

**Processus de 4^{ème} réexamen périodique de sûreté
des réacteurs de 900 MWe d'EDF**

État des lieux et principaux enjeux

Yves Marignac, Manon Besnard

31 mars 2019

Sommaire

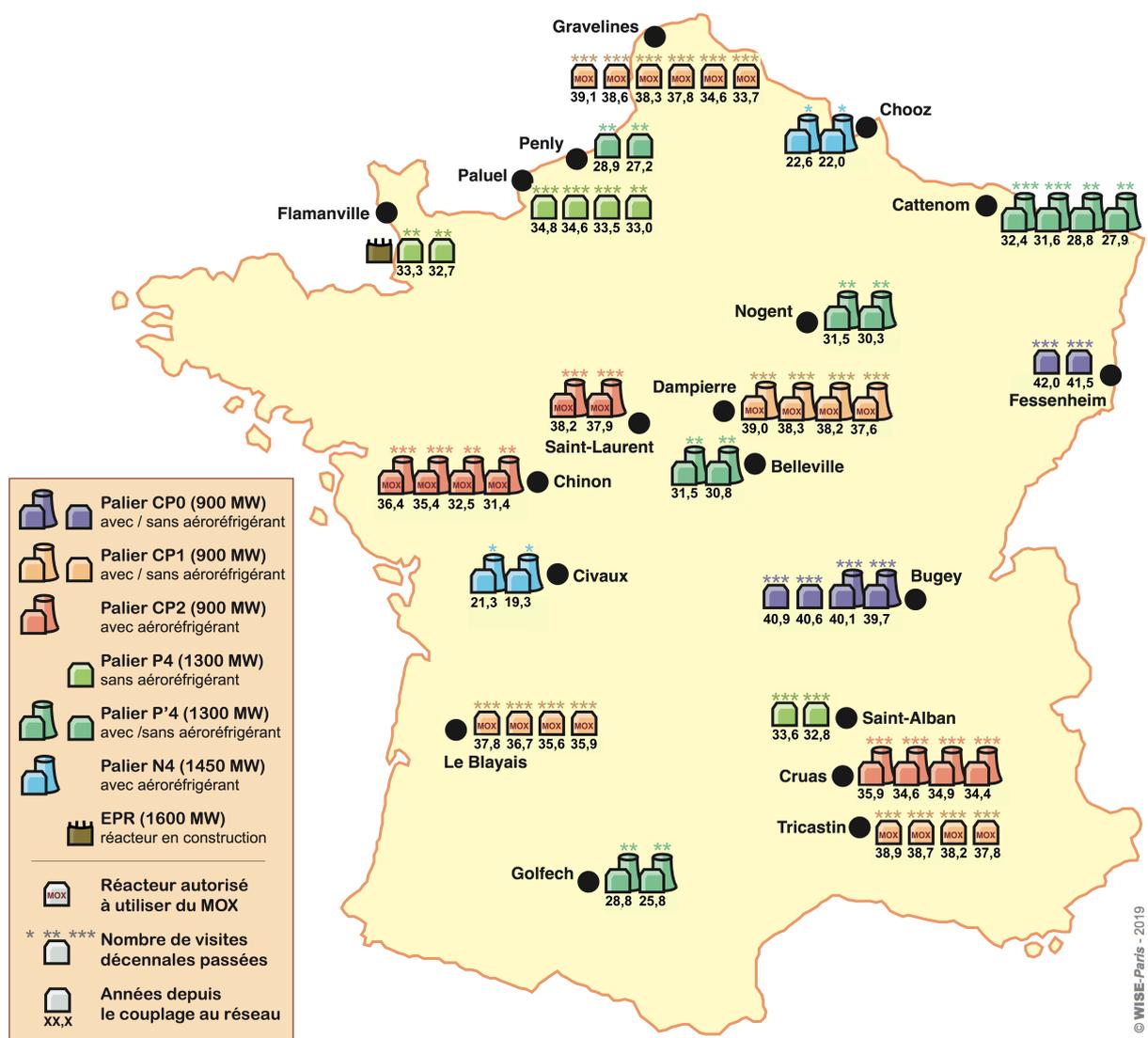
Introduction.....	3
1. Enjeux	5
// Changement de stratégie	
// Pression du temps	
// Enjeux de sûreté	
// Mise en œuvre	
2. Processus	10
// Champ de la participation	
// Options retenues	
// Décisions stratégiques	
// Modalités génériques	
// Application par réacteur	
3. Objectifs	19
// Objectifs généraux	
// Définition des exigences	
// Défense en profondeur	
// Dispositions majeures	
// Multiplication des écarts	
4. Marges	28
// Rôle des marges	
// Vieillessement	
// Évolution des études	
5. Conformité	34
// Enjeux de conformité	
// Défauts de fabrication	
// Tenue aux agressions	
// Stress test de conformité	
6. Délais	40
// Glissement dans le temps	
// Retards d'exécution	
// Stratégie différée	

Introduction

Le parc nucléaire compte 58 réacteurs en exploitation et un réacteur en construction. Ces réacteurs, qui appartiennent tous à la même filière des réacteurs à eau pressurisée (REP), sont répartis par paliers en fonction de leur puissance et d'éléments spécifiques de conception. On dénombre ainsi six paliers successivement déployés sur le parc exploité par l'opérateur historique EDF (sept avec l'EPR en construction à Flamanville). Les trois premiers paliers, qui correspondent à trois commandes publiques (CP), regroupent au total 34 réacteurs dont la puissance se situe autour de 900 MWe, et qui sont comme l'indique la **figure 1** en fonctionnement depuis plus de 31 à 42 années.

L'ensemble de ce parc de réacteurs de 900 MWe fait l'objet d'une instruction groupée en vue de sa quatrième visite décennale (VD) et de son quatrième réexamen périodique de sûreté (RPS). À l'occasion de cette instruction, le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) a mis en place une « concertation publique » sur les dispositions proposées par EDF pour améliorer le niveau de sûreté de ses réacteurs nucléaires de 900 MWe dans le cadre de ce réexamen. C'est ce contexte, et les enjeux attachés à ce processus, que la présente note se propose d'éclairer.

Figure 1 Caractéristiques et âge du parc de réacteurs en exploitation*
Répartition par palier, nombre d'années de fonctionnement et nombre de visites décennales effectuées



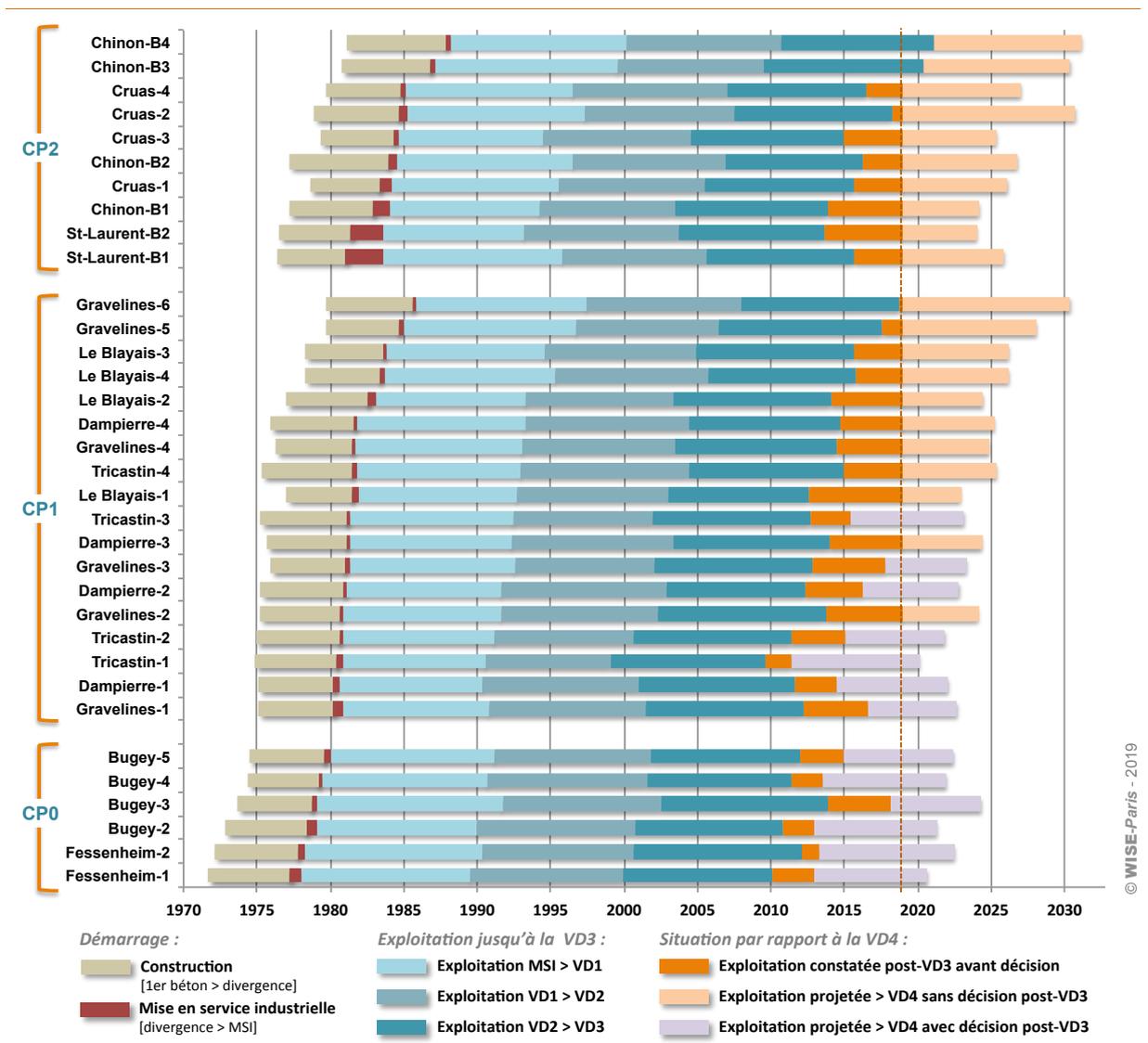
* Durée de fonctionnement mesurée à partir de la première divergence du réacteur, fin mars 2019.

Source : WISE-Paris d'après EDF et ASN, 2018

La figure 2 récapitule les principales étapes de la vie technique et réglementaire des 34 réacteurs de 900 MWe, à date de début 2019. Tous ont déjà franchi l'étape de la 3^{ème} visite décennale, à l'exception des deux plus récents, tous deux situés à la centrale de Chinon. L'ASN n'a pas systématiquement sanctionné la fin des 3^{èmes} RPS d'une décision relative à la poursuite de fonctionnement : cela a été le cas pour 13 d'entre eux à ce jour, entre 2,2 et 4,9 années après la fin de la visite décennale ; les 19 autres semblent fonctionner depuis la fin de ce réexamen sans décision formalisée, parfois jusqu'à 5 ou 6 ans après.

Aucun n'a en revanche encore abordé la 4^{ème} visite. Cet historique témoigne également de la durée très hétérogène des intervalles entre deux visites décennales / réexamens périodiques de sûreté avant l'introduction dans la loi d'un principe strict de périodicité de dix ans entre les réexamens périodiques de sûreté, en 2006¹. Du fait des décalages observés, l'échéance de fin de 4^{ème} réexamen périodique de sûreté intervient selon les réacteurs 900 MWe après 40,0 à 47,1 ans de fonctionnement, et 43,2 ans en moyenne. Ainsi, sans être le plus ancien, Tricastin-1 est le premier à devoir subir sa VD4, dès juin 2019, en vue d'une fin de 4^{ème} RPS début 2020.

Figure 2 Situation réglementaire du parc de réacteurs 900 MWe
Principales étapes de la vie des 34 réacteurs des paliers CP0, CP1 et CP2, fin mars 2019



Source : WISE-Paris d'après OPECST, ASN, EDF - 2018

1. Article 29 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, *Journal officiel*, 14 juin 2006. Les dispositions de cet article sont désormais reprises par les articles L. 593-18 et 19 du Code de l'environnement.

1. Enjeux

La prolongation de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de l'échéance dite des « 40 ans » est un sujet majeur du point de vue de la gouvernance des risques nucléaires mais aussi, plus largement, de la politique énergétique nationale. Il est important, avant de s'intéresser plus spécifiquement aux enjeux de sûreté associés à ce programme, de le replacer dans cette perspective plus globale. Celle-ci fait apparaître un risque de pression forte sur le processus de décision de prolongation.

Le vieillissement du parc nucléaire français, et le fait que ses réacteurs les plus anciens atteignent 40 ans de fonctionnement, ne sont une surprise pour personne, puisque les premiers ont démarré en 1977. L'importance de cette échéance, qui correspond à la durée de vie longtemps présentée comme maximale des réacteurs, est identifiée de longue date. Ainsi, dès 2003, les conclusions du Débat national sur les énergies affirmaient par exemple, en soulignant les efforts d'EDF pour « confirmer ses prévisions d'une durée de vie de 40 ans pour ses tranches nucléaires », que « cet objectif parai[ssait] atteignable »².

Le gouvernement en concluait que « la mise à l'arrêt des centrales électronucléaires actuellement en exploitation pourrait donc vraisemblablement intervenir à l'horizon 2020, en supposant une durée de vie voisine de 40 ans pour les installations les plus anciennes ». L'échéance des 40 ans s'est en effet d'abord imposée comme celle de fin de vie du parc actuel. Ce n'est que plus tard qu'a été introduite par EDF l'idée d'une stratégie de prolongation de fonctionnement du parc au-delà de cette étape.

Changeement de stratégie

Il n'est pas inutile, pour comprendre la manière dont est abordée aujourd'hui la question, de rappeler comment et pourquoi la stratégie d'EDF et du gouvernement a évolué sur ce point depuis une quinzaine d'années. Après que le débat de 2003 a fait émerger la question des choix industriels nécessaires ou non pour préparer la poursuite du nucléaire, un choix clair a été posé. Le gouvernement se donnait ainsi en 2005 dans la loi comme priorité de « maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération »³. La mise en chantier de l'EPR de Flamanville, en 2007, s'inscrivait donc officiellement dans une stratégie industrielle d'anticipation du besoin de renouvellement des réacteurs actuels après 40 années de fonctionnement.

EDF, devenue en 2004 une société anonyme⁴, annonçait pourtant dès la fin 2008, lors de son opération d'achat du producteur d'électricité britannique British Energy, une stratégie nouvelle, basée au contraire sur la prolongation de 10 à 20 ans du fonctionnement de ses réacteurs en France. La motivation première était clairement financière : l'objectif n'était plus de préparer le renouvellement du parc mais de différer l'investissement correspondant, l'écart de coût estimé entre la prolongation et la construction de nouvelles capacités se chiffrait, à l'échelle du parc de 58 réacteurs, en dizaines de milliards d'euros⁵. Ainsi, la prolongation de fonctionnement des réacteurs est devenue, avant même toute délibération publique sur ce choix, centrale et nécessaire pour la maîtrise de la trajectoire financière d'EDF.

2. Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, *Livre Blanc sur les énergies – Présentation par Nicole Fontaine, Ministre déléguée à l'Industrie*, 7 novembre 2003.

3. Article 4 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme relative à l'orientation de la politique énergétique, *Journal officiel*, 14 juillet 2005 (loi POPE). Celle-ci précisait, dans son annexe, au titre de l'objectif de « maintien de l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 » : « si, pour les centrales nucléaires actuelles, une durée de vie de quarante ans semble plausible, cette durée de vie n'est pas garantie et son prolongement éventuel l'est encore moins. (...) Compte tenu des délais de construction d'une nouvelle centrale nucléaire, la France devra être, vers 2015, en mesure de décider si elle lance une nouvelle génération de centrales nucléaires en remplacement de l'actuelle. (...) La construction très prochaine d'un réacteur de troisième génération EPR est donc indispensable pour optimiser techniquement et financièrement le déploiement ultérieur des nouvelles centrales et compte tenu des progrès technologiques importants de ce modèle de réacteur en matière de sûreté ».

4. L'abandon du statut historique d'Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) a été acté par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, *Journal officiel*, 11 août 2004.

5. EDF, *Investors' Day*, Londres, 4 décembre 2008. Le calcul consistait alors à comparer l'investissement dans la construction d'un réacteur EPR de 1600 MWe, évalué à l'époque à 3 milliards d'euros (3,5 fois moins que le coût estimé actuel de l'EPR de Flamanville), et l'investissement dans la prolongation de fonctionnement de deux réacteurs de 900 MWe, soit deux fois 400 millions d'euros.

Ce choix stratégique, entériné par le gouvernement indépendamment de toute discussion sur la trajectoire énergétique, a progressivement transformé la perspective du débat. Bien qu'aucune garantie ne soit apportée sur la poursuite de fonctionnement et que celle-ci ne reste à ce jour pas acquise sur le plan réglementaire, la prolongation au-delà de l'échéance dite des « 40 ans » a de plus en plus été présentée comme la règle, l'arrêt définitif des réacteurs à cette date ne pouvant être que l'exception. EDF a su parfaitement jouer, depuis une dizaine d'années, de l'effet d'auto-renforcement lié à l'absence d'anticipation d'une autre trajectoire.

Pression du temps

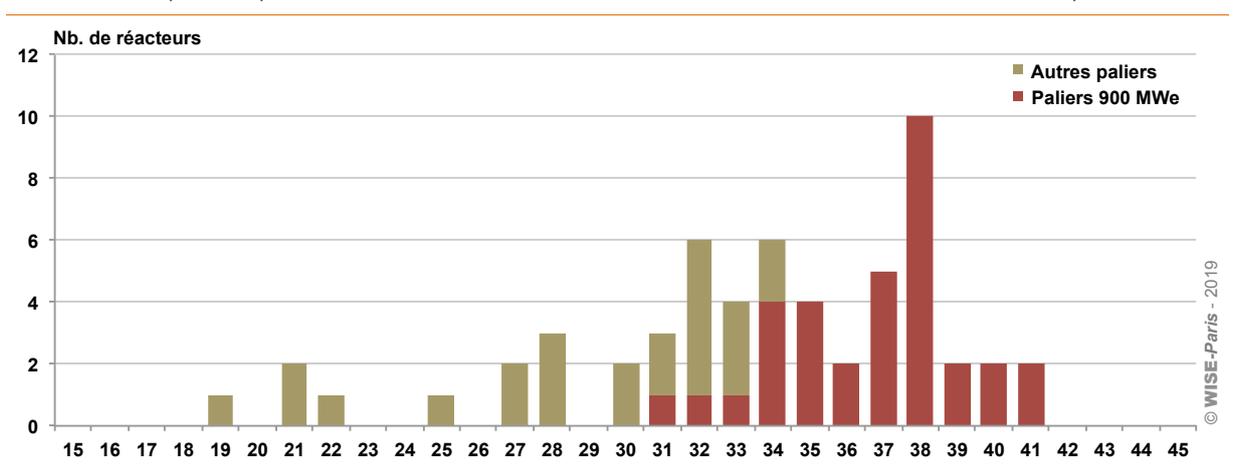
Cette situation contraste avec le changement d'orientation introduit en 2012 dans la politique énergétique française, avec l'engagement du Président de la République nouvellement élu, François Hollande, de réduire la production nucléaire pour porter sa part dans la fourniture d'électricité nationale de 75 % environ à 50 % en 2025. Cet engagement, inscrit en 2015 dans la loi⁶, et assorti de la promesse de fermer en guise de première étape les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim en 2016 au plus tard, n'a pourtant donné lieu depuis à aucune fermeture de réacteur, ni même à l'enclenchement d'une procédure relative à leur fermeture.

La Cour des comptes avait souligné dès 2012, à l'occasion de son premier rapport consacré aux coûts du nucléaire⁷, une forme de fait accompli dans les choix de politique énergétique. Elle notait « *qu'à travers l'absence de décision d'investissement [dans de nouveaux réacteurs ou d'autres moyens de production], une décision implicite a été prise qui engage déjà la France* » : celle de devoir prolonger au-delà des quarante années initialement prévues un nombre important de réacteurs. Les actions nécessaires à la fermeture ou à la prolongation de fonctionnement maîtrisée des réacteurs nécessitent, du point de vue industriel, énergétique, économique ou social, une forme d'anticipation de ces décisions.

Depuis lors, tout en prétendant laisser les décisions ouvertes, le fait accompli n'a fait que se renforcer. D'un côté, l'absence de préparation d'alternatives à la prolongation de fonctionnement des réacteurs a implicitement rendu cette perspective de plus en plus inévitable. De l'autre, EDF a de plus en plus explicitement assumé son choix de privilégier la prolongation de l'ensemble des réacteurs, et préparé de plus en plus activement ce programme industriel, désigné par le terme créé pour l'occasion de « *grand carénage* »⁸.

Cet effet est d'autant plus structurant que le traitement du choix entre prolongation et non prolongation s'exerce sous la pression du temps. D'une part, les années qui ont passé nous ont évidemment rapprochés, sans restaurer de marges de manœuvre, de l'échéance dite « des 40 ans ». D'autre part, la pyramide très resserrée des âges du parc nucléaire conduit à ce que le traitement de cette échéance se joue en réalité sur une période assez courte.

Figure 3 Pyramide des âges du parc nucléaire français*
Répartition par nombre d'années de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe et des autres paliers



* Durée de fonctionnement mesurée à partir de la première divergence du réacteur, au 31 décembre 2018.

Source : WISE-Paris d'après AIEA et ASN, 2018

6. Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, *Journal officiel*, 18 août 2015.

7. Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, janvier 2012.

8. Ce terme est par exemple utilisé dès 2009 par le directeur adjoint de la Division ingénierie nucléaire d'EDF de l'époque, voir Miraucourt, J.-M., « L'extension de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF au-delà de 40 ans : un programme industriel de grande ampleur », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, *Contrôle*, n° 184, juin 2009, pp. 53-57.

Ainsi, comme indiqué sur la [figure 3](#), les réacteurs de 900 MWe, qui correspondent aux trois premiers paliers du parc, ont dépassé pour les plus anciens 41 années de fonctionnement, mais aussi pour les plus récents 31 années de fonctionnement – pour une moyenne de plus de 37 ans de fonctionnement. Il s’agit non seulement d’engager à très courte échéance le processus de décision pour les premiers réacteurs, mais aussi de se préparer à traiter l’ensemble des 34 réacteurs sur une période de seulement dix ans, soit un rythme moyen de 3,4 réacteurs par an⁹ – en gérant qui plus est un pic lié à la distribution des âges, puisqu’une quinzaine de réacteurs se concentre autour de 37 à 38 ans¹⁰.

Enjeux de sûreté

Le choix stratégique imposé depuis 2008 hors de toute véritable concertation par EDF, outre ses implications sur le plan industriel et financier pour l’opérateur et sur la trajectoire énergétique du pays, porte également des conséquences du point de vue de la sûreté. Le projet était précédemment de remplacer à la fin de ce qui était alors leur durée de vie prévue, soit 40 ans, les réacteurs du parc par des réacteurs de nouvelle génération de type EPR : ce réacteur, qui est le premier réacteur français conçu après la catastrophe de Tchernobyl (26 avril 1986), intègre en effet pour la première fois dès sa conception des possibilités d’accident majeur qui n’ont pas été prises en compte dans le dimensionnement des réacteurs actuellement en service¹¹.

