalisés à l'issue de la première VD4 du site actuellement en cours. Si le calendrier n'est pas à nouveau reporté, il aura fallu au total 15 ans pour traiter un problème générant un risque majeur pour la sûreté de l'ensemble de la centrale.

Le calendrier de démantèlement des réacteurs UNGG

En 2001, EDF a présenté sa stratégie de démantèlement des réacteurs de première génération. La fin des démantèlements était alors annoncée pour 2036. Mais en 2016, EDF a revu sa stratégie pour les réacteurs à uranium naturel graphite gaz (UNGG), et a annoncé vouloir décaler le calendrier de démantèlement de plusieurs décennies, repoussant les derniers démantèlements au siècle prochain. EDF explique ce choix par un changement technique : le démantèlement sous eau des caissons initialement prévu poserait des problèmes de sûreté, un démantèlement en air est finalement retenu.

À cette annonce, l'ASN s'est inquiétée de l'acceptabilité de la nouvelle stratégie d'EDF au regard de son obligation législative de procéder au démantèlement dans un délai aussi court que possible, conformément à la stratégie de démantèlement « immédiat » retenue en France. Par ailleurs, elle s'est interrogée sur les raisons du changement de stratégie et a demandé à EDF de lui justifier « l'abandon du démantèlement « sous eau » [...] et les raisons vous ayant conduit à n'en apprécier l'impossibilité technique qu'après plus de 15 ans d'études »¹⁵.

EDF estime nécessaire de valider la faisabilité des opérations par un démonstrateur industriel. Puis de démanteler d'abord un réacteur, afin d'en tirer un retour d'expérience avant de procéder au démantèlement des suivants. L'ASN a considéré que cette stratégie conduirait à commencer le démantèlement des autres réacteurs vers 2070, ce qui ne serait « pas acceptable vis-à-vis de l'obligation d'un démantèlement dans un délai aussi court que possible ». Dans son projet de décision, elle envisage de prescrire donc à EDF de commencer le démantèlement des derniers réacteurs plus tôt. Elle n'impose cependant pas de date de fin de démantèlement, mais seulement une date limite pour commencer le démantèlement des cinq derniers réacteurs UNGG : 2055. L'ASN n'exige donc qu'un avancement de 15 ans sur le calendrier proposé par EDF. Au

¹³. IRSN, Avis IRSN/2017-00371, 26 novembre 2017.

¹⁴. ASN, Décision n°2019-DC-0674 du 25 juin 2019.

¹⁵. ASN, EDF – DP2D – Stratégie de démantèlement des réacteurs de 1^{ère} génération, Courrier à EDF, CODEP-DRC-2016-020360, 25 juillet 2016.

final, les démantèlements qui devaient se terminer en 2036 ne débuteront que vingt ans plus tard, et plus aucune date précise de fin n'est avancée – on évoque désormais un achèvement de ce programme de démantèlement débordant sur le siècle prochain...

Conclusion

Le retour d'expérience des années passées n'est pas de nature à rassurer dans la perspective des quatrièmes réexamens de sûreté. Alors que l'ASN affiche des exigences de sûreté renforcées pour une poursuite de fonctionnement au-delà de quarante ans, visant à rapprocher le niveau de sûreté des installations autant que possible des exigences applicables à de nouvelles installations, l'absence de définition précise de ces exigences en amont risque de conduire à un traitement des difficultés par un relâchement de ces exigences. Les exemples de la cuve de l'EPR, des anomalies du Creusot, du traitement du vieillissement dans les Dossiers des situations ou de celui de l'enceinte du Bugey montrent une tendance de l'exploitant, avec l'accord de son autorité de sûreté, à se contenter de montrer la suffisance de la sûreté lorsqu'elle n'est pas au niveau souhaité plutôt que d'engager des travaux pour placer la sûreté au niveau d'exigence attendu.

Cette stratégie risque d'être recherchée pour justifier de ne pas se rapprocher des exigences de sûreté applicables aux nouvelles installations lorsque des difficultés techniques ou industrielles se posent, profitant du flou d'un rapprochement « autant que possible » des exigences avec les derniers standards de sûreté. L'écart subsistant entre le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MW à l'issue de leurs quatrièmes visites décennales et celui applicable aux nouvelles installations pourrait dépendre davantage des difficultés de l'exploitant après instruction des dossiers que des exigences de l'autorité de sûreté en amont des quatrièmes réexamens. Ce risque est particulièrement élevé dans la mesure où l'ASN n'a pas défini la manière de mesurer l'écart restant ni ses critères pour décider si l'écart restant est suffisamment réduit pour accepter la prolongation des réacteurs ou si les installations doivent être mises à l'arrêt.

Pour les travaux que l'ASN estimerait obligatoires, les délais de réalisation de ces travaux pourraient être longs. Les exemples passés montrent des délais longs pour la réalisation de gros travaux, qui connaissent souvent des dérives de calendrier. L'ASN semble avoir des difficultés à faire respecter ses prescriptions dans les délais prévus. Son attitude est inquiétante dans le cadre des prolongations éventuelles de fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans lorsqu'elle fait le choix de modifier ses prescriptions pour permettre à l'exploitant de rester en conformité plutôt que de contraindre l'exploitant, si nécessaire par des sanctions lorsque les délais ne sont pas respectés.

La décision de l'ASN concernant la mise en place des Diesels d'ultime secours crée un précédent regrettable puisqu'elle envoie comme message que les échéances fixées dans ses décisions ne sont finalement qu'indicatives et peuvent être modifiées suivant les besoins de l'exploitant. Par ailleurs, la décision concernant les DUS de Fessenheim est particulièrement inquiétante vis-à-vis de la sûreté en fin de vie des installations : elle signifie que l'ASN estime acceptable de fonctionner sur les dernières années de l'installation avant son démantèlement avec un niveau de sûreté inférieur à ce qui est attendu pour d'autres installations du même type. Dans la mesure où l'ASN semble avoir accepté le souhait de l'exploitant de procéder aux travaux des quatrièmes visites décennales en deux phases, avec une deuxième phase seulement quelques années avant l'échéance des cinquièmes réexamens, le précédent des DUS de Fessenheim pourrait conduire l'ASN à renoncer à une partie des travaux demandés pour la deuxième phase lorsque l'exploitant annoncera son intention de ne pas poursuivre l'exploitation après cinquante ans.