L’éventuelle prolongation de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe se substitue ainsi à leur remplacement par des réacteurs réputés intrinsèquement plus sûrs. C’est pourquoi l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN), lorsqu’elle a pris position dès 2013 sur le choix stratégique d’EDF, a indiqué sa volonté que ceci ne constitue pas un recul du point de vue de la sûreté par rapport au remplacement initialement prévu : après avoir noté que « *dans les années à venir, les réacteurs actuels coexisteront, au niveau mondial, avec des réacteurs, de type EPR ou équivalent, dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées* », elle a ainsi fixé comme objectif que les réacteurs nucléaires actuels soient « *améliorés, au regard de ces nouvelles exigences de sûreté, de l’état de l’art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement visée par EDF* »¹².

Cette exigence représente en pratique un saut majeur pour le niveau de sûreté des réacteurs existants. Celui-ci se double d’un autre saut, dont l’ASN a également souligné l’importance en relevant que la poursuite d’exploitation au-delà du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté sort du dimensionnement initial de ces réacteurs, au sens où leur conception s’est appuyée sur cette durée d’environ 40 ans pour établir la démonstration de sûreté¹³.

Enfin, le niveau de sûreté envisagé pour les réacteurs dans le cadre du projet de prolongation de leur fonctionnement doit également s’inscrire dans le contexte du retour d’expérience tiré de la catastrophe de Fukushima (11 mars 2011). Celui-ci a mis en évidence la nécessité de prendre en compte des situations plus extrêmes d’agression accidentelle (en particulier de séisme et d’inondation) que celles actuellement retenues, ainsi que la perte simultanée, pour une raison ou une autre, de l’ensemble des moyens d’alimentation électrique et de refroidissement existants.

9. Là où le rythme « naturel », correspondant à une répartition égale de l’âge des 34 réacteurs sur une période de 40 ans, ne serait que de 0,85 réacteurs par an.

10. Cette pyramide des âges ne correspond toutefois pas strictement à la chronique d’instruction réacteur par réacteur du réexamen périodique de sûreté, compte tenu des écarts qui se sont créés au fil des années entre le nombre d’années de fonctionnement et le cadencement décennal des réexamens – voir plus loin.

11. La conception du réacteur EPR, qui a commencé en 1989, a pris en compte dès l’origine le risque de fusion complète du combustible contenu dans le réacteur, qui avait été écartée dans la conception des premiers réacteurs de la filière REP, et sur tous les paliers développés jusque là, qui constituent le parc actuellement en service. Le réacteur EPR est considéré comme représentatif d’un saut espéré avec les réacteurs dits de « 3^{ème} génération » en matière d’objectifs de protection des populations et de l’environnement contre le risque d’accident nucléaire par rapport aux réacteurs actuels – voir plus loin.

12. ASN, *Lettre de position relative au programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté*, CODEP-DCN-2013-013464, 28 juin 2013.

13. ASN, *Lettre de position sur les 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. L’autorité y précise que « quarante années de fonctionnement correspondent à l’hypothèse initiale de conception de certains matériels et équipements des réacteurs ».

La notion d’une durée initialement prévue de 40 ans ne correspond pas à un objectif explicitement fixé pour la démonstration de sûreté, mais aux hypothèses retenues pour démontrer la tenue dans le temps de composants non ou très difficilement remplaçables. C’est en particulier le cas de la cuve, pour laquelle la démonstration s’est appuyée, vis-à-vis de la fatigue due à l’irradiation notamment, sur une hypothèse de 30 années de fonctionnement à pleine puissance du réacteur, qui correspond pour un facteur de charge moyen de 75 % à 40 années d’exploitation.

L'analyse a également conclu à la nécessité de renforcer la sûreté des piscines de désactivation du combustible adjacentes aux réacteurs pour tenir compte des conséquences potentiellement catastrophiques d'une perte en eau prolongée. L'intégration de ces exigences constitue également un saut majeur : elle est en partie redondante avec celle de se rapprocher de l'EPR, mais en partie seulement, dans la mesure où celui-ci, conçu avant cet accident majeur, est lui-même soumis à des améliorations dans le cadre de ce retour d'expérience.

■ Mise en œuvre

La possibilité de mettre effectivement en œuvre ces orientations soulève de nombreuses questions. Il s'agit tout d'abord d'établir une claire distinction entre le renforcement des exigences de sûreté et le renforcement de la sûreté elle-même. Il est pratiquement impossible d'objectiver simplement le niveau de sûreté en le ramenant à un ou quelques paramètres quantifiables. On peut toutefois, très schématiquement considérer que le niveau de sûreté réel d'un réacteur est la combinaison de trois facteurs : d'abord l'exigence qui s'applique à lui, qui fixe un niveau théorique, ensuite la marge qu'il présente, dans sa conception et son dimensionnement, vis-à-vis de cette exigence, et enfin l'écart qu'il présente en pratique vis-à-vis de cette marge visée par conception. Parallèlement au relèvement des exigences, la marge et l'écart que présente le réacteur par rapport à cette marge à son état « conforme » évoluent. C'est le cumul de ces évolutions qui détermine l'état réel de sûreté du réacteur au fil du temps. Il est donc essentiel de s'assurer, au delà du relèvement d'objectifs de sûreté, que les marges et le niveau de conformité sont suffisants pour atteindre ces objectifs.

Le problème posé, du point de vue de la sûreté, est bien celui de la cohérence entre les moyens qui seront mis en œuvre et les objectifs affichés. Il s'agit à la fois de déterminer le niveau nécessaire en matière de renforcements des dispositions de sûreté, de remplacement d'équipements ou de composants vieillissants, ou encore d'actions de vérification de la conformité, mais aussi de garantir la bonne qualité de leur réalisation.

Ces questions, qui peuvent être d'une grande complexité sur le plan technique, ne se posent pas que d'un point de vue conceptuel. En pratique, ces opérations ont un coût, qui peut évidemment varier très fortement en fonction des options retenues. Or, le choix industriel d'EDF en faveur de la prolongation repose sur le pari que l'impact du coût du « grand carénage » sur le coût de production des réacteurs sera suffisamment faible pour en garantir la rentabilité¹⁴, en entretenant le flou sur le contenu de ce programme industriel, susceptible de ne pas couvrir l'ensemble des coûts associés à la prolongation. Dès 2014, une étude détaillée de WISE-Paris portant sur les différents postes susceptibles de contribuer aux objectifs de renforcement et de garantie de conformité, et sur l'éventail de coût par réacteur susceptible d'en découler, a mis en évidence le risque d'un arbitrage implicite entre l'atteinte des objectifs fixés en matière de sûreté d'une part, et de rentabilité d'autre part¹⁵. Ce risque apparaît d'autant plus grand aujourd'hui que la pression exercée vis-à-vis de la rentabilité se révèle forte, d'autant plus qu'EDF « embarque » dans son programme un nombre élevé de réacteurs¹⁶.

À cette question du positionnement des actions à mettre en œuvre sur le plan industriel pour atteindre les objectifs s'ajoute celle, toute aussi cruciale, de la qualité de mise en œuvre de ces actions. Dans ce domaine, les signaux d'alerte se sont accumulés ces dernières années, tant sur le chantier du réacteur EPR que sur les opérations de remplacement de gros composants, sur la qualité de fabrication même de ces composants, ou encore sur la surveillance et la maintenance d'équipements vitaux pour la sauvegarde des réacteurs dans certaines situations d'accident.

14. EDF affirme ainsi que « le nucléaire existant est plus compétitif que tout autre moyen alternatif neuf » et que « sa prolongation au-delà de 40 ans est le moyen le plus économique comparé à tout moyen neuf, quel qu'il soit », voir EDF, *Le parc nucléaire en France : exploitation, maintenance et grand carénage*, présentation pour l'atelier « filière nucléaire » de la Direction générale de l'énergie et du climat pour l'élaboration de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, 11 janvier 2018.

L'exploitant semble retenir aujourd'hui un coût moyen de 800 millions d'euros par réacteur (45 milliards d'euros pour l'ensemble du parc, à l'exception de Fessenheim – voir plus loin), pour un « coût restant à engager », c'est-à-dire ne tenant compte que des dépenses supplémentaires générées par la prolongation de 33 €/MWh en moyenne.

15. WISE-Paris, *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français*, Rapport commandé par Greenpeace France, 2014. Cette étude a montré que la fourchette de coût moyen des opérations pouvait varier environ du simple au quintuple en fonction du degré de garantie recherché par rapport au rapprochement avec la sûreté de l'EPR. Le niveau d'environ 800 millions d'euros correspondant à l'estimation actuelle d'EDF représentait dans cette étude le bas de la fourchette et correspondait à une interprétation dégradée des exigences fixées.

16. WISE-Paris, *Trajectoire du parc nucléaire et transformation du système électrique – L'attentisme coupable de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)*, Rapport d'étude, 25 janvier 2019. La prolongation d'un nombre plus élevé de réacteurs a pour conséquence d'une part d'exercer une pression à la baisse sur les prix de marché (par effet d'excédent de capacité de production), et d'autre part d'augmenter le coût moyen de production du parc prolongé (plus il faut traiter de réacteurs, plus cela concerne nécessairement des réacteurs plus coûteux à prolonger) ; ces deux effets, combinés à d'autres facteurs, risquent concrètement de remettre en cause la capacité d'EDF à rémunérer au niveau nécessaire les réacteurs prolongés sur le marché.

D'une part, la capacité d'EDF à réaliser les opérations envisagées dans le cadre de la prolongation de fonctionnement avec le niveau de qualité nécessaire peut être mise en doute au vu de ce retour d'expérience et de l'échelle de ce chantier. D'autre part, l'apparition nouvelle de phénomènes de falsification et de fraude au sein de la filière nucléaire oblige à prendre ce risque supplémentaire en compte.

Enfin, la qualité de mise en œuvre ne réside pas que dans la bonne réalisation des opérations. S'agissant de réacteurs nucléaires vieillissants, et sortant de leur domaine initial de dimensionnement, la réalisation dans les meilleurs délais de ces opérations constitue également un enjeu important. Or sur ce point aussi, EDF a montré ces dernières années des signes inquiétants vis-à-vis de sa capacité à respecter les échéances prescrites par l'ASN ou prévues dans le cadre de ses propres engagements.

RECOMMANDATIONS

La prolongation de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au delà de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté s'inscrit dans une stratégie globale de gestion du parc nucléaire qui doit à la fois tenir compte des enjeux de politique énergétique pour la collectivité, de politique industrielle et de trajectoire financière pour EDF, et de maîtrise de la sûreté en toutes circonstances. Cette question s'aborde dans des conditions de pression extrêmement fortes, dues à l'absence d'anticipation de toute alternative à la prolongation, considérée comme la règle alors que la fermeture serait l'exception.

- ▶ ***La gouvernance du processus de décision sur la fermeture des réacteurs 900 MWe à l'échéance de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté ou la prolongation de leur fonctionnement des réacteurs devrait en priorité veiller à ce que l'absence d'alternative ne conduise pas à une prolongation par fait accompli.***
- ▶ ***Le processus de décision sur les modalités éventuelles de prolongation de fonctionnement doit permettre d'examiner les conditions de maîtrise de la sûreté indépendamment de toute considération sur la capacité industrielle et financière d'EDF, et d'identifier la pression qu'exercent ces considérations sur les exigences de sûreté.***
- ▶ ***Dans la perspective d'une éventuelle prolongation de fonctionnement, la maîtrise de la sûreté au niveau jugé nécessaire passe par la combinaison d'une exigence de résultats, au sens d'objectifs de sûreté révisés à atteindre avec une certaine marge de confiance, et d'une exigence de moyens sur le niveau de conformité et de qualité des travaux, et sur leurs délais de réalisation.***

2. Processus

La prolongation éventuelle de fonctionnement des réacteurs 900 MWe au-delà de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté constitue une décision importante à laquelle le public devrait participer, qu'il s'agisse d'en établir le principe ou d'en définir les modalités, à l'échelle générique comme de chaque réacteur. Pourtant, les dispositifs de concertation mis en place ou prévus semblent loin de répondre à cet enjeu.

La question s'est posée, depuis qu'EDF s'est engagé dans une stratégie de prolongation de fonctionnement de ses 58 réacteurs, de la nature du processus de décision associé, de l'information du public sur ce programme et de la participation du public à cette décision, telle qu'elle est prévue par la Charte constitutionnelle de l'environnement¹⁷, les dispositions européennes et diverses conventions internationales, dont celle d'Aarhus¹⁸. Aucun dispositif n'avait en effet été explicitement prévu pour cela : au contraire, les réexamens périodiques de sûreté des réacteurs ont jusqu'ici été conduits dans un cadre réglementaire ne prévoyant aucune disposition permettant l'information et la participation effective du public au sens où ces textes l'entendent.

Le projet de prolongation de fonctionnement des réacteurs est une décision complexe. D'une part, cette décision relève à la fois d'enjeux associés à la politique énergétique et renvoyant donc aux différents objectifs qu'elle se fixe comme la sécurité d'approvisionnement, la maîtrise des coûts, la lutte contre le changement climatique ou la cohésion sociale et territoriale¹⁹, et d'enjeux associés à la maîtrise industrielle du fonctionnement des installations nucléaires, et aux conditions de sûreté et de sécurité de ce fonctionnement. D'autre part, la décision articule une décision générique d'orientation relative à l'ensemble ou une partie du parc (par exemple, dans le cadre de la gestion de ce parc par paliers, l'ensemble des réacteurs de 900 MWe) avec des décisions d'application particulière au cas de chaque réacteur. Ces différentes dimensions devaient donc être prises en compte avant de définir les modalités de participation du public adaptées.

■ Champ de la participation

Le premier point appelle à distinguer la question de l'opportunité de prolongations au regard des enjeux économiques, sociaux et environnementaux, par rapport à d'autres options envisageables dans le cadre de la politique énergétique, et la question des modalités de mise en œuvre d'éventuelles prolongations au regard des risques et impacts à maîtriser, par rapport à différentes options techniques envisageables dans le cadre de cette prolongation. La décision d'opportunité peut notamment être soumise au public via la procédure de débat public conduite par la Commission nationale du débat public (CNDP), introduite par la loi en 1995²⁰ pour les grands projets, et élargie progressivement aux politiques d'aménagement ou d'environnement du Gouvernement en 2002, puis aux plans et programmes en 2010²¹.

La nature structurante du projet de prolongation de fonctionnement des réacteurs pour la politique énergétique nationale, et la nature mixte de son portage par une entreprise détenue à 83,7 % par l'État et agissant dans le cadre d'un Contrat de service public passé avec lui²², posent légitimement la question de l'assimilation de ce projet à un plan et programme, au sens précédent. Plus largement, le soutien du Gouvernement à une telle orientation pourrait être considéré comme inscrit dans une politique d'environnement. En d'autres termes, la question pouvait être posée d'un débat public spécifiquement consacré à ce projet, dans sa dimension générique.

L'application d'une procédure de débat public peut également être envisagée au titre de chaque projet de prolongation, à l'échelle d'un réacteur ou d'une centrale regroupant plusieurs réacteurs. Les critères fixés par la réglementation restreignent cette application, dans le champ des installations nucléaires, à la création d'un nouveau site de production nucléaire, ou d'un autre site nucléaire pour un investissement supérieur

17. L'article 7 de la loi constitutionnelle n° 2005-205 du 1^{er} mars 2005 relative à la Charte de l'environnement stipule que « toute personne a le droit, dans les conditions et les limites définies par la loi, d'accéder aux informations relatives à l'environnement détenues par les autorités publiques et de participer à l'élaboration des décisions publiques ayant une incidence sur l'environnement ».

18. Convention d'Aarhus sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement, signée le 25 juin 1998 par trente-neuf États dont la France.

19. Article L. 100-1 du Code de l'énergie relatif aux objectifs de la politique énergétique.

20. Loi n° 95-101 du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement, *Journal officiel*, 3 février 1995.

21. Loi n° 2002-276 du 27 février 2002 relative à la démocratie de proximité, *Journal officiel*, 28 février 2002 – puis loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, *Journal officiel*, 13 juillet 2010 (dite loi Grenelle 2).

22. République Française / EDF, *Contrat de service public entre l'État et EDF*, signé le 24 octobre 2005 pour une durée indéterminée.

à 300 M€²³. Au regard de l'assimilation introduite par l'ASN, en termes d'exigences, entre les réacteurs soumis à cette prolongation au-delà de leur durée de vie initialement projetée et de nouveaux réacteurs qui pourraient être construits pour les remplacer, et compte tenu du niveau d'investissement prévu par réacteur, la question pouvait là aussi se poser légitimement d'une adaptation des critères à ce projet inédit.

L'autre outil privilégié pour la participation du public est l'enquête publique. Celle-ci, par sa nature, se concentre davantage sur la question des modalités de mise en œuvre que d'opportunité du projet. Elle est également, dans sa forme juridique, attachée localement à un projet particulier, et ne permet pas de traiter la dimension générique. Celle-ci fait pourtant partie intégrante du processus d'instruction technique. Ainsi, le 4^{ème} réexamen périodique de sûreté des réacteurs 900 MWe fait l'objet d'un dossier d'orientation qui est produit dans le cadre d'une instruction générique associant l'exploitant EDF, l'ASN, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) dans son rôle d'évaluation technique, et les Groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR) et pour les équipements sous pression nucléaires (GPESPN) auprès de l'ASN. Mais aucune des étapes de ce processus d'instruction ne prévoit, à titre réglementaire, d'y associer la participation du public. La question posée était donc ici celle de l'éventuelle création d'une procédure dédiée, ou en tous cas adaptée au besoin de participation du public sur les modalités de prolongation du point de vue de la maîtrise des risques, dans leur dimension générique.

Le dernier volet à envisager est celui de la participation sur les modalités de mise en œuvre de la prolongation, dans leur application à chaque réacteur concerné. C'est à ce niveau que la procédure de l'enquête publique peut intervenir. Encore faut-il en définir précisément la forme : sur quel périmètre porte-t-elle, à quelle décision se rapporte-t-elle, sur quelle information se base-t-elle, à quel moment intervient-elle, etc. ? Les procédures d'enquête publique spécifiques applicables aux installations nucléaires de base (INB) concernent quatre objets ou situations : l'autorisation de création de l'installation, la modification selon la même procédure de cette autorisation en cas de changement significatif de l'installation, les rejets d'effluents et prélèvements d'eau (qui est depuis 2007 intégrée lorsque c'est possible en une seule procédure avec l'autorisation de création), et la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement de l'installation²⁴. C'est évidemment la modification de l'installation qui constitue la disposition la plus à même de couvrir le cas de la prolongation au delà du 4^{ème} RPS, ce qui reviendrait à assimiler les opérations nécessaires à cette prolongation à une modification « substantielle » au sens de l'article L. 593-14-II du Code de l'environnement²⁵.

Options retenues

La loi de 2015 relative à la transition énergétique²⁶ a écarté, bien que cette option ait été débattue dans le processus législatif, toute procédure de participation dédiée au projet de prolongation de fonctionnement, dans sa dimension générique. En particulier, l'option consistant à rendre obligatoire un débat public considérant celle-ci comme un plan ayant des incidences sur l'environnement n'a pas été retenue.

Cette même loi a toutefois introduit un dispositif de plan relatif à la politique énergétique, y compris son volet nucléaire, sous la forme d'une Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), visant à « *établir les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie* », en lien avec les objectifs généraux de la politique énergétique et les objectifs chiffrés fixés par la loi²⁷. Cette programmation est révisée tous les cinq ans, et porte sur une période prescriptive de cinq ans, et une période indicative de cinq ans supplémentaires.

Bien que cela n'ait pas été prévu par la loi de 2015, la PPE est désormais soumise à la procédure de débat public, en application de l'ordonnance du 3 août 2016 qui prévoit que la CNDP soit saisie de tout plan ou

23. Article R. 121-2 du Code de l'environnement relatif aux catégories d'opérations relatives aux projets d'aménagement ou d'équipement dont la Commission nationale du débat public est saisie de droit. On peut toutefois souligner que le projet de réacteur EPR, bien qu'implanté sur le site existant de la centrale nucléaire de Flamanville, a fait l'objet en 2005 d'un débat public.

24. Respectivement introduites par les articles L. 593-8 et L. 593-28 du Code de l'environnement.

25. Celui-ci stipule que « *une nouvelle autorisation [sous les mêmes formes que l'autorisation de création] est requise en cas de modification substantielle d'une installation nucléaire de base, de ses modalités d'exploitation autorisées ou des éléments ayant conduit à son autorisation. Le caractère substantiel de la modification est apprécié suivant des critères fixés par décret en Conseil d'État au regard de son impact sur la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 [sécurité et santé publiques, protection de l'environnement...]* ». L'article R. 593-47.-1 définit en application une modification substantielle comme « *un changement de sa nature ou un accroissement de sa capacité maximale* », « *une modification des éléments essentiels mentionnés à l'article L. 593-8* », ou « *un ajout, dans le périmètre de l'installation, d'une nouvelle installation nucléaire de base* ».

26. Loi n° 2015-992 du 17 août 2015, *op. cit.*

27. Article 176 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015, codifié aux articles L. 141-1 et suivants du Code de l'énergie.

programme de niveau national soumis par la loi à évaluation environnementale²⁸. À défaut d'une procédure dédiée au projet de prolongation de fonctionnement du parc, le principe d'un débat public relatif à la PPE offre potentiellement un cadre pour soumettre au débat, dans sa dimension générique, l'opportunité de cette prolongation.

Vis-à-vis de la dimension spécifique à chaque réacteur, la loi de 2015 a en revanche reconnu le caractère singulier du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (et des éventuels suivants), par rapport aux précédents, et précisé le dispositif qui devrait lui être associé : « *les dispositions proposées par l'exploitant lors des réexamens de sûreté au-delà de la trente-cinquième année de fonctionnement d'un réacteur électronucléaire sont soumises, après enquête publique, à la procédure d'autorisation par l'Autorité de sûreté nucléaire mentionnée à l'article L. 593-15 [du Code de l'environnement], sans préjudice de l'autorisation mentionnée au II de l'article L. 593-14 en cas de modification substantielle. Les prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire comprennent des dispositions relatives au suivi régulier du maintien dans le temps des équipements importants pour la sûreté. Cinq ans après la remise du rapport de réexamen, l'exploitant remet un rapport intermédiaire sur l'état de ces équipements, au vu duquel l'Autorité de sûreté nucléaire complète éventuellement ses prescriptions* »²⁹.

Malgré le caractère vertueux de ce principe, la question pratique de la forme de cette concertation sur les modalités de prolongation, au niveau de chaque réacteur reste entière. La loi ne définit en effet pas la procédure d'enquête applicable. Elle tranche toutefois la question du rattachement à une procédure d'autorisation assimilable à une modification substantielle, et devant par là même faire l'objet d'une modification par décret du décret d'autorisation de chaque installation nucléaire. Mais en éliminant cette option, elle renvoie à un vide juridique, puisqu'il n'existe pas dans le droit actuel de procédure d'enquête publique applicable à une décision de l'ASN de la nature visée (et même, à quelque décision de l'ASN que ce soit). De surcroît, en ne prévoyant pas qu'un décret d'application vienne définir les modalités de la procédure d'enquête publique qu'elle introduit, la loi ne permet pas de combler ce vide.

Figure 4 Participation du public aux décisions sur la prolongation de fonctionnement
Procédures de concertation retenues sur l'opportunité et les modalités, aux niveaux générique et particulier

	Opportunité	Modalités
Générique	Programme de prolongation / objectifs de la politique énergétique <i>Débat public d'orientation</i> Débat public sur la PPE	Programme d'actions sur le parc / exigences de sûreté de la prolongation <i>Concertation générique ?</i> Concertation informelle sous l'égide du HCTISN
Particulier	Prolongation de réacteur / objectifs de la politique énergétique <i>Débat public sur le projet (par réacteur ou site)</i> Pas de procédure	Programme d'actions sur le réacteur / exigences de sûreté de la prolongation <i>Enquête publique</i> Enquête publique à définir

Source : WISE-Paris - 2019

28. Article 2 de l'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement, *Journal officiel*, 5 août 2015. Cette disposition est codifiée à l'article L. 121-8-IV du Code de l'environnement.

29. Cette disposition de l'article 126 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 est insérée à l'article L. 593-19 du Code de l'environnement. Celui-ci, créé par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012, porte sur des modalités relatives aux réexamens périodiques de sûreté des installations nucléaires de base, et précisait simplement jusque là que l'exploitant adresse à l'ASN et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport de conclusion de l'examen, que l'ASN peut sur cette base imposer de nouvelles prescriptions, et qu'elle communique au ministre son analyse du rapport. On peut au passage noter que les procédures de deuxième et troisième réexamen périodiques de sûreté, qui concernent encore certains réacteurs des paliers plus récents que les réacteurs de 900 MWe, ne sont pas affectées par cette disposition : ainsi, l'absence d'enquête publique reste pour ces réexamens la règle.

Ainsi que le résume la [figure 4](#), la question des modalités de mise en œuvre de la prolongation de fonctionnement au niveau particulier de chaque réacteur est la seule pour laquelle le principe d'une procédure dédiée a été décidé – sans toutefois fournir un cadre d'application de cette procédure, qui n'existe pas dans le droit actuel. Cette enquête publique ne permet pas de traiter de l'opportunité de la prolongation au cas par cas, et aucune évolution réglementaire n'a été prévue pour élargir les critères du débat public à cette action au niveau de chaque réacteur ou site. Si l'opportunité peut théoriquement être abordée sous l'angle générique dans le cadre du débat public relatif à l'élaboration de la PPE, aucun cadre n'est en revanche défini pour une concertation au niveau national sur les modalités de mise en œuvre de la prolongation.

C'est de ces questions que s'est saisi en mars 2016 le HCTISN en constituant un groupe de travail sur la participation du public aux 4^{èmes} RPS des réacteurs de 900 MWe, dont les travaux se sont achevés en octobre 2017³⁰. Ces travaux, initialement plutôt orientés vers la nécessité de définir les modalités de l'enquête publique prévue par la loi, se sont rapidement tournés vers la question d'une concertation au niveau générique préalable à la tenue de ces enquêtes publiques. À l'issue de ces travaux, le HCTISN a pris l'initiative d'engager, sous son égide et conjointement avec l'ASN, l'IRSN, l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI) et EDF, cette concertation générique, ouverte du 3 octobre 2018 au 31 mars 2019.

/// Décisions stratégiques

Avant cette concertation, l'année 2018 a vu se tenir sous l'égide de la CNDP, dans le cadre de l'élaboration de la PPE portant sur la période 2019-2023 / 2024-2028, un débat public relatif à cette PPE. Cette concertation, engagée dans des conditions difficiles liées notamment au refus du Gouvernement de soumettre au débat un véritable projet de PPE et à la relative faiblesse des moyens alloués à l'organisation du débat, n'a pas réellement fourni le cadre nécessaire à une participation du public à la décision sur cette programmation, au sens de l'effectivité de cette participation, telle que la définit notamment la Convention d'Aarhus. À l'issue du débat tenu au printemps 2018, et de la remise par la CNDP du compte-rendu et du bilan du débat³¹, celle-ci a d'ailleurs déploré dans un communiqué l'absence de réponse précise dans la décision du Gouvernement sur les suites à donner au débat, ne « *permett[ant] pas d'apprécier les enseignements que les autorités publiques tirent du débat public* »³².

Ce constat est encore plus valide concernant la participation effective sur l'opportunité de prolongation de fonctionnement des réacteurs. Hormis un « atelier de controverse » entre experts consacré à la question du parc nucléaire actuel et de son devenir³³, aucun dispositif mis en place dans le cadre du débat public PPE n'a spécifiquement été dédié à cette question. Toutefois, tout en se bornant à constater dans sa décision post-débat que « *la baisse de la place du nucléaire dans le mix électrique reste clivante* », le Gouvernement s'engageait à ce que « *le calendrier permettant d'atteindre l'objectif de réduction à 50 % de la part de nucléaire dans la production électrique [soit] précisé* » dans la version finale de sa PPE.

Celle-ci a été présentée par le Ministère de la transition écologique et solidaire, dans une version qui reste soumise à l'avis de diverses instances et à une consultation par internet du public, le 25 janvier 2019³⁴. Le calendrier que cette PPE propose, loin d'être conforme à la loi, conduit au contraire à repousser à 2035 l'horizon d'atteinte de cette baisse à 50 %... et à prévoir de modifier la loi en conséquence³⁵.

30. HCTISN, *Travaux du groupe de travail « Participation du public aux 4^{èmes} réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe »*, octobre 2017.

31. CNDP, *Débat public Programmation pluriannuelle de l'énergie du 19 mars 2018 au 30 juin 2018 – Compte-rendu établi par le président de la Commission particulière du débat public*, 30 août 2018.

CNDP, *Débat public Programmation pluriannuelle de l'énergie du 19 mars 2018 au 30 juin 2018 – Bilan de la présidente de la Commission nationale du débat public*, 30 août 2018.

32. CNDP, *Communiqué des décisions - Séance plénière de la Commission nationale du débat public*, 5 décembre 2018. Cette réaction porte sur la Décision du 30 novembre 2018 consécutive au débat public sur la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie du Ministère de la transition écologique et solidaire, parue au *Journal Officiel* du 4 décembre 2018.

33. CNDP, *Débat public Programmation pluriannuelle de l'énergie du 19 mars 2018 au 30 juin 2018 – Atelier de controverse « Nucléaire et PPE »*, 28 mars 2018 (vidéo mise en ligne le 3 avril 2018), avec la participation de B. Laponche (Global Chance), O. Lamarre (EDF), T. Veyrenc (RTE) et Y. Marignac (négaWatt et WISE-Paris).

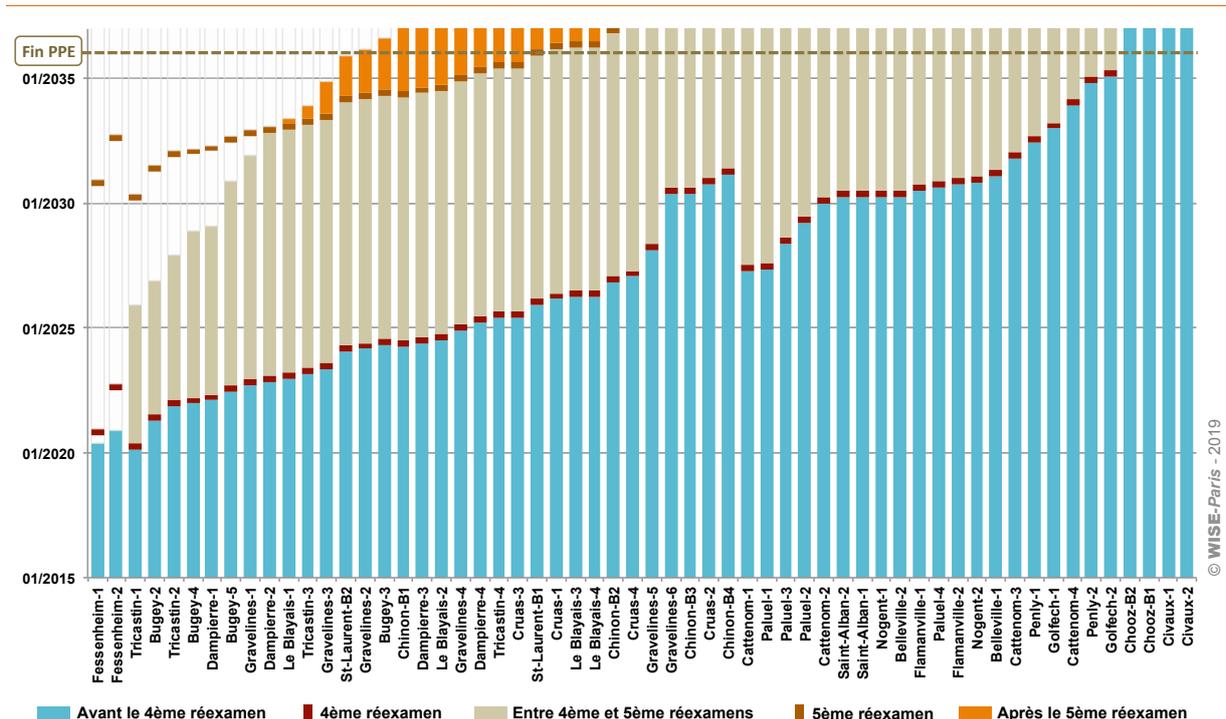
34. Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), *Stratégie française pour l'énergie et le climat – Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 - 2024-2028*, projet pour consultation, 25 janvier 2019.

35. Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES), *Projet de loi énergie climat*, projet soumis à consultation pour avis du Conseil économique, social et environnemental (CESE) et du Conseil national de la transition écologique (CNTE) en février 2019.

Ce projet entérine, alors même que l'opportunité n'a pas réellement été débattue, et de manière totalement déconnectée des modalités de mise en œuvre de cette prolongation, qui ne sont pas connues et sur lesquelles la concertation n'a pas eu lieu, le principe d'une poursuite de fonctionnement massive au delà du seuil des « 40 ans ».

La figure 5 présente une simulation de la trajectoire de fermeture et de prolongation de fonctionnement des réacteurs conformément au rythme fixé par le projet de PPE³⁶. Ce projet n'explique en fait que le rythme annuel de fermeture de 14 réacteurs en tout sur la période allant de 2020 à 2035, sans désigner un ordre de fermeture – la PPE se contente sur ce point de fournir une liste de sites prioritaires qui comprend toutes les centrales abritant les réacteurs de 900 MWe. Aucune analyse de l'hétérogénéité éventuelle de la situation des réacteurs 900 MWe vis-à-vis des exigences du 4^{ème} RPS, du fait des spécificités qu'ils peuvent présenter, de leur implantation ou de leur histoire n'est proposée.

Figure 5 Trajectoire nucléaire proposée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie*
Fermetures et prolongations de réacteurs conformément à la trajectoire fixée pour la période 2019-2035



* L'ordre retenu pour cette simulation est, après la fermeture prévue des deux réacteurs de Fessenheim, celui d'un ordre de fermeture intervenant par palier de puissance, puis au sein de chaque palier par ordre croissant d'échéance de réexamen périodique de sûreté.

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, MTES, 2019

La trajectoire proposée conduit pratiquement à prolonger le fonctionnement de tous les réacteurs, hormis les deux tranches de Fessenheim, au-delà de l'échéance de leur 4^{ème} RPS. Elle anticipe donc – et contraint, en regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement, d'émissions de gaz à effet de serre ou de coûts – des décisions systématiquement favorables de l'ASN. Elle prévoit même déjà le fonctionnement d'un grand nombre de réacteurs, dont une bonne dizaine avant l'horizon de 2035 auquel elle se projette, au delà du 5^{ème} RPS. Dans la trajectoire proposée, même si les 14 réacteurs fermés sont les plus anciens, les 44 réacteurs encore en service en 2035 atteignent au moins 49,3 années de fonctionnement en moyenne.

Cette trajectoire, bien qu'elle s'éloigne fortement de l'orientation fixée par la loi en 2015, reste en-deçà de la stratégie qu'EDF souhaite et n'a cessé de chercher à imposer.

36. Voir pour plus de détails WISE-Paris, janvier 2019, *op. cit.*

Dans sa contribution au débat public sur la PPE, EDF a rappelé son objectif de prolonger tous ses réacteurs au moins jusqu'au 5^{ème} RPS, renvoyant toute fermeture (hormis le cas particulier de Fessenheim) au-delà de 2029, et ne manquant pas de rappeler la nécessité de préparer la poursuite du fonctionnement et d'anticiper les investissements nécessaires à cette prolongation³⁷.

C'est d'ailleurs ce qu'EDF a fait non seulement sur le plan industriel et financier, en engageant bien avant l'échéance des procédures du 4^{ème} RPS les premières actions de son programme de « grand carénage », mais également sur le plan comptable. Ainsi, « en 2016, EDF a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires étaient réunies pour considérer dans ses comptes que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (à l'exception de la centrale de Fessenheim) était dorénavant de 50 ans »³⁸. L'exploitant a donc totalement préempté, exerçant par la même une pression politique et économique considérable, les décisions à venir sur la prolongation de fonctionnement ou l'arrêt des réacteurs de 900 MWe.

Modalités génériques

Le HCTISN n'a pas jugé utile d'interroger cette situation. Il a au contraire entériné, en préambule de sa réflexion sur les principes pour l'organisation de la participation du public au processus de décision sur le sujet, le fait que « l'objet de la participation du public porte sur les dispositions proposées par l'exploitant (...) en vue de la poursuite du fonctionnement des réacteurs à l'occasion de leur 4^{ème} réexamen périodique », et donc en aucun cas sur le principe même de cette prolongation³⁹. C'est autour de cet objet qu'il a jugé qu'« une participation continue du public est nécessaire », incluant une étape de concertation sur la phase générique puis des « consultations du public avant l'autorisation des modifications dans le cadre du réexamen périodique »⁴⁰, et enfin l'enquête publique telle que prévue par la loi de 2015.

La concertation générique mise en place par le HCTISN est en pratique organisée par un comité d'orientation, composé de cinq personnalités désignées par lui, et par un comité opérationnel rassemblant EDF, l'ASN, l'IRSN et l'ANCCLI. Aucune information précise n'est fournie sur les rôles et responsabilités respectifs de ces instances, et encore moins sur les règles de fonctionnement qui s'appliquent à elles⁴¹.

Cette concertation se consacre donc aux dispositions proposées par EDF. Bien qu'elle porte ainsi sur un objet qui, par sa fermeture même à toute discussion sur son opportunité ou même sur ses alternatives, échappe au champ de la procédure du débat public, cette analogie est recherchée par le HCTISN, qui a souhaité à ce titre que deux personnalités soient désignées par la CNDP pour être les garantes de ce dispositif.

Bien qu'étant largement partie prenante à l'organisation du débat, c'est EDF qui est donc placé, suivant cette analogie, dans le rôle du maître d'ouvrage. La note de réponse aux objectifs du 4^{ème} RPS (dite NRO)⁴², tient lieu de dossier du maître d'ouvrage : ni cette épaisse note technique, produite pour les besoins de l'instruction réglementaire du dossier, ni la synthèse qu'en a tirée EDF ne répondent pourtant vraiment à cet usage. Ce document est complété par différentes notes et avis fournis par l'ASN et l'IRSN, ainsi que par l'ANCCLI.

37. CNDP / EDF, *Débat public Programmation pluriannuelle de l'énergie du 19 mars 2018 au 30 juin 2018 – Cahier d'acteur d'EDF*, cahier d'acteur n° 43, mai 2018. EDF y explique devoir « anticiper des arrêts avant l'échéance des 60 ans, nécessairement à l'échéance d'une visite décennale, moment où des investissements importants sont engagés pour répondre aux nouvelles exigences de sûreté exprimées par l'ASN » et donc « envisag[er] certains des arrêts dès le début des échéances des cinquièmes visites décennales, à partir de 2029 ».

38. EDF, *Lettre d'actualisation 2018 du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires*, 27 juin 2018. Le détail de ce changement de règle comptable est présenté dans les notes annexes aux états financiers d'EDF SA au 31 décembre 2016.

39. Annexe 4 relative aux « Principes pour l'organisation de la participation du public à l'occasion des 4^{èmes} réexamens périodiques des réacteurs », document validé en séance plénière du 27 juin 2017, in HCTISN, octobre 2017, *op. cit.*

40. Le HCTISN semble en réalité n'avoir développé aucune proposition relative à cette disposition, qui renvoie en réalité au principe de consultations menées par l'ASN dans le cadre de décisions liées à des modifications non substantielles (c'est-à-dire hors enquête publique liée à une révision du décret d'autorisation de création), conformément aux articles L. 593-14 et 15 du Code de l'environnement ; cette disposition apparaît en fait sans objet.

41. Le site consacré à la concertation se contente d'indiquer que « le comité d'orientation (...) définit le processus et oriente la mise en œuvre de la concertation », tandis que « le comité opérationnel (...) met en œuvre la concertation avec l'appui d'une entreprise spécialisée dans les démarches de communication et de concertation ». Quant au HCTISN, il « s'assur[e] notamment que la concertation soit réalisée dans le respect des principes qui ont été définis [nota : par lui] pour assurer une bonne participation du public ».

42. EDF, *Note de réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe*, 5 septembre 2018.

Plus fondamentalement, aucune garantie sérieuse n'est apportée sur la prise en compte des contenus de la concertation dans le processus d'instruction technique en cours. Le seul principe fixé est que « l'ASN et les autres parties intéressées rendent publique la façon dont elles prennent en compte le bilan de la concertation sur la phase générique, rédigé par le ou les garants de la CNDP » (aucune précision n'est apportée sur l'établissement éventuel d'un compte rendu du débat). Ce principe ne fait toutefois l'objet d'aucune obligation formelle et opposable.

Outre que cette concertation, par son absence d'assise juridique, n'est engageante pour aucune des parties prenantes, elle est formellement dissociée du processus d'instruction, en dehors des éventuelles passerelles que sont prêtes à faire les trois acteurs qui y participent – EDF, l'ASN et l'IRSN. Seul ce dernier a veillé, de manière inédite, à apporter dans le cadre d'un certain nombre de ses avis techniques sur différentes parties du dossier en cours d'instruction des réponses non seulement aux termes des saisines de l'ASN, mais aussi des questionnements issus du dialogue technique engagé depuis 2014 sur le sujet⁴³.

L'instruction technique a en réalité débuté dès 2013, si ce n'est plus tôt, avec une première lettre de position très générale de l'ASN sur le 4^{ème} RPS pour le parc⁴⁴, puis la remise par EDF de son Dossier d'orientation du réexamen périodique pour le palier 900 MWe, qui a dans une première phase été complété et amendé jusqu'à mi-2014. Plusieurs lettres de position spécifiques à ce dossier ou l'articulant avec d'autres thématiques (comme la prise en compte du retour d'expérience de Fukushima) ont été prises par l'ASN jusqu'en 2018, avec un premier positionnement sur la NRO d'EDF ; une partie d'entre elles seulement semble accessible au public⁴⁵.

La concertation voulue par le HCTISN n'intervient donc que très tardivement dans le processus. Et si l'instruction technique se poursuit à un rythme soutenu en vue de permettre à l'ASN de rendre son avis générique final pour la fin de l'année 2020 (il était initialement attendu en 2016), ce n'est plus pour amender les orientations générales mais pour approfondir l'instruction sur un certain nombre de sujets techniques soulevant des difficultés spécifiques. Aucune information précise sur l'échange technique entre les acteurs concernés n'est versée à la consultation en cours.

Restreinte à l'enjeu des modalités prévues par EDF pour se conformer aux orientations que fixera l'ASN dans le cadre d'une prolongation de fonctionnement dont le principe est considéré comme acquis, et privée d'articulation identifiable et prescriptive avec la procédure d'instruction technique en cours, la concertation n'a pas véritablement trouvé de dimension nationale. Si les 13 réunions publiques organisées par les Commissions locales d'information (CLI) des sites possédant des réacteurs de 900 MWe ont rencontré un certain succès auprès des populations locales, la participation est restée relativement confidentielle à l'échelle nationale au regard de l'enjeu⁴⁶.

Application par réacteur

À l'issue de cette concertation générique sans réelle effectivité, la question se pose de l'effectivité et de la forme des enquêtes publiques prévues par la loi de 2015. Le HCTISN semble avoir au final très peu exploré cette question. Deux difficultés majeures apparaissent pourtant à ce sujet.

La première est que l'enquête publique n'est à ce jour une procédure qui ne s'applique aux installations nucléaires de base que dans le cadre de décisions relevant d'un décret signé par le ministre en charge de la

43. Ce dialogue technique, co-organisé par l'IRSN et l'ANCCLI puis à partir de 2017 avec l'ASN, a comporté huit réunions et un séminaire entre 2014 et 2018. Les questionnements retenus par l'Institut et ses réponses sont synthétisés dans IRSN, *Concertation à l'occasion du 4ème réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe du parc électronucléaire français – Foire aux questions*, octobre 2018.

44. ASN, 28 juin 2013, *op. cit.*

45. On peut mentionner les lettres de position suivantes :

- ASN, *Lettre de position relative aux orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrième visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe*, CODEP-DCN-2014-010622, 10 mars 2014 ;
- ASN, 20 avril 2016, *op. cit.* ;
- ASN, *Lettre de position relative aux réacteurs électronucléaires - EDF - Maîtrise des accidents graves : « noyau dur » post-Fukushima et durée de fonctionnement des réacteurs*, CODEP-DCN-2017-014451, 19 juillet 2017 ;
- ASN, *Lettre de position relative aux réacteurs électronucléaires – EDF – Note de réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe*, 28 septembre 2018.

46. Aucune réunion publique n'a été organisée dans un autre lieu que ces sites fortement concernés par l'enjeu, où le gros des participants a été constitué des salariés ou retraités d'EDF et de publics déjà sensibilisés, tels que les membres d'associations. La plateforme mise en place par le HCTISN pour une participation en ligne n'a enregistré, au 28 mars 2019, qu'un total de 230 contributions sur les différents sujets ouverts, pour un nombre de participants s'élevant à peine à plus de 300 au maximum (et sans doute moins, certains participants étant probablement communs entre les différents thèmes).

sûreté nucléaire. Le choix qui consiste à introduire pour le 4^{ème} RPS et les suivants le principe d'une enquête publique, sans assimiler systématiquement la décision éventuelle de prolongation qui s'ensuit à une modification substantielle appelant révision du décret d'autorisation de création, n'est de ce point de vue pas cohérent avec le droit existant⁴⁷. La conséquence est qu'aucune définition réglementaire des modalités d'enquête publique applicables dans cette situation ne semble exister.

La seconde, corollaire de la première, est que la forme et la nature de la décision à laquelle doit se rattacher l'enquête publique ne sont pas évidentes à définir. D'une manière générale, le processus de réexamen périodique n'appelle pas d'obligation de décision, au sens d'un acte prescriptif réglementaire, de la part de l'ASN : si elle a le pouvoir de formuler des prescriptions attachées à la poursuite d'exploitation, la seule obligation qui lui est faite est de rendre compte, dans un rapport remis au ministre, de son analyse du rapport de réexamen remis par l'exploitant. Toutefois, comme le souligne un représentant d'EDF, « *ni les prescriptions émises par l'ASN, ni le rapport transmis au ministre ne s'apparentent à des autorisations, même implicites, de poursuite du fonctionnement pour dix années supplémentaires* »⁴⁸.

Pour répondre à ce problème, la loi de 2015 a prévu que la prolongation au-delà du 4^{ème} RPS (et éventuellement, des réexamens suivants) soit de manière systématique assimilée à une modification notable, soumise à une procédure d'autorisation par une décision de l'ASN. Cette disposition introduit donc le caractère systématique d'une décision post-RPS de l'ASN, qui ne s'applique pas pour les réexamens précédents, et l'application d'un délai réglementaire d'instruction de la demande d'autorisation⁴⁹. Il fixe également la nature du dossier de demande d'autorisation, qui doit contenir « *les mises à jour rendues nécessaires* » des différents documents réglementaires remis au titre de l'autorisation de création d'une part, et de l'autorisation de mise en service d'autre part⁵⁰.

La question posée reste néanmoins celle du champ et de l'insertion des dispositions soumises à cette procédure d'autorisation. En effet, la loi se réfère aux « *dispositions proposées par l'exploitant lors des réexamens de sûreté* », que l'on peut légitimement comprendre comme les dispositions de contrôle de conformité, d'analyse du vieillissement ou encore de renforcement des dispositifs de sûreté que l'exploitant projette de mettre en œuvre, à l'occasion notamment de la visite décennale, dans le cadre du 4^{ème} RPS : cette interprétation, qui conduirait à placer l'autorisation avant le déploiement des principales actions jugées nécessaires à la prolongation, est évidemment la plus logique.

Le HCTISN a toutefois choisi une autre interprétation, portant sur les dispositions proposées par l'exploitant à l'issue du réexamen : ainsi, seules les dispositions relatives au suivi dans le temps de l'installation seraient soumises à la concertation, une fois toutes les actions de vérification et de renforcement effectuées...

Par ailleurs, les décisions de l'ASN relatives à des modifications notables ne sont pas dans la réglementation actuelle soumises à enquête publique mais à une simple consultation, sauf si la modification considérée est soumise à une obligation d'évaluation environnementale⁵¹, ce qu'aucune disposition ne semble explicitement prévoir à ce jour pour les dispositions issues du réexamen périodique de sûreté.

47. Il faut souligner ici que si la loi de 2015 ne prévoit pas que la prolongation soit de manière systématique assimilée à une modification substantielle, elle ne l'exclut pas non plus.

48. Varescon, M., « La durée de fonctionnement des centrales nucléaires après 40 ans : quels enjeux pour l'industrie nucléaire », in Pontier, J.-M., Roux, E. & Jaeger, L. (Dir.), *Droit nucléaire – L'industrie nucléaire*, Presses universitaires d'Aix-Marseille, 2018, pp. 107-120. Il est signalé que « *les propos émis dans ce document n'engagent que l'auteur* », qui est responsable du Pôle droit nucléaire au sein de la Direction juridique énergies d'EDF.

49. L'article 2 du décret n° 2019-190 du 14 mars 2019 codifiant les dispositions applicables aux installations nucléaires de base, au transport de substances radioactives et à la transparence en matière nucléaire, *Journal officiel*, 16 mars 2019, crée un article R. 593-58 du Code de l'environnement précisant cette disposition. Celui-ci est théoriquement fixé à six mois, que l'ASN peut toutefois proroger si elle l'estime nécessaire pour compléter l'instruction ou introduire des prescriptions complémentaires. Il est porté à un an dans le cas où l'autorisation visée fait l'objet d'une évaluation environnementale.

50. L'article 2 du décret n° 2019-190 du 14 mars 2019, *op. cit.*, codifie ces dispositions à l'article R. 593-56 du Code de l'environnement. Ces documents incluent potentiellement le rapport de sûreté, l'étude d'impact, l'étude de maîtrise des risques, les règles générales d'exploitation, le plan de démantèlement, etc.

51. L'article 2 du décret n° 2019-190 du 14 mars 2019, *op. cit.*, crée un article R. 593-57-I du Code de l'environnement portant cette disposition.

L'introduction de cette disposition laisse donc ouvertes un certain nombre de questions cruciales sur les modalités pratiques de l'enquête publique prévue par la loi. Outre la question de l'insertion dans le processus d'une procédure d'évaluation environnementale, et donc potentiellement d'une étude d'impact associée qui ne semble pas à ce stade discutée dans le cadre de l'instruction, la question du contenu du dossier d'enquête publique, celle de son périmètre géographique ou encore celle de son insertion temporelle dans le processus de réexamen périodique restent apparemment sans réponse. Ces questions ne se posent d'ailleurs pas que dans une perspective locale ou nationale : lorsque les incidences environnementales sont susceptibles de concerner la population d'autres États au titre d'éventuelles conséquences transfrontalières, la participation de ces populations aux décisions doit être garantie, en conformité avec la Convention d'Espoo⁵².

RECOMMANDATIONS

Les dispositions déployées pour permettre la participation du public à la décision sur les prolongations de fonctionnement des réacteurs 900 MWe, depuis qu'EDF s'est engagé dans cette stratégie, n'ont pas été suffisantes. Aucun débat public n'a véritablement eu lieu sur l'opportunité de ce programme avant que le Gouvernement n'entérine, dans son projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie, une trajectoire de poursuite d'exploitation de tous les réacteurs autres que Fessenheim au-delà de leur 4^{ème} réexamen périodique. Les modalités génériques de cette prolongation n'ont été abordées que dans une concertation sans aucune assise juridique, centrée sur les dispositions proposées par EDF plutôt que sur les exigences d'objectifs et de moyens à lui fixer, et la procédure d'enquête publique prévue pour l'application de ces dispositions à chaque réacteur reste très confuse.

- ▶ *L'absence de véritable concertation sur l'opportunité, conclue par une décision de prolonger le fonctionnement des réacteurs au-delà du 4^{ème} réexamen périodique, ne doit pas empêcher de conditionner cette prolongation au respect d'exigences fortes de renforcement de la sûreté.*
- ▶ *La concertation générique, consacrée aux dispositions prévues par EDF pour la poursuite de fonctionnement au-delà du 4^{ème} réexamen périodique, n'a pas suffisamment éclairé les conditions dans lesquelles ces prolongations doivent être autorisées. Un travail d'explicitation doit se poursuivre pour apporter les garanties nécessaires sur le niveau d'exigence réellement mis en œuvre.*
- ▶ *Le processus d'enquête publique applicable au 4^{ème} réexamen périodique doit être clarifié, en faisant porter la concertation là où elle est pertinente : il s'agit d'examiner les dispositions d'étude, de contrôle et de renforcement prévues par EDF dans le cadre de ce réexamen avant l'autorisation de leur mise en œuvre, plutôt que les dispositions de suivi en exploitation qui s'appliquent après la prolongation.*

52. Convention d'Espoo sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement dans un contexte transfrontière, signée le 25 février 1991 par trente États dont la France.

3. Objectifs

Les exigences de sûreté associées au 4^{ème} réexamen périodique sont exprimées en termes d'objectifs généraux, dont la formulation tend vers celle des objectifs fixés pour les réacteurs de nouvelle génération tels que l'EPR, sans la rejoindre pour autant. Une véritable comparaison des exigences applicables passe toutefois par une analyse plus détaillée, tant au niveau des autorisations réglementaires que des dispositions techniques retenues.

Comme le rappelle l'exploitant dans le cadre de la consultation, « EDF a retenu comme orientation générale de tendre vers les objectifs de sûreté nucléaire fixés pour les réacteurs de dernière génération dont le réacteur de référence EDF est l'EPR-Flamanville 3 »⁵³. EDF ne fait en réalité par cette déclaration que se conformer à la ligne directrice fixée dès 2013 par l'ASN, qui a depuis régulièrement parlé de se rapprocher « aussi près que possible du niveau d'exigence de l'EPR »⁵⁴. Depuis qu'EDF a annoncé en 2008 la décision stratégique d'opter pour cette prolongation afin de retarder l'investissement dans un nouveau parc, c'est bien ainsi que l'enjeu a été présenté au grand public : du point de vue de la sûreté, la prolongation de fonctionnement des réacteurs existants devrait fournir à la population française (et aux populations concernées dans les pays voisins) une sûreté équivalente à celle atteinte par la construction d'un nouveau parc de réacteurs dits de « 3^{ème} génération »⁵⁵.

Tout au long du processus et jusqu'à aujourd'hui, les expressions « aussi près que possible » ou « tendre vers » n'ont cependant jamais été clairement définies : en l'absence de référentiel pour objectiver ce point, l'appréciation de la suffisance des mesures proposées est entièrement laissée à l'ASN. Quel est l'esprit d'une telle attente ? S'agit-il de définir un écart minimal à respecter pour obtenir l'autorisation de prolongation, dans une logique d'obligation de résultat ? Ou s'agit-il d'aller aussi près qu'industriellement viable, dans une logique d'obligation de moyen, ce qui implique que la condition ne peut être bloquante, l'ASN ne pouvant alors pas demander d'atteindre un objectif si ce n'est pas industriellement raisonnable ? Dans le deuxième cas, la logique suivie ne serait pas si différente des réexamens précédents.

Cette question ne se pose pas seulement d'un point de vue théorique : elle doit surtout s'apprécier en termes de réalisations concrètes. Indépendamment même des considérations sur l'usure, la vétusté ou l'obsolescence des structures, des systèmes et des équipements qui composent les réacteurs actuellement en service par rapport à ceux que l'on peut intégrer dans de nouvelles constructions, la conception même des réacteurs oppose une certaine résistance au changement : adaptée à l'atteinte des objectifs fixés à l'époque, et même optimisée d'une certaine manière par rapport à cette exigence, elle se prête mal à un saut important du point de vue de ces objectifs. Il est par exemple difficile, et en grande partie impossible, de revoir les principaux ouvrages de génie civil pour les renforcer, ou d'introduire une redondance des principaux systèmes de sauvegarde. D'autres types de modifications sont alors nécessaires, ce qui introduit non seulement un écart inévitable par rapport à de nouveaux réacteurs du point de vue des objectifs atteints, mais aussi du point de vue des moyens mobilisés pour atteindre ces objectifs.

Objectifs généraux

Les objectifs de sûreté visés pour les réacteurs au-delà du quatrième réexamen périodique de sûreté sont toutefois présentés, en général, d'une manière très globale qui ne permet pas de saisir pleinement ce type d'enjeu. Ils se concentrent sur une formulation quantitative du niveau de réduction du risque d'accident espéré. Il s'agit par exemple, vis-à-vis du risque posé par le cœur du réacteur, de « tendre vers des niveaux de conséquences radiologiques ne nécessitant pas la mise en œuvre de mesures de protection de la population » pour les accidents sans fusion du cœur, de « viser un risque de fusion du cœur global incluant les agressions de quelques 10⁻⁵/année.réacteur », ou encore de « rendre le risque de rejets précoces ou importants extrêmement improbable » et de prendre des mesures pour « éviter des effets durables dans l'environnement » pour les accidents avec fusion du cœur⁵⁶.

53. EDF, 4^e réexamen périodique des centrales 900 MWe - Synthèse de la note de réponse aux objectifs, octobre 2018.

54. ASN, 28 juin 2013, *op. cit.*

55. Ce point concerne bien les objectifs de sûreté assignés à ce type de réacteurs : on n'entre pas ici dans la discussion sur la capacité de ces réacteurs, compte tenu de leur design plus complexe, de leur réalisation plus difficile et des problèmes de compétence montrés par la filière nucléaire, à atteindre eux-mêmes dans la réalité un niveau de sûreté conforme à ces objectifs.

56. EDF, 5 septembre 2018, *op. cit.*

L'ASN considérait pourtant dès 2016 que la démarche d'EDF n'était pas satisfaisante « *au regard de l'exigence de rechercher "un niveau de risque aussi faible que raisonnablement possible"* » et demandait à EDF de justifier que « *l'impact radiologique de l'ensemble des accidents du domaine de dimensionnement, du domaine complémentaire et liés aux agressions est aussi faible que raisonnablement possible* »⁵⁷.

Des expressions de même type sont utilisées pour caractériser la réduction du risque d'accident associé à la perte de refroidissement du combustible en piscine de désactivation, potentiellement tout aussi grave qu'un accident touchant le cœur. Ainsi, pour les accidents concernant le bâtiment combustible, il s'agit de « *viser un risque de découverture des assemblages de combustibles en piscine de quelques 10⁶/année réacteur, tous initiateurs confondus* »⁵⁸, ou encore de « *rendre le découverture des assemblages de combustible lors de vidanges accidentelles et de perte de refroidissement extrêmement improbable* »⁵⁹. En 2013, l'ASN considérait que « *la possibilité d'étendre la durée du fonctionnement des réacteurs devra être examinée au regard de "l'élimination pratique" du risque de fusion du combustible dans le bâtiment combustible* ». Cette position était reprise dans son avis de 2016.

Si ces objectifs s'inscrivent dans une amélioration de la sûreté, ils rendent difficilement compte du progrès qu'ils cherchent à atteindre par rapport à l'état actuel d'exigences applicables aux réacteurs existants. Il faudrait pour cela indiquer – ce qu'aucun des documents relatifs aux objectifs de la prolongation au-delà du 4^{ème} réexamen périodique ne propose –, quel est par comparaison cet état actuel d'exigences. L'une des raisons pour lesquelles cette comparaison n'est pas proposée est peut-être qu'elle s'avère en réalité difficile, dans la mesure où les exigences applicables aux réacteurs 900 MWe en fonctionnement restent fondées sur les exigences introduites à leur conception, posées dans des termes très différents de ceux que l'on considère aujourd'hui. Ces réacteurs ont été conçus, et mis en service pour certains d'entre eux, à une époque où l'on pensait exclue la possibilité d'un accident de fusion du cœur comme celui survenu il y a précisément quarante ans à Three Mile Island⁶⁰, tandis que le réacteur EPR de Flamanville 3 est le premier réacteur conçu en France pour tenir compte des enseignements de la catastrophe de Tchernobyl, survenue seulement sept ans plus tard⁶¹.

/// Définition des exigences

Cette différence apparaît notamment de manière très nette dans les décrets d'autorisation de création (DAC) respectif de ces réacteurs de génération différente. Ainsi, le DAC de l'EPR énonce clairement un certain nombre d'exigences dans des termes proches des objectifs généraux évoqués ci-dessus. Il prévoit notamment que le réacteur « *doit être conçu, construit et exploité de manière à empêcher la survenue des situations suivantes : (...) les accidents avec fusion du cœur pouvant conduire à des rejets radioactifs précoces importants* » ; il prescrit également, « *en cas de situation d'accident avec fusion du cœur à basse pression, de n'avoir recours qu'à des mesures de protection de la population très limitées en étendue et en durée* »⁶². Aucune disposition similaire n'apparaît dans les DAC des réacteurs du palier 900 MWe, dont les autorisations ont été délivrées dans le cadre de référence de l'époque⁶³.

Ces décrets énoncent plutôt l'objectif de protection vis-à-vis du risque d'accident de réacteur en termes de taux admissible de fuite. Le DAC de Tricastin, dont la tranche 1 sera la première à entrer dans le processus du 4^{ème} RPS, prescrit ainsi que « *l'enclauement de confinement sera en particulier conçue pour supporter, sans perte d'intégrité, les sollicitations résultant d'un accident consistant en la rupture circonferentielle complète et soudaine d'une tuyauterie du circuit primaire avec séparation totale des extrémités. Dans les conditions de cet*

57. ASN, 20 avril 2016, *op. cit.*

58. EDF, 5 septembre 2018, *op. cit.*

59. EDF, octobre 2018, *op. cit.*

60. La fusion partielle de cœur (environ 45 %) sans rupture de l'enclauement survenue le 28 mars 1979 sur le réacteur n° 2 de la centrale de Three Mile Island, aux États-Unis, intervient alors que les cinq premiers réacteurs du palier CPO sont déjà en fonctionnement, et que 23 autres réacteurs de 900 MWe sont déjà en construction.

61. Le projet de réacteur EPR (à l'époque, pour European pressurized reactor) a été lancé conjointement par la France et l'Allemagne à la fin des années quatre-vingt pour développer un réacteur plus robuste au risque de fusion complète du cœur, suite à la catastrophe survenue sur le réacteur n° 4 de la centrale de Tchernobyl, en Ukraine, le 26 avril 1986. Tous les réacteurs 900 MWe français, à l'exception de Chinon B3 et B4, avaient déjà démarré à cette date ; même la conception des réacteurs des paliers suivants, dont les plus récents ont été mis en fonctionnement à la fin des années quatre-vingt-dix, était déjà trop avancée pour tenir suffisamment compte de ce retour d'expérience.

62. 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), *Journal officiel*, 11 avril 2007.

63. Les décrets d'autorisation de création des 34 réacteurs 900 MWe ont été pris en à peine plus de dix ans, entre le 3 février 1972 (Fessenheim 1 et 2) et le 7 octobre 1982 (Chinon B3 et 4).

accident, le taux de fuite maximal de l'enceinte sera inférieur à 0,3 p. 100 par jour de la masse de gaz contenue dans cette enceinte »⁶⁴.

Le DAC de l'EPR, au-delà de l'objectif général rappelé ci-dessus, porte également des exigences précises sur ce point. Il impose que « toute fuite de la paroi interne de l'enceinte de confinement est collectée et filtrée avant rejet dans l'environnement ». Par ailleurs, l'enceinte de l'EPR doit être « conçue et réalisée de telle manière que son étanchéité est assurée : - sans nécessiter à court terme d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte, y compris après un accident de fusion du cœur ; - en cas de déflagration globale de la quantité maximale d'hydrogène qui pourrait être contenue dans l'enceinte de confinement au cours d'un accident de fusion du cœur à basse pression ». Il introduit donc, tant vis-à-vis de la gamme des situations à prendre en compte que des objectifs d'étanchéité, des exigences spécifiques et renforcées, qui n'existent pas actuellement pour les réacteurs du parc, dont les objectifs généraux ne suffisent pas à rendre compte.

Le constat sur les écarts dans la formulation des exigences au niveau du DAC est encore plus grand pour ce qui concerne les bâtiments combustible, qui abritent la piscine de désactivation du combustible dont est équipée chaque réacteur. L'attention était en effet, à l'époque du déploiement des réacteurs 900 MWe, beaucoup plus portée à la prévention des risques associés aux phénomènes mettant en jeu la réactivité du combustible dans le cœur, et donc au bâtiment réacteur, qu'au problème associé à la chaleur résiduelle et au risque d'échauffement des combustibles après déchargement.

Ainsi, le DAC Tricastin se contente sur ce point de préciser que « le stockage et toute manutention des éléments combustibles neufs ou irradiés devront être réalisés de manière à exclure tout risque de criticité et à limiter les risques d'échauffement et de chute pouvant endommager le combustible. Ils devront en outre être conçus et exploités de façon à limiter les conséquences d'accidents ou de défauts des éléments combustibles ». Par comparaison, le DAC de l'EPR de Flamanville impose que « le bâtiment qui abrite le râtelier d'entreposage sous eau du combustible dispose : - de systèmes de ventilation assurant son confinement dynamique en condition d'exploitation normale et en cas d'accident de manutention d'un assemblage combustible ; - d'un dispositif permettant de détecter les fuites issues d'une perte éventuelle d'étanchéité du cuvelage de la piscine du râtelier. Ce bâtiment est par ailleurs conçu pour collecter les fuites éventuelles de la piscine du râtelier et des tuyauteries connectées à la piscine ».

Dans le cadre du relèvement des exigences envisagé dans le cadre du 4^{ème} RPS des réacteurs 900 MWe, et de l'objectif général de rapprochement avec les exigences applicables à l'EPR, certaines dispositions prévues par les décrets d'autorisation de ces réacteurs apparaissent clairement obsolètes. Ainsi, ces décrets nécessitent d'être modifiés, s'il s'agit d'amener au niveau réglementaire de Flamanville 3 les exigences précisant le type de dispositions à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs généraux de réduction du risque d'accident et du niveau de conséquences de l'accident pour les populations et pour l'environnement.

Outre les exigences de cette nature, les décrets peuvent également définir des exigences relatives aux moyens de protection contre certaines agressions externes. Le décret EPR stipule notamment, vis-à-vis de la chute d'avion, que « les bâtiments pouvant contenir du combustible nucléaire, deux divisions abritant des systèmes redondants permettant d'assurer l'accomplissement des trois fonctions fondamentales de sûreté (...), la salle de commande principale et la station de repli du réacteur sont protégés physiquement par une paroi externe en béton armé ». Les DAC des réacteurs 900 MWe n'apportent aucune précision de ce type, à l'image de celui de Tricastin : « l'installation devra être protégée par des dispositions constructives suffisantes contre les chutes d'aéronefs qui pourraient se produire sur le site de la centrale ».

L'introduction tardive dans la conception et la mise en place de la « coque avion » qui protège notamment la piscine de désactivation du combustible du réacteur Flamanville 3 obéit clairement à une autre logique que la démarche strictement probabiliste qui s'applique pour les réacteurs existants⁶⁵. Celle-ci n'a conduit en pratique à ne retenir qu'une exigence de protection contre les avions légers (aviation dite générale) d'une partie seulement des bâtiments critiques.

64. Décret n° 76-594 du 2 juillet 1976 autorisant la création par Électricité de France de quatre tranches de la centrale nucléaire du Tricastin dans le département de la Drôme, *Journal officiel*, 4 juillet 1976.

65. Cette démarche est formalisée pour les réacteurs à eau pressurisée dans la Règle fondamentale de sûreté RFS n° I.2.a du 5 août 1980 relative à la prise en compte des risques liés aux chutes d'avion. Celle-ci définit trois familles d'aviation (l'aviation générale, concernant les aéronefs légers, de moins de 5,7 tonnes, l'aviation militaire et l'aviation commerciale, comprenant les avions de ligne), et définit pour les cibles potentielles (bâtiment réacteur et piscine notamment) un seuil de coupure de 10⁻⁶/an par réacteur en dessous duquel le risque n'a pas à être pris en compte.

En particulier, le seuil de coupure probabiliste pouvait conduire à écarter l'analyse de ce risque sur la partie haute des bâtiments combustible. Aussi, l'ASN a demandé en 2016 à EDF de « démontrer l'élimination pratique du risque de fusion des assemblages de combustible entreposés dans les piscines du bâtiment combustible vis-à-vis du risque de chute d'aéronefs de l'aviation générale, sans écarter ces situations sur la seule base d'une considération probabiliste »⁶⁶.

Cette disposition n'est évidemment pas du tout équivalente à la disposition retenue pour l'EPR. D'une part, il s'agit dans le cas des anciens réacteurs de vérifier l'absence de conséquences inacceptables d'une chute affectant le bâtiment combustible, au lieu d'empêcher cette chute d'atteindre le bâtiment combustible dans le cas de l'EPR. D'autre part, la structure de béton mise en place pour l'EPR vise à le protéger, bien au delà de l'aviation générale, contre tous les types d'avion, y compris donc de l'aviation commerciale.

C'est bien à cette généralisation que doit conduire le dépassement de la logique de coupure probabiliste en vigueur jusque là, au profit d'une démarche déterministe postulant le cas d'une chute d'avion, indépendamment de sa probabilité, dès lors où celle-ci est possible. Il faut également souligner que dans le cas de l'EPR, cette démarche converge avec la préoccupation que représente la chute d'avion du point de vue de la sécurité, c'est-à-dire de la protection contre les actes de malveillance : la cohérence exige que le rapprochement des exigences applicables aux réacteurs existants, dans le cadre de leur éventuelle prolongation de fonctionnement, avec les exigences en vigueur pour l'EPR s'exerce aussi dans ce domaine⁶⁷.

/// Défense en profondeur

L'analyse qui précède liaison met en évidence le lien très fort qui relie les exigences sur des objectifs généraux de sûreté, et les exigences sur le type de dispositions que l'on peut plus concrètement mettre en œuvre pour les atteindre. L'expression d'objectifs sous la forme très générale proposée dans le cadre de la concertation sur le 4^{ème} RPS des réacteurs 900 MWe est évidemment utile pour situer l'ordre de grandeur du gain de sûreté, et donc en toute logique des efforts attendus. Elle est cependant d'une portée très limitée pour apprécier le niveau réel de progrès qui pourra être associé aux renforcements mis en œuvre dans le cadre de la prolongation de fonctionnement au delà du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté, pour deux raisons.

En premier lieu, l'expression globalement probabiliste des objectifs recherchés ne reflète intrinsèquement pas bien la démarche mise en œuvre pour renforcer la démonstration de sûreté, quand celle-ci repose prioritairement, dans la doctrine en vigueur pour les installations françaises, sur une approche déterministe⁶⁸. En d'autres termes, le gain observé d'un point de vue probabiliste n'est pas nécessairement une bonne mesure (voire, n'est nécessairement pas une bonne mesure) de l'évolution réelle de la démarche et de la démonstration de sûreté. C'est donc bien l'articulation des différentes dispositions retenues pour améliorer la sûreté et tendre vers les nouveaux objectifs fixés, dont une partie au moins reposent sur cette démarche déterministe, avec l'atteinte de ces objectifs probabilistes qui doit être explicitée et expliquée si elle doit pouvoir être discutée.

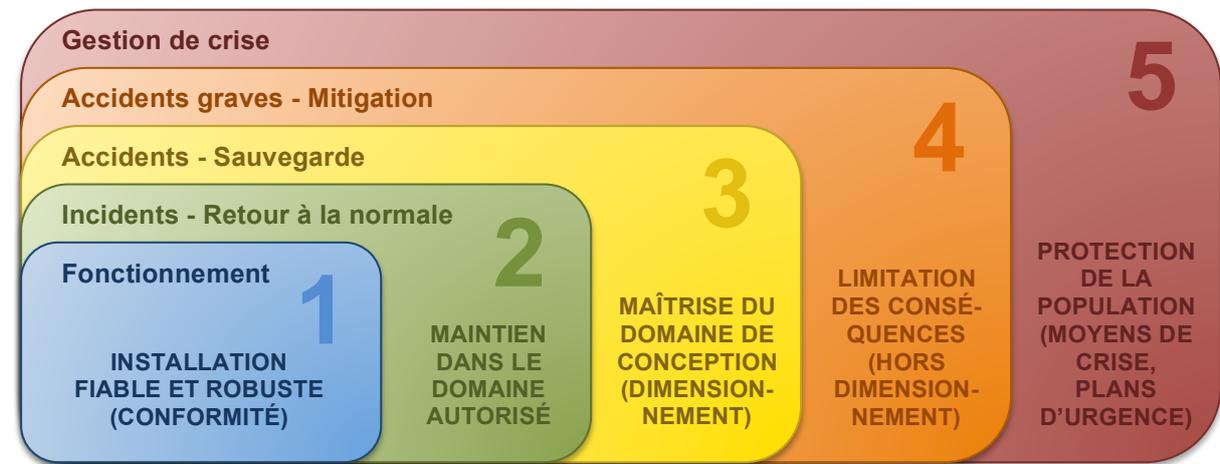
La seconde raison concerne, en lien avec la précédente, la question de la répartition de l'effort de renforcement entre différentes dispositions envisageables. Il est en effet possible, pour aboutir à un résultat jugé équivalent en termes de niveau global de risque (ou plutôt de probabilité d'accident et de conséquences associées), d'agir plus ou moins fortement sur les différents niveaux emboîtés participant à l'atteinte de ce résultat. La sûreté des réacteurs nucléaires est ainsi structurée par un principe de défense en profondeur, comme le résume le schéma de la figure 6 : la logique de cette démarche est que chaque niveau associe des moyens nécessaires à la gestion d'une situation résultant de la défaillance ou de l'insuffisance des moyens prévus au niveau inférieur.

66. ASN, 20 avril 2016, *op. cit.*

67. Le secret qu'imposent de manière très large les autorités sur ces questions, notamment sur le niveau des « menaces de référence » en matière d'actes de malveillance contre lesquelles la protection des différentes installations serait exigée, empêche toute analyse plus avancée sur cette question, qui n'en reste pas moins majeur en regard du niveau de vulnérabilité comparé des réacteurs existants et de l'EPR. Voir sur ce point Becker, O., Besnard, M., Boilley, Lyman, E., MacKerron, G., Marignac, Y., & Zerbib, J.-C., *Résumé du rapport – La sécurité des réacteurs nucléaires et des piscines d'entreposage du combustible en France et en Belgique, et les mesures de renforcement associées*, rapport commandé par Greenpeace France, octobre 2017.

68. D'autres pays, comme les États-Unis, fondent beaucoup plus que la France l'ensemble de leur démarche de sûreté sur une approche probabiliste, basée sur le déploiement d'études probabilistes de sûreté (EPS). En France, celles-ci sont utilisées comme une vérification a posteriori du bien fondé des options de sûreté retenues, plutôt que comme un guide pour la conception de ces options.

Figure 6 Sûreté et défense en profondeur
Niveaux 1 à 5 de la doctrine de défense en profondeur appliquée à la sûreté des réacteurs nucléaires



Source : WISE-Paris, 2014 (d'après IRSN, 2011)

La démarche s'applique au niveau de la qualité de conception et de réalisation de l'installation (niveau 1), de la maîtrise des règles d'exploitation pour limiter les situations accidentelles (niveau 2), de la mise en œuvre de sauvegarde pour empêcher les situations accidentelles retenues au dimensionnement de déboucher sur des situations d'accident grave (niveau 3), des moyens de gestion des accidents graves pour en limiter les conséquences (niveau 4), et des moyens de gestion de crise et de protection des populations quand ces conséquences ne sont pas limitées (niveau 5).

En vertu de cette démarche de défense en profondeur, le risque de se trouver dans les situations prévues à un niveau donné est le produit du risque de sortir des situations prévues à chacun des niveaux inférieurs. En d'autres termes, le même niveau de risque d'accident majeur, nécessitant la mise en œuvre de mesures importantes de protection de la population, peut s'atteindre aussi bien en renforçant la robustesse intrinsèque de l'installation, qu'en renforçant les moyens destinés à gérer les accidents graves et à limiter leurs conséquences (empêcher qu'ils deviennent des accidents majeurs). Toutefois, même si le résultat, exprimé en termes de risque global, peut sembler identique, les deux évolutions ne sont pas équivalentes : la répartition des moyens le long de la chaîne de risque constitue un facteur d'appréciation important.

À la conception, un équilibre des différentes couches est recherché : dans la mesure du possible, la sûreté ne doit pas reposer beaucoup plus sur une couche que sur les autres. Lorsque l'on cherche à augmenter la sûreté a posteriori, on va renforcer certaines couches plutôt que d'autres, et créer une pondération différente des niveaux de défense en profondeur. Ainsi, même si le niveau de sûreté peut être renforcé, la sûreté obtenue, reposant sur une répartition déséquilibrée des niveaux de défense en profondeur ne saurait être équivalente à la sûreté d'une installation conçue avec un poids réparti équitablement entre chaque niveau de défense en profondeur.

Ainsi, les objectifs généraux fixés pour le réacteur EPR par rapport aux objectifs en vigueur pour les réacteurs de 900 MWe, et donc désormais fixés aussi pour leur prolongation de fonctionnement au-delà du 4^{ème} RPS, visent principalement à réduire significativement le risque de situations correspondant au niveau 5, et dans une certaine mesure le risque de situations correspondant au niveau 4 (particulièrement celle conduisant à des rejets consentis et considérés comme faibles dans l'environnement).

Dans le réacteur EPR, l'atteinte de cet objectif repose, par rapport aux réacteurs existants, sur un renforcement réparti sur l'ensemble des niveaux de la défense en profondeur : une installation se voulant plus robuste⁶⁹, une redondance et un niveau de fiabilité se voulant plus élevé des trains de secours (c'est-à-dire des systèmes destinés à assurer la sauvegarde du réacteur en situation accidentelle), ou encore un dispositif inédit de

69. Cet aspect ne concerne pas que le dimensionnement général de l'installation, qui se traduit par exemple dans le niveau de renforcement des grands ouvrages de génie civil, mais également dans des détails beaucoup plus diffus : c'est par exemple le cas de l'objectif de conception, même s'il n'a pu être que partiellement tenu sur le chantier de l'EPR de Flamanville, de la réalisation de tous les ancrages de chemins électriques ou de canalisations par coulage et ferrailage dans les voiles de béton pendant leur construction, plutôt que par aposition et vissage sur les murs une fois ceux-ci construits.

récupérateur de corium, destiné à limiter les conséquences d'un accident grave, même en cas de fusion d'une partie importante voire de tout le cœur.

En comparaison, les options disponibles pour renforcer la sûreté des réacteurs existants sont beaucoup plus limitées. Il est en particulier difficile de renforcer de manière significative le niveau de fiabilité et de robustesse intégré à la conception et dans la construction du réacteur. L'essentiel de l'effort se porte alors sur deux niveaux.

Il s'agit en premier lieu du renforcement de la prévention des accidents graves, c'est-à-dire de la robustesse des moyens de sauvegarde à des aléas plus importants que ceux du dimensionnement initial : il s'agit de renforcer à la fois le champ des systèmes, structures et composants (SSC) protégés par des dispositions contre des aléas ou des agressions externes, et le niveau d'aléas ou d'agressions externes contre lequel ces protections visent à être efficaces. L'augmentation de la redondance, même si elle ne peut être que limitée, est un moyen complémentaire de renforcement à ce niveau.

Le second levier est le renforcement des moyens de gestion des accidents graves, qui repose a priori sur le renforcement de la tenue des systèmes, structures et composants nécessaires à cette gestion aux conditions d'un accident grave, mais peut aussi s'appuyer sur l'introduction de dispositions complémentaires.

C'est à ce niveau qu'intervient le concept de « noyau dur », introduit par l'IRSN à l'issue de l'examen des rapports produits par les exploitants dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) conduites après la catastrophe nucléaire survenue à Fukushima-Daiichi, au Japon, le 11 mars 2011⁷⁰. L'objectif est de « renforcer la capacité des opérateurs à conserver la maîtrise des fonctions vitales de sûreté des installations sensibles afin d'éviter des rejets massifs »⁷¹. La mise en œuvre consiste à définir un nombre limité d'équipements, dimensionnés à un niveau significativement supérieur d'aléas et d'agressions que les systèmes en place dans les réacteurs, afin de conserver notamment, même dans des situations fortement dégradées, des capacités ultimes d'alimentation électrique et de refroidissement en eau du réacteur et de la piscine, ainsi que des moyens de gestion de crise.

Ce principe et l'élaboration des moyens à déployer sur les réacteurs pour le mettre en œuvre relèvent formellement d'un processus distinct de celui du 4^{ème} réexamen. Néanmoins, le déploiement des dispositions « noyau dur » est évidemment de nature à contribuer à l'atteinte des objectifs généraux qui orientent le 4^{ème} RPS des réacteurs de 900 MWe, et il est à ce titre valorisé dans ce processus. Il convient toutefois de noter que, vis-à-vis de l'équilibre des dispositions entre les différents niveaux de la défense en profondeur, et donc de la robustesse d'ensemble de cette démarche, l'introduction de ces dispositions ne peut pas être considérée comme équivalente à un renforcement portant davantage sur les premiers niveaux.

Dispositions majeures

Dans la perspective d'une éventuelle prolongation, des choix doivent être faits sur la traduction concrètes en nouvelles dispositions des objectifs généraux qui forment depuis le début du processus les orientations du 4^{ème} RPS. Certains points semblent faire encore l'objet de discussions entre EDF et l'ASN dans le cadre de l'instruction technique du dossier. Mais aucune indication précise n'est fournie au public sur les critères qui permettront de caractériser in fine sur le niveau des exigences de sûreté appliquées aux réacteurs 900 MWe à l'issue du réexamen et de statuer sur le fait qu'il s'est suffisamment rapproché ou non de celui de l'EPR. Sans explicitation claire de ces critères en amont des décisions que prendra l'ASN, il existe un risque important que des écarts importants soient finalement acceptés.

Pour évaluer les écarts susceptibles de subsister entre les exigences de sûreté retenues à la fin du 4^{ème} réexamen et celles applicables aux nouveaux réacteurs, il est nécessaire d'entrer plus dans le détail. Quelques exemples sont développés ici.

Une des modifications majeures envisagées dans le cadre du 4^{ème} RPS consiste à mettre en place un dispositif d'étalement et de refroidissement du corium, à l'image du récupérateur de corium installé sur l'EPR. La description donnée par EDF dans sa note de réponse aux objectifs du réexamen est très succincte⁷². En l'état de l'information publiée, des interrogations demeurent sur l'écart d'objectif entre ce nouveau dispositif et celui

70. IRSN, *Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations*, Rapport IRSN n° 679, tome 1/2 et 2/2, Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les usines des 8, 9 et 10 novembre 2011.

71. IRSN, *Renforcer la sûreté des installations nucléaires françaises à la suite de l'accident de Fukushima : le concept de « noyau dur » de sûreté*, note d'information, 22 novembre 2013.

72. EDF, 5 septembre 2018, *op. cit.*

qui est en place pour l'EPR à Flamanville. L'ASN note dans sa lettre de position sur cette note que le dispositif prévu par EDF permettra de « réduire le risque de percement du radier »⁷³. Par comparaison, le DAC de Flamanville 3 prescrit qu'« afin d'éviter la traversée du radier de l'enclaustrage en cas d'accident de fusion du cœur, un dispositif permettant la récupération et le refroidissement sur le long terme de la matière radioactive fondue provenant du réacteur nucléaire est mis en place »⁷⁴. L'écart est évident, et d'autant plus grand que l'incertitude sur la possibilité de déployer efficacement un dispositif de cette nature dans l'enclaustrage de réacteurs qui n'ont pas été conçus pour cela, et sur le comportement de ce dispositif est importante.

En ce qui concerne les piscines d'entreposage des bâtiments combustibles, l'ASN a rappelé à diverses reprises, et notamment en 2016, que pour les réacteurs actuels, « malgré les améliorations définies lors des réévaluations successives de sûreté (réexamens de sûreté et ECS), la conception de l'entreposage et de la manutention sous eau du combustible usé en piscine de désactivation est et restera en écart notable avec les principes de sûreté qui seraient appliqués à une nouvelle installation »⁷⁵.

Il est ainsi acté que les piscines des bâtiments d'entreposage du combustible du parc en exploitation n'atteindront pas le niveau de sûreté attendu pour l'EPR. Par contre, l'écart restant n'est pas quantifié ni explicité. Comme évoqué plus haut, un écart majeur entre les conceptions des piscines du parc d'un côté, et de l'EPR de l'autre, réside dans le génie civil du bâtiment : contrairement aux piscines du parc, la piscine de l'EPR est protégée par une coque avion. L'étude de la faisabilité d'une « bunkérisation » des piscines du parc, seule susceptible d'amener réellement les réacteurs existants au même niveau que l'EPR sur ce point, ne semble avoir été ni menée par EDF, ni demandée par l'ASN. Un autre écart notable concerne l'implantation des bâtiments : alors que le bâtiment combustible de l'EPR de Flamanville s'insère entre le bâtiment réacteur et la falaise, ces mêmes bâtiments sont extrêmement exposés à des agressions externes sur certains sites actuellement en exploitation.

L'ASN stipulait également en 2016 que des compléments de démonstration sont nécessaires, notamment en terme de « limitation des effets des accidents non maîtrisés ». Or EDF n'apporte pas de réponse sur ce point dans sa note de réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique. La limitation des effets des accidents non maîtrisés ne fait d'ailleurs pas partie des objectifs fixés par EDF dans cette note.

L'ASN indique également que « des études de réévaluation de la sûreté de ces piscines doivent être conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs et [que] la possibilité d'étendre la durée du fonctionnement des réacteurs devra être examinée au regard de "l'élimination pratique" du risque de fusion du combustible dans le bâtiment combustible ». Aucune démonstration relative à cette « élimination pratique » du risque ne semble avoir été publiée. Dans sa note de réponse, EDF ne mentionne une telle démonstration que par rapport au risque de chute d'aéronefs de l'aviation générale sur le voile le plus exposé de la piscine. Ceci ne paraît pas constituer une réponse suffisamment complète à la demande spécifique de l'ASN⁷⁶, qui précisait qu'EDF devait démontrer l'élimination pratique sans écarter « sur la seule base d'une considération probabiliste » (ce que réintroduit indirectement la notion de voile le plus exposé) les situations de chute d'aéronefs de l'aviation générale. Surtout, l'élimination pratique du risque de fusion du combustible en piscine devrait être examinée toutes causes confondues.

/// Multiplication des écarts

Outre les écarts majeurs qu'introduit ainsi la transposition à l'état des bâtiments des réacteurs 900 MWe de dispositions constructives intégrées dès la conception dans le réacteur EPR de Flamanville, de nombreuses autres sources d'écarts existent. Ces nombreux écarts ne sont en général pas explicités dans les éléments fournis au public pour apprécier les dispositions proposées dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique.

De tels écarts peuvent notamment survenir dans les hypothèses retenues dans les études, avec un impact sur le niveau de marge. Par exemple, un délai opérateur de 30 minutes est retenu dans les études de sûreté de l'EPR⁷⁷. Dans le cadre du 4^{ème} réexamen des réacteurs de 900 MWe, ce délai est conservé au niveau en vigueur

73. ASN, 28 septembre 2018, *op. cit.*

74. Décret n°2007-534 du 10 avril 2007, *op. cit.*

75. ASN, 20 avril 2016, *op. cit.*

76. Demande SUR n° 29 de l'ASN, lettre de position du 20 avril 2016, *op. cit.*

77. Le « délai opérateur » désigne le délai considéré pour l'intervention de l'opérateur : en règle générale, plus ce délai est long, et plus la démonstration de sûreté est robuste. Le délai considéré dans la démonstration de sûreté en vigueur pour le parc actuel est de 20 minutes pour une intervention depuis la salle de commande, et de 35 minutes pour une intervention dans un local le nécessitant dans l'installation. Ces délais ont été respectivement portés à 30 minutes et 60 minutes dans la démonstration de sûreté de l'EPR.

jusque là de 20 minutes, le délai de 30 minutes est seulement regardé au titre d'étude de sensibilité. Il en est de même des études de robustesse. Ainsi, en prenant un délai opérateur plus long, les marges prises sur l'EPR sont plus importantes que pour le parc.

Des écarts de qualité sont également à attendre. C'est par exemple le cas pour ce qui concerne la procédure de qualité applicable aux gros composants et à l'ensemble des équipements relevant de la réglementation relative aux équipements sous pression nucléaire (ESPN). Suites aux importants changements sur les exigences de qualification issus de la réglementation introduite en 2005⁷⁸, toute nouvelle installation est soumise à ces nouvelles règles alors que les réacteurs du parc continueront, en cas de prolongation, à fonctionner avec des composants fabriqués selon l'ancienne réglementation, moins exigeante en matière d'assurance qualité.

Cette différence est apparue dans le traitement des différents problèmes de qualité mis en évidence dans la fabrication de gros composants par l'usine de Creusot-Forge, après la révélation en avril 2015 d'un problème de concentration trop élevée de carbone dans les calottes supérieure et inférieure de la cuve du réacteur EPR à Flamanville. Le cas de cette cuve, relevant des règles de qualification postérieures au changement de réglementation en 2015, a justement nécessité un dossier de justification en appui d'une demande de dérogation, la qualité insuffisante de fabrication ne permettant pas son homologation⁷⁹. Aucune démarche réglementaire de ce type n'a été mise en œuvre pour les composants en service dans les réacteurs du parc qui se sont avérés présenter des taux de carbones trop élevés, ce qui concernait notamment des fonds de générateurs de vapeur dans 16 réacteurs de 900 MWe⁸⁰. Leur qualité pouvant être affectée, une analyse technique a été menée, mais leur qualification selon la réglementation en vigueur à l'époque de la fabrication de ces composants n'était pas remise en cause.

Un autre point de vigilance important concerne l'impact des modifications réalisées à posteriori sur la stratégie de défense en profondeur, qui doit être examinée de façon systémique. Un des principes essentiels de la défense en profondeur est que les différentes couches qu'elle met en œuvre doivent être indépendantes les unes des autres. Il ne s'agit pas seulement d'un principe de bon équilibre dans l'effort que fait porter la démarche de maîtrise des risques sur chacun des niveaux, mais également de bonne articulation technique entre les dispositions introduites à chacun des niveaux. L'introduction de nouvelles dispositions, surtout lorsqu'elles apparaissent structurantes, peut nuire à la cohérence, et rendre l'installation plus complexe ou plus fragile.

Les systèmes dits RIS/RRA de l'EPR, qui mettent en jeu le circuit d'injection de sécurité d'une part (RIS), et le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) sont conçus pour pouvoir évacuer la puissance résiduelle du bâtiment réacteur en situation accidentelle, sans devoir faire face comme dans les réacteurs actuels à une telle montée en pression de l'enceinte qu'un éventage est nécessaire. Celui-ci s'opère sur les réacteurs en service par un filtre dit U5, qui limite mais n'empêche pas le rejet de radioactivité au cours de cette procédure.

Pour améliorer la sûreté du parc, EDF prévoit de mettre en place un nouveau dispositif, appelé EAS-U (pour « ultime »), qui vise à remplir la même fonction d'évacuation de la puissance résiduelle sans éventage en cas de fusion du cœur que RIS/RRA sur l'EPR. L'ajout d'un tel dispositif, non prévu à la conception, peut avoir un impact sur le reste de l'installation. L'ASN indique par exemple qu'EDF pourrait « être amené à déplacer ou supprimer certaines dispositions existantes sur les réacteurs afin de pouvoir mettre en place les dispositions EASu »⁸¹.

Ces quelques sujets montrent la nécessité de disposer, dans le cadre du débat, d'un tableau comparatif des écarts d'exigences subsistants, afin de faire apparaître clairement ce qu'il manquera aux réacteurs de 900 MWe en sortie de réexamen pour atteindre le niveau d'exigences applicable à de nouvelles installations. Il faudrait également expliquer pourquoi ces écarts ne sont pas résorbés et en quoi une prolongation au-delà du 4^{ème} réexamen de l'exploitation des réacteurs serait acceptable malgré la persistance de ces écarts.

Voir IRSN, *Réacteurs électronucléaires – EDF – Paliers 900 et 1450 MWe - Impact des événements PCC et des délais opérateur de l'EPR FA3 appliqués aux réacteurs du parc en exploitation*, Avis IRSN/2018-00217, 30 juillet 2018

78. Arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires, remplacé et abrogé par l'arrêté du 3 septembre 2018 modifiant certaines dispositions applicables aux équipements sous pression nucléaires et à certains accessoires de sécurité destinés à leur protection, *Journal officiel*, 23 septembre 2018.

79. À l'issue d'une longue instruction technique, l'ASN a conclu favorablement, voir Décision n° 2018-DC-0643 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 9 octobre 2018 autorisant la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur EPR de la centrale nucléaire de Flamanville (INB n° 167).

80. ASN, *Certains générateurs de vapeur de réacteurs d'EDF pourraient présenter une anomalie similaire à celle de la cuve de l'EPR de Flamanville*, note d'information, 23 juin 2016.

81. ASN, 19 juillet 2017, *op. cit.*

RECOMMANDATIONS

Les orientations du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté des réacteurs 900 MWe s'appuient sur des objectifs généraux qui s'approchent, sans les atteindre totalement, des objectifs fixés pour décliner les exigences de sûreté du réacteur EPR. Ce relèvement, très significatif par rapport aux objectifs fixés dans les décrets d'autorisation des réacteurs existants, nécessite leur modification pour trouver toute sa portée réglementaire. L'écart restera toutefois important entre un réacteur de conception ancienne, renforcé notamment par des moyens de sauvegarde et de gestion ultimes, et un réacteur intégrant dès son origine un niveau de robustesse et de protection sensiblement plus important. À ce titre, la déclinaison de ces exigences dans l'évolution des dispositions techniques doit par ailleurs faire l'objet d'une explication précise, depuis les choix en matière de nouveaux dispositifs (protection de la piscine, ralentisseur de corium) jusqu'aux différences qui subsistent dans les règles d'étude.

- ▶ *Le changement proposé du point de vue des exigences de sûreté à l'occasion du 4^{ème} RPS des réacteurs 900 MWe vise un renforcement significatif par rapport aux dispositions réglementaires prévues dans leurs décrets d'autorisation (DAC), qui devrait donc se refléter dans leur modification.*
- ▶ *L'atteinte d'objectifs généraux aussi proches que possible de ceux de l'EPR passe néanmoins, s'agissant de réacteurs conçus dans un tout autre référentiel, par une stratégie très différente du point de vue des moyens mis en œuvre et de l'ensemble de la démarche de défense en profondeur. Cette différence, et ses implications, doivent être explicitées.*
- ▶ *La déclinaison des exigences générales se traduit en réalité par de nombreux écarts, depuis la conception ou les objectifs spécifiques assignés à certaines dispositions majeures, jusqu'au détail des niveaux d'exigence de conformité d'équipements importantes ou d'hypothèses importantes dans les règles d'étude. L'ensemble de ces écarts et leurs implications doivent être explicités.*

4. Marges

Le relèvement des exigences de sûreté associé au 4^{ème} réexamen ne peut être apprécié qu'en caractérisant également l'évolution des marges dont devraient disposer les réacteurs 900 MWe vis-à-vis de ces exigences à l'issue du réexamen, par rapport aux marges dont ils disposaient vis-à-vis d'exigences précédentes. Ce facteur est d'autant plus important compte tenu de la perte inévitable de certaines marges par rapport à l'état de ces réacteurs à l'origine.

L'amélioration des objectifs de sûreté, indépendamment de la discussion précédente sur la distance qui peut séparer les objectifs atteints dans le cadre du 4^{ème} RPS des objectifs visés pour un réacteur de type EPR, ne doit pas être mécaniquement comprise comme une amélioration réelle de la sûreté. C'est pourtant ce à quoi s'emploient différents acteurs, dont EDF qui fait régulièrement référence à sa démarche d'« *amélioration continue de la sûreté* »⁸², et affirme bien sûr que « *le 4^{ème} réexamen périodique des centrales nucléaires de production d'électricité des réacteurs 900 MWe (...) s'accompagne de l'amélioration significative de la sûreté nucléaire de chacun des réacteurs concernés* »⁸³.

Il est pourtant difficile de considérer que la sûreté d'une installation nucléaire, à condition de lui appliquer une démarche de réévaluation régulière de ses objectifs de sûreté et de renforcement, peut voir sa sûreté s'améliorer indéfiniment au fil du temps. La raison pour laquelle cela n'est en réalité pas possible est que d'autres facteurs jouent contre ces facteurs d'amélioration. Si des dispositifs nouveaux peuvent effectivement être mis en place pour augmenter la capacité d'une installation à faire face à des aléas, d'autres phénomènes peuvent réduire cette capacité, à commencer par son vieillissement. Le bilan réel pour la sûreté est bien celui de l'effet croisé de ces différents phénomènes, et l'amélioration théorique peut n'être que fictive.

Dans tous les cas, une installation ancienne n'est pas identique à une installation neuve. Ce qui est en jeu ici, ce sont les marges dont dispose un réacteur vis-à-vis de ses exigences de sûreté. À l'heure du 4^{ème} RPS, les marges prises à l'origine dans la conception et la réalisation ont été en partie consommées. Comme l'écrivait l'ASN dès 2009, « *le fait que la démonstration ait été réalisée initialement pour une durée de 40 ans ne permet pas de présumer des marges restantes qui permettraient d'envisager l'exploitation à plus long terme* »⁸⁴.

■ Rôle des marges

La question des marges est donc aussi centrale que celle des objectifs. Pourtant, rien ou très peu n'est précisé dans l'ensemble de la démonstration technique sur l'évolution constatée et attendue de ces marges dans le cadre du processus de 4^{ème} réexamen. Au contraire, l'analyse technique semble souvent s'en remettre, de façon binaire, au principe de conformité ou de non conformité : ainsi les systèmes, structures et composants (SSC) sont par exemple déclarés conformes de la même manière qu'ils soient neufs et présentent d'importantes marges, ou que l'usure les fasse s'approcher fortement de la limite de conformité.

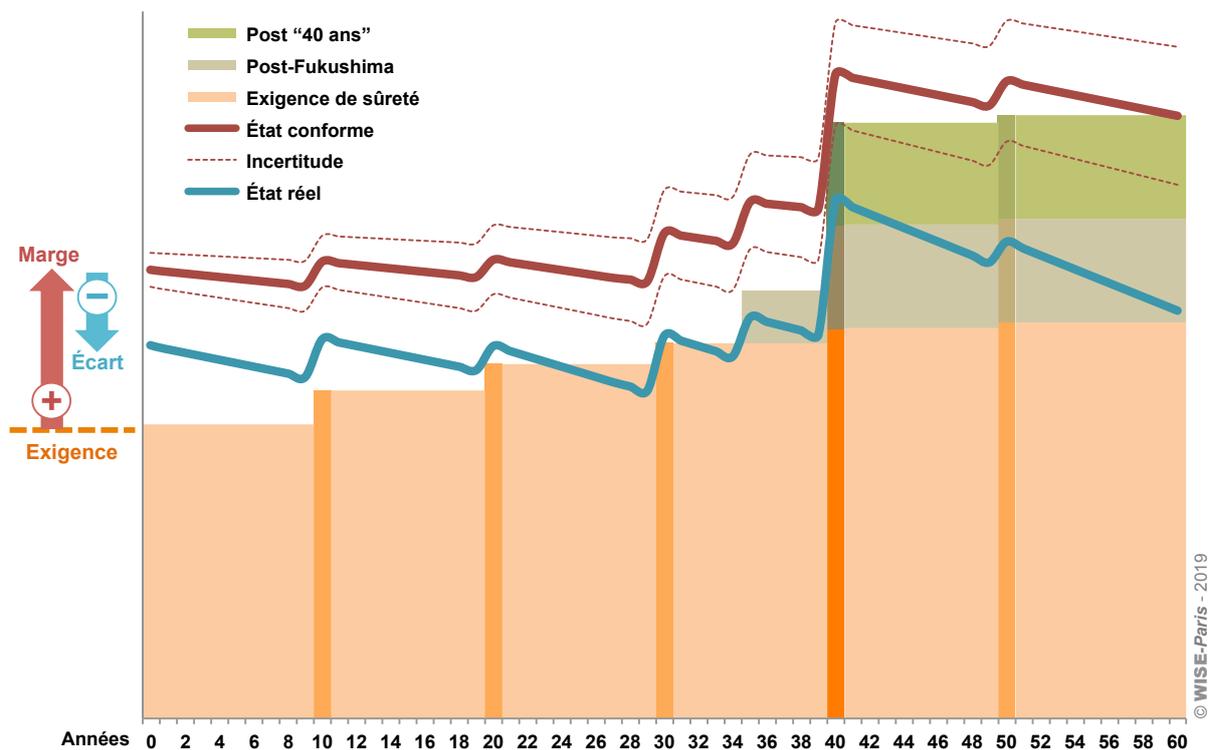
L'appréciation de l'amélioration réelle de la sûreté impose, en plus d'établir une claire distinction entre le renforcement des exigences de sûreté et le renforcement de la sûreté elle-même, de bien identifier – pour tenter d'en caractériser l'évolution – les différents facteurs. Il est pratiquement impossible d'objectiver simplement le niveau de sûreté en le ramenant à un ou quelques paramètres quantifiables. On peut toutefois, très schématiquement et comme l'illustre la [figure 7](#), considérer que le niveau de sûreté réel d'un réacteur est celui de l'exigence qui s'applique à lui, plus la marge qu'il présente théoriquement vis-à-vis de cette exigence, moins l'écart qu'il présente vis-à-vis de cet état théorique. Parallèlement au relèvement des exigences, la marge et l'incertitude sur cette marge, et l'écart que présente le réacteur par rapport à cette marge à son état « conforme » évoluent.

82. Ce terme, exprimé de manière plus formelle par l'exploitant comme « *démarche d'amélioration continue pour la maîtrise des inconvénients que ses installations présentent pour les intérêts protégés* », revient par exemple à de nombreuses reprises dans EDF, 5 septembre 2018, *op. cit.*

83. EDF, octobre 2018, *op. cit.*

84. Crombez, S. & Ménage, F., « La durée d'exploitation des centrales nucléaires et les conditions de la poursuite de leur exploitation », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, in *Contrôle*, n° 184, juin 2009. Les auteurs étaient à l'époque respectivement adjoint au directeur des équipements sous pression (DEP) et adjoint au directeur des centrales (DCN) de l'ASN.

Figure 7 Schéma de principe d'évolution de la sûreté des réacteurs au fil du temps
Évolution des exigences de sûreté, des marges de sûreté, des incertitudes et de l'état réel



À tout moment de la vie d'un réacteur nucléaire, son niveau de sûreté est la résultante de trois principaux facteurs : tout d'abord, le niveau d'exigence de sûreté vis-à-vis duquel il est conçu, entretenu et exploité ; ensuite, la marge qu'apporte théoriquement par rapport à cette exigence le conservatisme de la démarche de sûreté et la qualité de réalisation ; enfin, la décote qu'introduit tout écart de conformité par rapport à cette marge théorique dont dispose le réacteur dans un état conforme à la démonstration de sûreté.

Au cours de la vie d'un réacteur, des exigences de sûreté croissantes peuvent être introduites, notamment pour tenir compte du retour d'expérience. Chaque réexamen périodique de sûreté est l'occasion d'un tel renforcement des exigences. Le 4^{ème} réexamen, qui marque par ailleurs la fin de la durée de vie initialement prévue des réacteurs, introduit un saut particulièrement important, visant à la fois à se rapprocher des exigences d'un réacteur de type EPR, et à concrétiser l'intégration du retour d'expérience post-Fukushima.

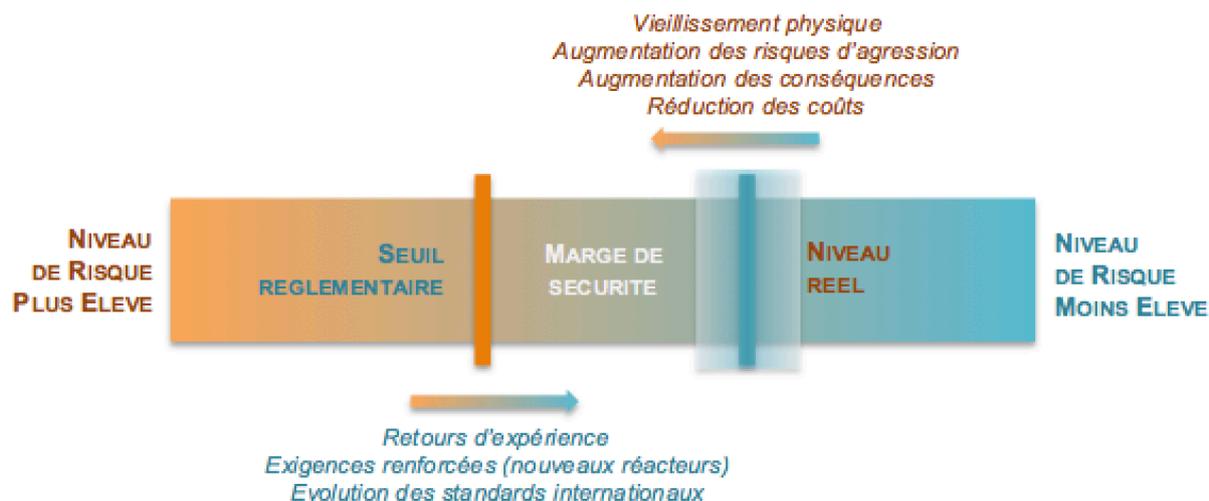
Les renforcements correspondants à chaque relèvement des exigences apportent une amélioration du niveau théorique de sûreté du réacteur. Néanmoins, la marge que présente cet état théorique vis-à-vis des exigences est susceptible d'être en partie consommée au fil du temps, en même temps que l'incertitude sur le niveau de cette marge augmente. Dans le même temps, l'écart cumulé de conformité entre cette marge théorique et l'état réel du réacteur est lui aussi susceptible d'augmenter.

Source : WISE-Paris, 2019

C'est le cumul de ces évolutions qui détermine l'état réel de sûreté du réacteur au fil du temps. Il dépend du niveau de marge et de conformité au départ, de la vitesse à laquelle ils se dégradent sous l'effet de facteurs comme le vieillissement, le défaut de maintenance ou la perte de compétences, et de la façon dont on les reconstitue au fil du temps, en particulier lors des réexamens périodiques de sûreté. Ainsi, ces évolutions peuvent conduire l'état réel, tout en se maintenant voire en s'améliorant, à passer sous le niveau des exigences, voire à ce que cet état réel se dégrade malgré des exigences se renforçant. Il est donc essentiel de s'assurer, au delà du relèvement d'objectifs de sûreté, que les marges et le niveau de conformité sont suffisants pour atteindre ces objectifs.

Les marges sont, comme l'explique le schéma de la figure 8, soumises à différents facteurs d'érosion (ce qui ne préjuge pas d'autres facteurs susceptibles de jouer positivement sur les marges, notamment les réparations et remplacements d'équipements au titre de la maintenance ou l'implantation de nouvelles dispositions). Les marges peuvent être consommées par un relèvement des exigences, toutes choses égales par ailleurs dans l'installation : celle-ci présente alors des marges plus faibles vis-à-vis d'exigences plus fortes. Mais elles peuvent également être consommées par des facteurs d'ordre technique, tels que l'inévitable vieillissement des systèmes, structures et composants, ou non techniques. Il peut s'agir par exemple de facteurs exogènes, tels que l'augmentation des risques d'agression (changement climatique, évolution de l'environnement industriel), ou de l'augmentation des conséquences potentielles d'un accident (accroissement de la population dans le périmètre concerné par les retombées éventuelles d'un accident). Il peut s'agir enfin d'un effet de la pression économique, et de la recherche continue par l'exploitant d'une réduction des coûts.

Figure 8 Réduction des marges de sécurité d'une installation nucléaire*
Principaux facteurs allant dans le sens d'une réduction progressive des marges de sécurité



* La marge de sécurité caractérise l'écart entre le seuil défini réglementairement et le niveau réel de sécurité de l'installation, lui-même entaché d'une incertitude sur sa caractérisation. Les phénomènes susceptibles de réduire cette marge portent à la fois sur les facteurs pouvant conduire à relever le seuil réglementaire et sur les facteurs techniques, économiques et sociaux pouvant dégrader le niveau réel, du point de vue des probabilités d'occurrence comme de la gravité des conséquences. De plus, l'incertitude qui entoure le niveau réel tend à augmenter elle aussi, ce qui se traduit par une incertitude croissante sur la marge de sécurité.

Source : WISE-Paris 2004, actualisé 2016

Veillessement

Si l'ensemble de ces phénomènes doit être pris en compte pour quiconque veut caractériser et tracer l'évolution au cours du temps des marges de l'installation, deux mécanismes particulièrement importants, car liés à l'état de l'installation au fil du temps, méritent d'être considérés dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique.

Le premier est le vieillissement de l'installation. Ce phénomène touche, à travers les différents processus de vieillissement que peuvent connaître les bétons, les métaux, les plastiques etc., l'ensemble d'une installation : les structures, les gros composants, les tuyauteries, le câblage... Certains de ces éléments ne sont pas remplaçables, ou très difficilement. Il s'agit essentiellement des principaux ouvrages de génie civil, comme l'enceinte de confinement, et de la cuve.

Les cuves des réacteurs 900 MWe atteignant l'échéance du 4^{ème} RPS ont subi plus de 40 années de fonctionnement, ce qui correspond à la durée pour laquelle leur tenue mécanique avait été démontrée à l'origine. Elles ont donc nécessairement consommé une partie importante de la marge dont elles disposaient initialement vis-à-vis du vieillissement sous les effets thermique, hydraulique et surtout de l'irradiation. Sur ce dernier point, qui est le plus dimensionnant, l'introduction au fil de l'exploitation de modes de gestion du combustible visant à minimiser l'irradiation des parois de la cuve a permis de réduire la fluence (irradiation cumulée) par rapport à celle qui avait été initialement calculée.

L'IRSN avait néanmoins conclu en 2010 que les marges ne seraient plus suffisantes avant même l'échéance du 4^{ème} réexamen pour une partie des cuves : « à VD3 + 5 ans, le risque de rupture brutale n'est pas exclu pour les cuves [de cinq] réacteurs », et « les marges à la rupture sont également insuffisantes à VD3 + 5 ans pour les cuves de [deux réacteurs] qui sont affectées de défauts »⁸⁵. L'Institut recommandait en conséquence que « pour les cuves ne respectant pas les critères réglementaires et par conséquent, ne présentant pas de marges suffisantes à l'égard du risque de rupture, (...) EDF prenne les dispositions nécessaires pour restaurer les

85. Les réacteurs concernés étaient respectivement Dampierre 4, Cruas 1, Cruas 2, Saint-Laurent B1 et Chinon B2 pour le premier cas, et Saint-Laurent B1 et Bugey 5 pour le deuxième cas.

IRSN, *Avis de l'IRSN sur la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe – Réponses aux demandes de la section permanente nucléaire de décembre 2005 – Volet mécanique*, avis DSR/2010-153, 19 mai 2010. Des avis similaires ont été produits en 2009 et 2010 par l'IRSN sur les autres volets : comportement des matériaux sous irradiation (avis DSR/2009-369 du 15 décembre 2009), surveillance des matériaux soumis à irradiation (avis Avis DSR/2009-385 du 22 décembre 2009), aspect neutronique et thermohydraulique (avis DSR/2010-065 du 26 février 2010).

marges ». Outre le mode de répartition moins impactant du combustible dans la cuve, la parade retenue consiste à équiper les circuits de sécurité de systèmes de préchauffage de l'eau avant son éventuelle injection dans le circuit primaire⁸⁶.

Il est évident que l'introduction de ce dispositif, si elle reconstitue une certaine marge, n'apporte pas du point de vue de la défense en profondeur un niveau de sûreté équivalent à celui que présentait la cuve lorsque sa qualité mécanique lui procurait intrinsèquement cette marge. De plus, la marge ainsi reconstituée est en tout état de cause significativement plus faible que celle dont la cuve disposait à l'origine. La diminution inéluctable de la marge au fil des années de fonctionnement est d'autant plus problématique que l'incertitude sur la marge restante augmente avec le temps, dans la mesure où l'évaluation du comportement de la cuve s'approche par des moyens de moins en moins directs et potentiellement de moins en moins représentatifs⁸⁷.

Les marges sont également consommées au fil du temps au niveau de la tenue mécanique du béton de l'enceinte. L'exemple de l'enceinte de confinement de Bugey 5 témoigne du fait que les marges prévues vis-à-vis du critère de tenue de l'enceinte à la pression, mesurée par le critère de taux de fuite évoqué plus haut⁸⁸, peuvent de plus se dégrader de manière difficilement prévisible. L'enceinte avait montré lors de l'épreuve prévue à cet effet pendant sa troisième visite décennale un taux proche de cette limite. L'exploitant comme l'ASN estimaient néanmoins que l'enceinte présentait suffisamment de marge pour fonctionner au moins cinq ans après la VD3. Mais les nouveaux essais réalisés au bout de cinq ans ont montré que les marges avaient été consommées et que le réacteur fonctionnait hors du critère fixé par son DAC. La fuite a été située au niveau du joint périphérique entre le radier et les parois de l'enceinte, sans pouvoir toutefois être précisément identifiée, et la restauration du niveau souhaité d'étanchéité est assurée par l'injection de lait de chaux, qui semble fonctionner sans que l'origine précise du problème ni son évolution ne soient clairement expliqués⁸⁹.

Si ce dispositif permet à l'enceinte de Bugey 5 de revenir au respect du critère d'étanchéité qui lui est réglementairement imposé, c'est par un moyen qui ne restaure pas les propriétés mécaniques attendues pour le respect de ce critère. La question des marges dont disposent les enceintes de confinement, dont beaucoup ont vu leur taux d'étanchéité se dégrader au fil des ans, s'approchant sans le franchir toutefois du seuil réglementaire, ne se mesure du reste pas sur ce seul critère. Celui-ci ne se rapporte en effet qu'à leur tenue à la monter en pression lente envisagée dans le cadre des accidents de dimensionnement. La tenue des enceintes à des phénomènes plus violents d'explosion interne envisageables dans des scénarios plus graves d'accident doit également être envisagée. Aucune information n'est fournie au public sur les marges dont les enceintes des réacteurs 900 MWe disposent vis-à-vis de ces phénomènes, par rapport à celles dont dispose l'EPR de Flamanville, et à la manière dont ces marges évoluent dans le temps.

D'autres éléments sont remplaçables ou en grande partie remplaçables, mais présents en grand nombre et répartis de manière plus ou moins diffuse dans l'installation. C'est le cas des tuyauteries, des tableaux et des câbles électriques, ou encore des ancrages qui maintiennent ces différents équipements. Leur grand nombre rend irréaliste leur remplacement intégral préventif, et même leur contrôle régulier. L'exploitant est conduit à procéder plutôt par une démarche de surveillance par sondage et de remplacement réactif en cas de non conformité. Outre que cette pratique peut générer des situations problématiques de non conformités non décelées, elle se traduit par une érosion progressive et relativement généralisée des marges qui n'est globalement pas quantifiée.

86. Il s'agit de réduire le choc thermique créé par l'introduction d'une grande quantité d'eau froide dans la cuve alors que ses parois sont chaudes, situation jugée la plus sollicitante pour les parois de la cuve et la plus susceptible de conduire à sa rupture en cas de présence d'un défaut, connu ou supposé, lorsque le vieillissement a fragilisé son acier, et fait remonter la température, initialement suffisamment basse, à laquelle son acier perd sa ductilité pour devenir plus cassant.

87. La caractérisation précise du comportement du métal repose sur la réalisation de différents tests mécaniques de résistance à la rupture, qui nécessitent de disposer d'échantillons représentatifs. Le comportement du matériau neuf des cuves a pu être caractérisé par le sacrifice de pièces forgées dans les mêmes conditions. Le comportement du matériau au fil de l'exploitation ne peut que s'approcher par des échantillons simulant des conditions proches, notamment en termes d'irradiation. Il s'agit essentiellement d'éprouvettes (échantillons du même métal) placées en différents points de la cuve. Plus l'irradiation augmente, et plus l'incertitude sur la représentativité de l'acier de la cuve par ces éprouvettes augmente également.

88. Le taux de fuite admissible pour Bugey 5 est fixé par son décret d'autorisation de création à 3 %, voir le décret n° 76-771 du 27 juillet 1976 autorisant la création par Electricité de France des quatrième et cinquième tranches de la centrale nucléaire de Bugey dans le département de l'Ain, *Journal officiel*, 17 août 1976.

89. IRSN, *Centrale nucléaire de Bugey - INB n° 89, Modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation afin de réaliser un appoint en lait de chaux dans le joint périphérique du bâtiment réacteur pendant le cycle en cours*, Avis IRSN/2017-00263, 9 août 2017.

D'une manière générale, plus les installations vieillissent et plus les marges dont disposent leurs équipements non remplacés se réduisent, ce que ne permet pas de mesurer et de suivre correctement l'application, pour la surveillance de cette évolution, d'un critère de vérification de la conformité. C'est au contraire lorsque l'installation vieillit que la présence de marges est la plus cruciale pour laisser à l'exploitant le temps de traiter les dégradations avant l'arrivée de non conformités.

/// Évolution des études

Le deuxième mécanisme important de consommation des marges est, à l'opposé du vieillissement, de nature immatérielle. Bien qu'il soit plus difficile à identifier, il n'en est pas moins présent et significatif. Il s'agit d'une consommation intellectuelle des marges, au niveau des études de sûreté.

L'exploitant utilise parfois les marges prises à la conception pour justifier la tenue de ses installations à des aléas supérieurs à ceux pris en compte initialement. Il peut alors déclarer que ses installations répondent à un niveau d'exigence augmenté, sans avoir réalisé la moindre modification réelle de ses installations. L'installation n'est donc pas plus résistante qu'avant : si l'exploitant affirme souvent dans ce cas que la sûreté a augmenté, il faut plutôt considérer qu'elle présente une marge moindre à une exigence renforcée.

L'exemple des études de résistance au séisme menées dans le cadre des Évaluations complémentaires de sûreté après Fukushima illustre cette problématique. Dans de nombreux cas, EDF a valorisé des marges existantes vis-à-vis du niveau le plus important de séisme précédemment pris en compte pour dimensionner tel ou tel équipement, pour justifier sans aucune action de renforcement que cet équipement puisse désormais être considéré comme robuste à un niveau de séisme plus élevé. Sans que d'importants travaux n'aient été réalisés sur sites pour augmenter le niveau de résistance, les installations peuvent ainsi se trouver désormais considérées comme résistantes à des séismes d'intensité plus forte. Contrairement à ce qu'a proposé à l'époque EDF, il est essentiel, dans un processus comme celui-là, d'identifier et de tracer clairement la consommation des marges.

Le problème avec ce raisonnement est que l'installation considérée résistante à un niveau d'aléa augmenté l'est avec moins de marge. Or, les marges prises à la conception visaient d'une part à s'assurer que les SSC seraient conformes tout au long de leur durée de vie envisagée, et d'autre part à palier les incertitudes sur certains paramètres, résultant par exemple d'un manque de connaissance sur le niveau d'agression ou sur le comportement d'un équipement dans différentes circonstances postulées. Dans le cas du séisme, l'évaluation du séisme à retenir se base sur la sismologie de la région. Une grande incertitude pèse sur l'estimation des spectres sismiques des séismes anciens. Les études post-Fukushima n'ont pas particulièrement levé ces incertitudes. Les installations sont donc considérées répondre à un certain niveau d'exigence, avec moins de marge, sans pour autant que les incertitudes qui justifiaient la prise de marge initiale n'aient été levées. Cette perte de marge n'est pas compensée.

Certaines règles peuvent être modifiées pour faire face à l'usure de certains équipements. Les équipements sous pression sont conçus pour pouvoir résister à certaines situations de fonctionnement. Une liste des situations est initialement établie pour chaque équipement, indiquant le nombre d'occurrence de chaque situation que l'équipement est autorisé à rencontrer au cours de son exploitation. Pour certaines situations, le nombre d'occurrence réalisée approche, et parfois dépasse, le nombre d'occurrence initialement autorisé. Dans certains cas, au lieu de remplacer l'équipement, EDF choisit d'augmenter le nombre d'occurrence autorisées pour une situation dans le dossier des situations ou de modifier la manière dont sont comptabilisées les situations, notamment en ajoutant de nouvelles catégories de situation. Par exemple, les situations 12C et 12D du palier 900 MWe correspondent à des fluctuations de température d'amplitude inférieure à 30°C.

En 2007, EDF avait fait une première justification pour pouvoir continuer à exploiter en dépassant le nombre d'occurrences autorisées. Il s'agissait de considérer que les fluctuations d'amplitude inférieure à la moitié de l'amplitude autorisée, donc les fluctuations d'amplitude inférieure à 15°C, comptait comme une demie situation. Ainsi, le nombre d'occurrence repassait sous le seuil autorisé. EDF se justifiait par le fait que les fluctuations d'amplitude faible ont moins d'impact sur les composants que les fluctuations d'amplitude plus élevée. Ces dépassements d'occurrences ont ensuite été traités dans la révision VD2 du DDS en augmentant l'amplitude des situations 12A et 12B de 10°C à 20°C, ce qui permet de faire passer les situations d'amplitude comprises entre 10°C et 20°C, initialement comptabilisées dans les situations 12C et 12D, dans les catégories 12A et 12B, et ainsi diminuer le nombre d'occurrences comptabilisées dans les situations 12C et 12D en dépassement. Par ailleurs, le nombre d'occurrences autorisées pour chacune de ces situations passe de 100 initialement à 200 en révision VD2.

Cet exemple montre comment, sans faire la moindre modification matérielle, l'exploitant peut poursuivre l'exploitation de son installation avec des équipements utilisés au-delà de ce qui était initialement prévu, grâce à des modifications documentaires qui consomment les marges⁹⁰.

Il n'y a pas de suivi global de l'évolution des marges, et encore moins des incertitudes associées à leur estimation. Elles sont donc consommées de diverses façons, sans qu'une vision d'ensemble ne soit disponible. Cette vision d'ensemble n'est par ailleurs pas non plus disponible pour un suivi global de la conformité des installations. Le vieillissement des installations conduit donc à un fonctionnement avec plus de non conformité d'un côté, et moins de marge dans les études de l'autre, sans qu'il n'existe aucune vision globale de ces évolutions et de leurs interactions.

RECOMMANDATIONS

Les marges dont dispose un réacteur vis-à-vis des exigences de sûreté, tenant compte d'un degré d'incertitude, forment une composante importante de son niveau de sûreté. Des phénomènes tels que le vieillissement et l'usure, qui ne peuvent être que partiellement compensés par la maintenance et le remplacement, consomment matériellement ces marges. Les évolutions des règles d'étude, de même que tout relèvement des exigences ne s'accompagnant pas d'un renforcement visant à restaurer les marges, les consomment intellectuellement. L'état des marges et leur évolution doivent faire l'objet d'un effort constant de clarification et d'explicitation, y compris pour définir à l'avance, là où cela est pertinent, des seuils au-delà desquels le réacteur doit être fermé.

- ▶ *Les principales marges dont bénéficient les réacteurs vis-à-vis des exigences qui leur sont applicables devraient être systématiquement identifiées, quantifiées lorsque c'est possible, et leur consommation dans le cadre du réexamen périodique de sûreté devrait être explicitée.*
- ▶ *Les marges que visent à présenter les réacteurs 900 MWe après prolongation par rapport aux exigences de sûreté définies précédemment doivent être comparées aux marges que présente un réacteur de type EPR nouvellement construit vis-à-vis des exigences comparables.*
- ▶ *Lorsque les marges portant sur des paramètres importants sont consommées par des phénomènes identifiables ou prévisibles, des critères d'arrêt temporaire ou définitif doivent être fixés par rapport à un seuil défini à l'avance.*

90. « Nucléaire: ces signes de vieillissement qu'EDF voudrait faire disparaître », *Mediapart*, 12 septembre 2018.

5. Conformité

La conformité de l'état des réacteurs 900 MWe, telle qu'elle est globalement postulée dans leur démonstration de sûreté, est une condition essentielle pour garantir l'existence de marges voulues par rapport aux exigences de sûreté. Cette question de la conformité prend aujourd'hui une importance croissante et doit faire l'objet, pour assurer la confiance nécessaire dans l'état de l'installation, d'un effort beaucoup plus poussé.

Lors des réexamens périodiques, la réévaluation de la sûreté s'accompagne d'un volet important de vérification de la conformité. Cette vérification est réalisée par rapport au référentiel applicable en entrée de réexamen, les renforcements liés à l'amélioration de la sûreté venant se superposer à ce contrôle de conformité. Ainsi, en sortie du 4^{ème} réexamen, les réacteurs de 900 MWe seront donc théoriquement conformes au référentiel de sûreté en vigueur depuis leur 3^{ème} réexamen périodique, mais leur conformité au référentiel de sûreté « tendant vers » le niveau d'exigence applicable aux nouvelles installations n'aura pas fait l'objet d'un contrôle similaire : celle-ci est réputée être obtenue par les procédures de qualité applicables à la réalisation des renforcements prévus.

À l'interface entre les exigences et les marges, la conformité des installations joue un rôle essentiel pour leur sûreté. Ce sujet revêt dans le contexte du 4^{ème} réexamen périodique, en lien avec le dépassement de la période de fonctionnement envisagée dans le dimensionnement initial comme avec le renforcement élevé des exigences de sûreté, une importance cruciale. Cet enjeu intervient pourtant dans un contexte d'alerte sur « le nombre important d'écart de conformité des installations à leur référentiel de sûreté », comme le souligne l'ASN, qui ajoute que « les exploitants sont conscients de la nécessité d'améliorer la maîtrise du vieillissement des installations et des opérations de maintenance »⁹¹.

Enjeux de conformité

Les non-conformités peuvent avoir diverses causes : vieillissement des matériels ou des structures, maintenance non réalisée ou de mauvaise qualité, écarts de réalisation à la construction non décelés depuis, anomalies dans la fabrication de composants... EDF a commencé à réaliser des « cartes d'identité du design de tranches » qui « fournissent pour chacune des tranches un état de sa conformité vis-à-vis du design de référence »⁹². Ces cartes devaient être finalisées fin 2018. Ces synthèses de l'état des connaissances d'EDF, tranche par tranche, des non conformités de ses installations, devraient être rendues publiques. Ces informations ne concernent néanmoins que les non conformités déjà identifiées par l'exploitant. Malgré les vérifications de conformité réalisées et prévues, des doutes peuvent subsister sur l'état réel des installations.

D'une manière générale, compte tenu de la multiplication des systèmes, structures et composants (SSC), dispositions organisationnelles et équipements divers à surveiller d'une part, et des aléas et agressions à prendre en compte d'autre part, l'exploitant est conduit à procéder plutôt par une démarche de vérification par sondage et de remplacement réactif en cas de non conformité. Cette pratique peut générer des situations problématiques de non conformités non décelées, alors que les dégradations devraient au contraire être suffisamment anticipées pour que des réparations ou des remplacements soient réalisés avant l'atteinte d'un état non conforme. Dans des installations vieillissantes, on assiste à la dégradation progressive d'équipements présents en grand nombre. Le risque est que la vitesse de dégradation de ces équipements soit supérieure à la capacité industrielle de l'exploitant à les détecter et à les traiter avant que les marges soient intégralement consommées et que l'équipement entre dans la non conformité.

La détection et le traitement des non conformités, et le niveau de confiance atteignable dans l'état plus ou moins conforme des réacteurs 900 MWe au référentiel considéré, reposent sur l'intensité et la qualité des pratiques de surveillance, de maintenance et de contrôle. Mais l'efficacité de ces pratiques dépend également de la source potentielle des non conformités. Les événements récents montrent que celle-ci, outre l'usure liée au fonctionnement et au vieillissement et les défauts éventuels de réalisation d'actions d'entretien ou de renforcement, peut aussi trouver ses causes dans des facteurs remontant à la conception et à la construction, voire désormais dans des pratiques de nature frauduleuse. Cette extension du champ des causes à considérer rend encore plus complexe et difficile l'exercice, déjà particulièrement lourd dans le cadre du 4^{ème} RPS, de l'examen de conformité.

91. ASN, L'ASN formule trois attentes à l'occasion de ses vœux à la presse, note d'information et vidéo, 29 Janvier 2019.

92. EDF, Rapport de l'Inspecteur général pour la sûreté Nucléaire et la radioprotection 2017, 24 janvier 2018.

/// Défauts de fabrication

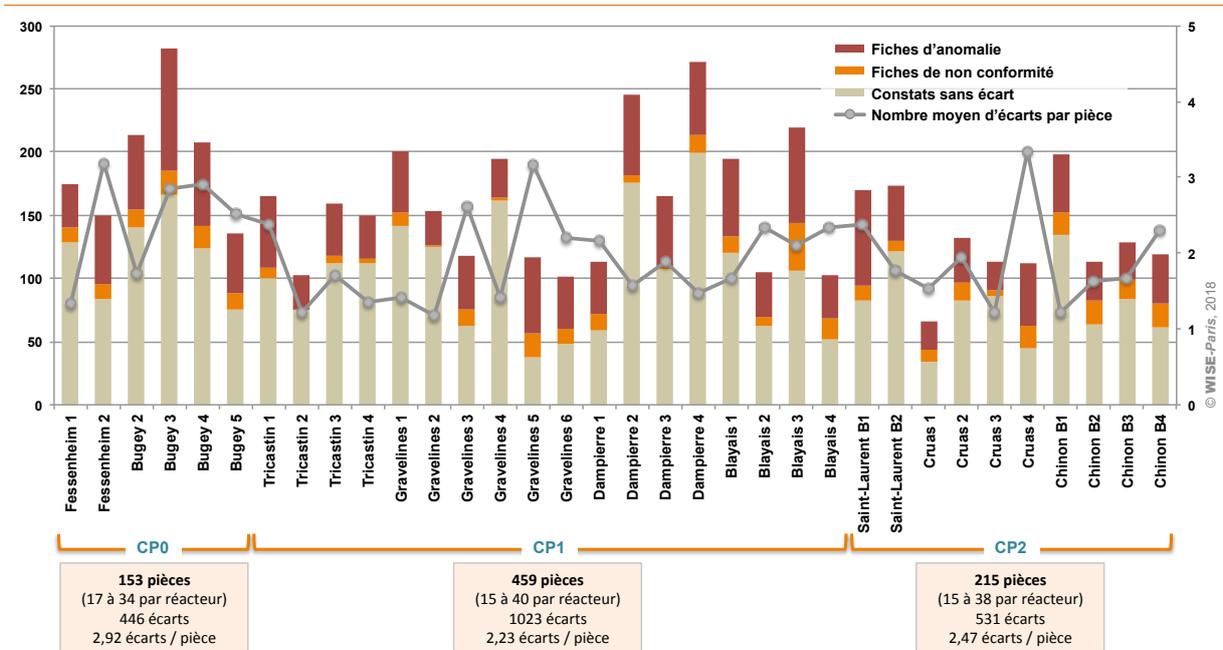
Parmi ces facteurs nouveaux, l'apparition ces dernières années de phénomènes relatifs au non respect des procédures prévues en matière d'assurance et de suivi de la qualité, assimilables dans certains cas à des comportements frauduleux, constitue le plus inédit.

Ce phénomène s'incarne dans les interrogations soulevées sur la qualité des composants fabriqués par l'usine Creusot-Forge. De nombreux équipements n'ont pas été fabriqués tels qu'il était prévu, et les documents devant attester de la qualité de fabrication ont subi des modifications pour cacher les écarts de fabrication : une liste des anomalies a été publiée pour ces dossiers dits « barrés » (composant, tranche concernée, type d'écart)⁹³. Par la suite, une revue plus globale de l'ensemble des dossiers a été engagée, sans que de véritables garanties soient toutefois apportées sur les conditions de conduite de cette revue et d'évaluation de ses résultats⁹⁴.

La figure 10 illustre l'ampleur totalement inédite de ce dossier. Pour l'ensemble des réacteurs 900 MWe, les dossiers de fabrication de 827 pièces ont été examinés. Au total, cet examen a donné lieu à 3 370 constats relatifs à des éléments manquants ou inexacts sans écart toutefois avec les exigences (soit une moyenne de 4,07 par pièce), 409 fiches de non conformité (FNC) relatives à des écarts aux exigences du fabricant (0,49 par pièce en moyenne), et surtout 1 591 fiches d'anomalie (FA) relatives à des écarts aux exigences contractuelles du fabricant ou à la réglementation (1,92 par pièce en moyenne)⁹⁵.

Figure 10 Écarts dans la fabrication de composants des 900 MWe*

Écarts constatés dans les dossiers de fabrication à Creusot-Forge de composants en service dans les réacteurs



* Les constats dressés lors de l'examen des dossiers de fabrication concernent selon EDF « toute absence de document, toute copie inexacte, toute valeur manquante ou non respect des exigences ». Sont classés sans écart les constats ne conduisant à mettre en évidence d'écart aux consignes internes, à la commande, au code de construction ou à la réglementation. Une fiche de non conformité (FNC) interne est établie lorsque le constat met en évidence un écart sur une simple exigence interne au fabricant. Enfin, une fiche d'anomalie (FA) est établie lorsque le constat met en évidence un écart de conformité aux exigences contractuelles ou réglementaires.

Source : WISE-Paris d'après EDF, 2018

93. ASN, Liste des irrégularités détectées au sein de Creusot Forge, 22 septembre 2016.

94. Voir à ce sujet WISE-Paris, Courrier de demande à l'ASN relatif aux irrégularités dans la fabrication de composants nucléaires fabriqués au Creusot, 21 septembre 2017.

95. EDF, Dossiers de fabrication, page internet, non datée. Cette page recense les données relatives aux constats et aux écarts relevés au cours de la revue des dossiers de fabrication des pièces forgées par l'usine du Creusot actuellement en service dans les 58 réacteurs en exploitation du parc.

EDF accompagne les informations brutes sur le nombre de constats, FNC et FA par réacteur de commentaires très généraux, affirmant notamment sans plus de précision que « à ce stade de l'audit, les écarts relevés ne remettent pas en cause l'intégrité des pièces concernées ». Aucune information plus détaillée n'est fournie, ni par EDF ni par l'ASN, sur l'importance de ces écarts du point de vue de la qualité et des propriétés mécaniques des composants concernés, et des marges dont ils disposent encore ou non vis-à-vis de cette intégrité. Pourtant, certaines de ces « anomalies » semblent relever d'une non conformité au référentiel de fabrication, voire aux exigences réglementaires.

L'ASN a jusqu'ici laissé EDF poursuivre l'exploitation des réacteurs, estimant donc que les anomalies détectées ne posaient pas de problème de sûreté nécessitant leur arrêt. Cela ne signifie pas que ces anomalies sont sans impact sur les marges, et sur les conclusions des études de sûreté. Cet aspect doit être pris en compte, y compris dans son potentiel caractère cumulatif, au vu des nombreux constats et composants concernés dans chacun des réacteurs. Cette évaluation devrait être menée et communiquée au public dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique.

/// Tenue aux agressions

Un sujet majeur, et récurrent de non conformité concerne le dimensionnement ou l'état de différents dispositifs vis-à-vis de leur tenue aux aléas internes ou aux agressions, souvent vis-à-vis du risque d'inondation et plus encore de séisme. Ce constat peut aller jusqu'à celui de l'absence du dispositif en question : cela avait été le cas lors d'un événement particulièrement alarmant révélé en 2012 à Cattenom, où les dispositifs de casse-siphon indispensables à la prévention de la vidange totale des piscines en cas de rupture de certaines tuyauteries du circuit de refroidissement manquaient depuis l'origine sur deux des réacteurs⁹⁶.

Ces dernières années, une alerte importante est venue de la multiplication des non conformités génériques relatives à la tenue au séisme, dont les principales sont résumées par la figure 9. Ces anomalies, dont certaines causes étaient très anciennes, touchent à la disponibilité de systèmes essentiels pour la sauvegarde de l'installation et la gestion des accidents graves – les diesels de secours, censés palier à la perte d'alimentation électrique par le réseau et les autres moyens locaux, et les stations de pompage nécessaires à l'alimentation en eau des systèmes de refroidissement du réacteur et de la piscine de désactivation du combustible. L'un et/ou l'autre de ces équipements auraient pu, en cas de séisme du niveau du séisme majoré de sécurité envisagé sur chaque site, voire du séisme historiquement vraisemblable (SMHV) retenu pour le dimensionnement, et sans que l'on sache depuis combien de temps, s'avérer inopérants.

En 2017, des non conformités de tenue au séisme ont été découvertes sur des diesels de secours, ayant plusieurs origines ; ces constats ont été étendus par la suite à un nombre croissant de réacteurs⁹⁷. Certaines non conformités étaient présentes depuis le début de l'exploitation des tranches. D'une part, le dimensionnement était par endroit insuffisant, c'est-à-dire que la conception même des structures n'était pas bonne. D'autre part, la réalisation n'était pas conforme aux plans. À cela, s'ajoutait une maintenance insuffisante ayant permis un degré avancé de corrosion des structures métalliques. Alors que les installations concernées avaient déjà été soumises à des processus de réexamen périodique, et qu'elles avaient fait l'objet d'évaluations complémentaires de sûreté après l'accident de Fukushima, ces non conformités n'avaient pas été décelées. Les diesels de secours, et leur tenue au séisme, figuraient pourtant en bonne place dans le périmètre des sujets prioritaires à examiner dans ce contexte.

96. ASN, L'ASN classe au niveau 2 de l'échelle INES une non conformité d'une tuyauterie des piscines des réacteurs 2 et 3 de la centrale de Cattenom, communiqué de presse, 6 février 2012.

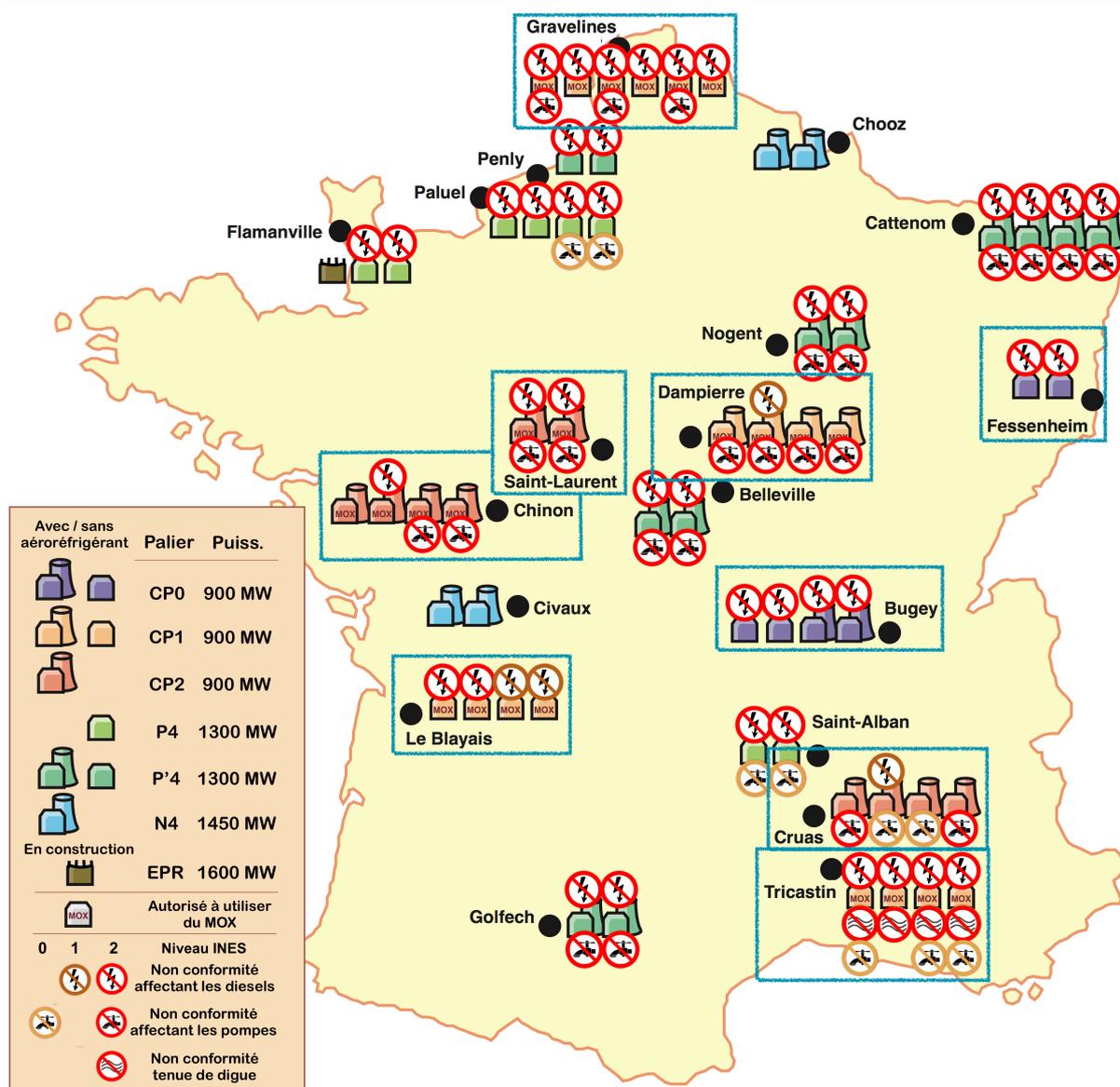
97. Ce problème n'a été identifié qu'en plusieurs étapes, donnant lieu à autant d'informations successives :

- ASN, Incident de niveau 2 concernant les groupes électrogènes de secours à moteur diesel des centrales nucléaires de Belleville, Cattenom, Flamanville, Golfech, Nogent, Paluel, Penly et Saint-Alban, note d'information, 20 juin 2017 ;
- ASN, Incident de niveau 2 relatif aux groupes électrogènes de secours à moteur diesel : les centrales nucléaires du Bugey et de Fessenheim concernées, note d'information, 30 octobre 2017 ;
- ASN, Ancrages des systèmes auxiliaires des groupes électrogènes de secours à moteur diesel, note d'information, 19 janvier 2019 ;
- ASN, Défaut de résistance au séisme d'ancrages des systèmes auxiliaires des groupes électrogènes de secours à moteur diesel des réacteurs d'EDF, note d'information, 15 mars 2019.

Un autre incident générique a été déclaré peu après, concernant cette fois des tuyauteries⁹⁸ : « en situation de séisme entraînant la rupture des tuyauteries affectées, le noyage des moteurs des pompes du circuit SEC pourrait conduire à la perte totale de l'alimentation en eau de refroidissement pour 20 réacteurs et à sa perte partielle pour 9 réacteurs »⁹⁹. Les tuyauteries étaient dans un état de corrosion avancée. Là aussi, ni les programmes de maintenance, ni les réexamens périodiques n'ont permis de détecter en temps voulu la dégradation des équipements et de réaliser les réparations ou remplacement avant de perdre la qualification au séisme de ces tuyauteries.

Figure 9 Non conformités génériques relatives à la tenue au séisme*

Principales non conformités de nature générique identifiées sur le parc d'EDF de juin 2017 à mars 2019



* Les anomalies génériques retenues sont celles qui ont donné lieu à un classement, pour une partie au moins des réacteurs, à un classement au niveau 2 de l'échelle INES de gravité des incidents et accidents nucléaires, qui en compte 7. Ces anomalies portent sur une non conformité de la tenue d'ancrages affectant la disponibilité des groupes diesels de secours, sur une non conformité de tuyauteries affectant la disponibilité des pompes des circuits de refroidissement, ainsi qu'un défaut de tenue de la digue de protection concernant spécifiquement le site de Tricastin.

Source : WISE-Paris d'après EDF et ASN, 2017-2019

98. ASN, L'ASN classe au niveau 2 de l'échelle INES un événement conduisant à un risque de perte de la source froide de 29 réacteurs nucléaires exploités par EDF, note d'information, 16 octobre 2017.

99. IRSN, Non-conformités relatives à la tenue au séisme de tuyauteries situées dans la station de pompage de 29 réacteurs du parc en exploitation, note d'information, 13 octobre 2017.

Un problème spécifique à la centrale de Tricastin, mais générique à ses quatre réacteurs, est venu compléter ce tableau en 2017¹⁰⁰. Après des années d’instruction technique, et de divergence avec EDF, l’ASN a conclu que la digue construite pour protéger la centrale contre le risque d’inondation par le canal voisin de Donzère-Mondragon ne présentait pas, sur une partie de sa longueur, le niveau de résistance requis contre le séisme. Concluant au risque d’une perte totale d’alimentation électrique, de refroidissement, et donc de maintien en l’état sûr des réacteurs, l’ASN a ordonné de manière exceptionnelle l’arrêt provisoire des quatre réacteurs jusqu’à la fin des travaux de renforcement de la digue, qui ont pris quelques mois.

/// Stress test de conformité

Ces constats inquiètent l’ASN, qui note que « *les événements récents intervenus sur vos réacteurs confirment que les vérifications faites lors des précédents réexamens n’étaient pas suffisantes pour identifier certains écarts* »¹⁰¹. Il est dès lors légitime de se demander en quoi les vérifications de conformités lors des quatrièmes visites décennales seront plus efficaces pour garantir l’absence de non conformité, là où les procédures mises en place lors des précédentes visites décennales ou d’autres processus d’instruction ont montré des lacunes préoccupantes.

Une des explications à cet échec vient de ce que les vérifications ne sont pas exhaustives, mais réalisées par sondage, et contrôlées également par sondage par l’ASN. L’absence de non conformité ne peut donc pas être garantie, puisqu’une partie plus ou moins importante des systèmes, structures et composants (SSC) n’est pas vérifiée. Or, les démonstrations de sûreté reposent toutes sur l’hypothèse de SSC globalement conformes, en dehors des défaillances ponctuelles postulées pour étudier différentes situations. Pour garantir le respect de cette hypothèse de base des démonstrations de sûreté, il faudrait réaliser une vérification beaucoup plus exhaustive des SSC.

Le Président de l’ASN alors en exercice a expliqué fin 2018 qu’une telle démarche se heurterait rapidement à un problème de ressources : « *nous sommes pugnaces, mais nous ne pouvons pas tout contrôler. Nous procédons par sondage et dans la durée. Lors d’une visite décennale d’un réacteur, par exemple, nous ne posons que quelques questions à l’opérateur, mais nous allons jusqu’au bout de sa réponse. Si nous devions tout contrôler par nous-mêmes, il faudrait sensiblement augmenter les impôts des Français* »¹⁰².

Ces vérifications par sondage sont d’autant plus insuffisantes qu’elles ne conduisent pas à une étendue des vérifications systématiques lorsque des non conformités sont détectées. Par exemple, s’il est décidé de vérifier la conformité des ancrages dans un local, et que l’examen montre des non-conformités, les non-conformités décelées seront traitées, mais cette découverte ne conduira pas nécessairement l’exploitant à conclure que des défauts d’ancrage existent dans ses installations et qu’il faut les vérifier de manière exhaustive. La logique d’une vérification par sondage voudrait pourtant que lorsque la vérification ne montre pas de non conformité, on puisse se dispenser de vérifications approfondies, mais que lorsque en ne vérifiant qu’une partie des équipements, des anomalies sont trouvées, le contrôle soit étendu à tous les équipements similaires.

Une autre explication tient à l’accessibilité des défauts. Certaines non-conformités, datant de la construction, ne sont plus visibles une fois la construction achevée. Il n’est dès lors plus possible de les détecter par un simple contrôle visuel, voire par tout moyen de contrôle non destructif. Elles peuvent alors être détectées par hasard, par exemple lors de travaux nécessitant la destruction de voiles de béton. C’était le cas des diesels de secours : c’est lors de travaux intrusifs nécessitant de casser des chapes de béton qu’il a été possible de voir ce qu’il y avait sous le béton et que certaines non-conformités ont pu être découvertes.

Des non-conformités peuvent également être découvertes involontairement en cas de dégradations. C’est le cas de la centrale de Tihange en Belgique, où la dégradation du béton de locaux situés dans le bâtiment auxiliaire a laissé apparaître des non-conformités dans le ferrailage. Le directeur général de l’Autorité fédérale de contrôle du nucléaire (AFCN) a fourni cette explication : « *les problèmes aux armatures de Tihange, qui sont là depuis l’origine, ne pouvaient pas être détectés sans interventions destructrices. Quand votre maison semble en bon état, vous n’allez pas percer les plafonds pour voir si tout va bien* »¹⁰³.

Pourtant, cet exemple montre justement qu’une installation peut sembler être en bon état tout en présentant des non conformités importantes mais non décelables. Il semble ainsi impossible, même si on généralisait les

100. ASN, *Tenue insuffisante au séisme d’une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon : l’ASN impose la mise à l’arrêt provisoire de la centrale nucléaire de Tricastin*, note d’information, 28 septembre 2017.

101. ASN, 28 septembre 2018, *op. cit.*

102. « Pierre-Franck Chevet dépose son bilan », *Journal de l’environnement*, 16 octobre 2018.

103. « Interview – “En cas de nouvelle prolongation, la question de l’absence de bunkers se poserait” », *L’Écho*, 11 octobre 2018.

contrôles actuellement effectués par voie de sondage, de fournir une bonne assurance de conformité : il faut en effet tenir compte du fait que certaines structures et certains dispositifs ne puissent être vérifiés, en raison notamment de leur inaccessibilité. Dès lors que le retour d'expérience montre que des non conformités sont susceptibles d'affecter ces éléments non inspectables, et que les moyens de contrôle documentaires ne permettent pas d'écarter systématiquement cette hypothèse de non conformité, celle-ci doit être envisagée.

Faute de garanties sur l'absence de telles non conformités, il est nécessaire de réaliser des études de sûreté tenant compte de l'état réel des installations, en postulant là où elles sont possibles et non vérifiables des non conformités. Ces études pourraient s'inspirer de la logique de « stress tests » développée dans le cadre des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS). La logique retenue alors était de vérifier que les installations (supposées conformes, ce paramètre étant figé pour les besoins de cette évaluation) résistaient à un niveau d'agression de dimensionnement, puis de regarder comment elles réagissaient à des agressions plus élevées, afin d'identifier d'éventuels effets faibles pour des agressions légèrement supérieures à celles prises en compte jusqu'alors.

Il s'agirait ici de faire varier le paramètre « conformité » pour un niveau fixé d'agression. Ces études pourraient être réalisées pour évaluer l'impact de potentielles non conformités lorsque la conformité ne peut être vérifiée, ou ne l'est pas intégralement. Ainsi, la résistance des installations à un niveau fixé de séisme pourrait être étudiée en regardant ce qu'il se passe s'il manque un certain pourcentage de ferrailage dans le génie civil, ou si ce ferrailage présente un certain niveau de corrosion... Ces études pourraient également être réalisées pour évaluer l'impact des non-conformités à la fabrication d'équipements forgés, notamment les conséquences des anomalies du Creusot, par exemple sur les études justifiant les nombres d'occurrences autorisées dans les dossiers des situations. Ces « ECS inversées » permettraient d'identifier des effets faibles liés à des non conformités.

Enfin, en terme de transparence, il faudrait qu'à l'issue des visites décennales, le public puisse avoir une vision claire de ce qui a été contrôlé intégralement, de ce qui a été contrôlé par sondage (et du taux de contrôle correspondant) et de ce qui n'a pas été contrôlé. Il serait extrêmement dommageable pour la confiance du public dans le contrôle des installations que la communication des exploitants ou de l'ASN laisse penser que les installations ont été contrôlées et sont conformes, et que des non conformités importantes soient découvertes après les VD4. Les études de sûreté des exploitants devraient être systématiquement accompagnées d'une annexe listant l'ensemble des SSC importants dont la conformité est une hypothèse de l'étude, en précisant pour chacun les dates de dernier contrôle ainsi que le contenu détaillé du contrôle réalisé. La conclusion de l'étude devrait s'appuyer sur ces informations pour indiquer le degré de confiance dans l'applicabilité des résultats de l'étude à chaque réacteur concerné.

RECOMMANDATIONS

Le retour d'expérience récent alerte à la fois sur une difficulté croissante de l'exploitant à maintenir au niveau nécessaire les garanties de conformité indispensables à la concrétisation du niveau de sûreté théoriquement assuré par la démonstration de sûreté, et sur l'étendue croissante des causes potentielles et du champ des non conformités rencontrées notamment sur les réacteurs de 900 MWe. Les questionnements relatifs à la qualité des réalisations dans un contexte de perte de qualité et de fraude, à l'accumulation de non conformités relatives à la tenue aux agressions d'éléments importants, et à l'existence potentielle de non conformités sur des éléments non inspectables se cumulent pour interroger fortement le degré de conformité des installations, et susciter le renforcement des procédures d'examen prévues dans ce domaine.

- ▶ ***L'étendue et la variété des causes de non conformité appellent à la mise en place de processus ouverts et traçables de suivi de l'ensemble des actions engagées en matière d'examen de conformité.***
- ▶ ***Au vu des lacunes montrées par la démarche d'examen par sondage, une vérification exhaustive et contrôlée de tous les éléments importants pour la sûreté accessibles à une inspection physique doit être envisagée dans le cadre du 4^{ème} réexamen.***
- ▶ ***Le risque de non conformité doit faire l'objet d'une couverture plus complète dans les études, en examinant les conséquences du cumul des non conformités constatées d'une part, et en développant une méthode de « stress tests » vis-à-vis du risque de non conformité sur les éléments importants non accessibles à une vérification physique d'autre part.***
- ▶ ***Des critères d'arrêt temporaire ou définitif doivent être définis par avance en vue de gérer la mise en évidence de non conformités importantes, de manière proportionnée à leurs conséquences.***

6. Délais

La mise en œuvre des examens de conformité, des études et travaux prévus dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe représente une charge sans équivalent par rapport aux précédents réexamens, qui ouvre le risque de retards important dans la réalisation de certaines opérations. Les délais de mise en œuvre des renforcements et d'atteinte des objectifs de sûreté visés font partie des exigences associées au réexamen, doivent faire l'objet d'une vigilance accrue.

L'augmentation des exigences de sûreté associée au 4^{ème} réexamen périodique de sûreté des réacteurs de 900 MWe se traduit par la réalisation d'un certain nombre d'études et de modifications matérielles des installations visant à en renforcer la sûreté. La question se pose dès lors de la qualité d'exécution de ces renforcements, et du délai dans lequel ces modifications pourront être réalisées, en regard de l'avancement en âge des réacteurs d'une part, et des engagements sur l'amélioration de leur sûreté d'autre part.

Le retour d'expérience incite à beaucoup de prudence, voire d'inquiétude sur les capacités d'EDF à tenir les délais avancés pour réaliser les modifications requises avec le niveau de confiance nécessaire dans la qualité de ces réalisations. Cette capacité de l'exploitant, et de l'ensemble de la filière industrielle, à « fournir » constitue aujourd'hui un point de préoccupation majeur, dont l'ASN a fait de la restauration l'une de ses trois priorités pour la sûreté. Soulignant « les difficultés rencontrées dans la construction de nouvelles installations, notamment lors d'opérations industrielles classiques comme les soudures, les travaux électromécaniques ou encore les contrôles non destructifs », elle exprime en effet aujourd'hui « un doute sur les capacités de la filière à réaliser les gros travaux liés à la poursuite de fonctionnement du parc, au démantèlement ou à la construction de nouveaux réacteurs »¹⁰⁴, qui est d'autant plus légitime si l'industrie doit mener plusieurs de ces chantiers de front.

/// Glissement dans le temps

L'enjeu des délais de réalisation est d'autant plus important que les actions relatives à l'éventuelle prolongation de fonctionnement des réacteurs, censées intervenir à « l'échéance des 40 ans », se présentent en réalité déjà avec quelques années de retard sur ce calendrier.

Il est en effet important, pour analyser la chronique de fermeture du parc en regard du vieillissement, de distinguer l'âge technique et l'âge réglementaire des réacteurs : le premier désigne leur nombre d'années de fonctionnement (qui peut par exemple être mesuré par rapport à leur première divergence, ou à leur couplage au réseau électrique), le second se réfère au calendrier de leur suivi réglementaire. La figure 11 représente, pour chacun des 58 réacteurs actuellement en service du parc nucléaire français, les échéances correspondant respectivement à l'atteinte de ses 40 années de fonctionnement révolues (ce qui est en fait déjà le cas pour les plus vieux d'entre eux), et à l'échéance fixée pour la fin de son éventuel 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS), comprise comme la date maximale à laquelle EDF devra remettre à l'ASN, à l'issue de la 4^{ème} visite décennale, son rapport de réexamen pour chaque réacteur.

Le premier constat qui s'impose est celui d'un écart important en moyenne et très variable selon les réacteurs entre ces deux échéances. D'une part, le rythme d'exécution des réexamens périodiques de sûreté est calé sur des étapes techniques, les visites décennales (VD), dont le point de départ dépend pour chaque réacteur de la manière dont s'est déroulée, dans les premiers mois voire premières années, sa mise en service. D'autre part, l'échéance du réexamen est elle-même naturellement décalée par rapport à la visite décennale. Enfin, si le rythme décennal a dès l'origine du parc été réglementairement imposé pour les visites décennales, il ne l'a été qu'à partir de la loi dite TSN de 2006¹⁰⁵ pour les réexamens périodiques de sûreté.

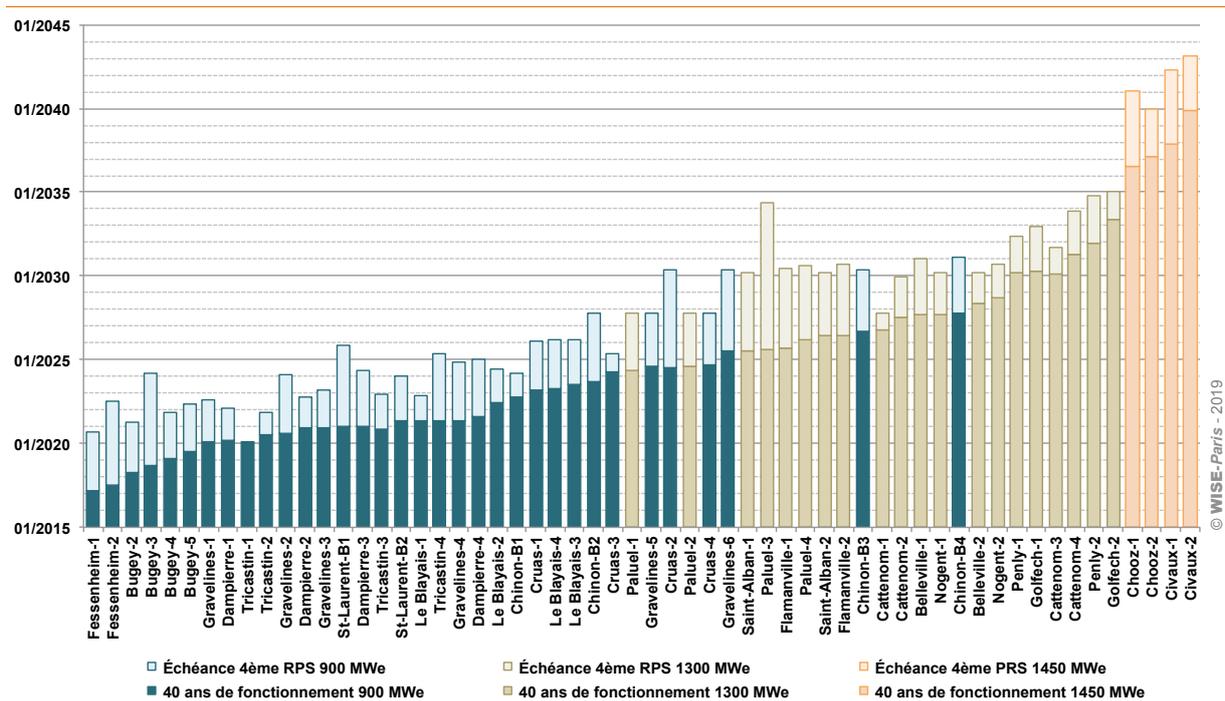
Ainsi, alors que les 58 réacteurs français fonctionnent en moyenne depuis 33,9 années, l'échéance de 4^{ème} réexamen des réacteurs n'interviendra en moyenne pour eux, s'ils l'atteignent, que dans 9,3 années. En fait, cette échéance concernera les réacteurs après une durée de fonctionnement très variable, qui peut aller de 40 années à peine jusqu'à plus de 48 années et s'établit en moyenne à 43,8 ans de fonctionnement. Pour l'ensemble des réacteurs 900 MWe, le décalage s'étend d'une quasi-coïncidence pour Tricastin 1 à 5,8 années pour Cruas 2, et s'établit à 3 ans en moyenne.

104. ASN, *L'ASN formule trois attentes à l'occasion de ses vœux à la presse*, note d'information et vidéo, 29 Janvier 2019.

105. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006. Avant que celle-ci n'introduise le principe d'une échéance maximale de dix ans entre deux réexamens périodiques de sûreté, cette durée était variable et souvent glissante, entraînant des décalages dans les délais appliqués aux différents réacteurs.

Figure 11 Âge technique et réglementaire du parc nucléaire*

Date d'échéance par réacteur de l'atteinte de 40 ans de fonctionnement et du 4^{ème} réexamen périodique



* Durée de fonctionnement mesurée à partir de la première divergence du réacteur.

Source : WISE-Paris d'après AIEA et ASN, 2018

Retards d'exécution

Au décalage vis-à-vis de l'âge technique qu'a progressivement introduit le processus de réexamen périodique s'ajoute une interrogation sur les délais dans lesquelles les renforcements attendus pour atteindre les objectifs d'amélioration significative de la sûreté seront réalisés. De nombreux facteurs s'avèrent, au vu du retour d'expérience des dernières années, susceptibles d'introduire d'importants retards dans ce domaine.

La première cause possible est technique, dans le sens d'aléas de chantier susceptibles de venir contrarier la mise en œuvre des réalisations. L'exemple le plus emblématique est sans doute fourni par le retard introduit par la chute d'un générateur de vapeur destiné à être remplacé lors de la 3^{ème} visite décennale de Paluel 2¹⁰⁶. Réputé impossible compte tenu du niveau de fiabilité supposé du pont utilisé pour ce levage, l'incident a conduit à étendre de plus de deux ans l'arrêt du réacteur. Il a surtout, du fait du caractère potentiellement générique de sa cause, et sachant que Paluel 2 était le premier à subir ce remplacement prévu dans le cadre de la VD3 par anticipation d'une éventuelle future prolongation au-delà de la VD4, conduit à reporter les changements de générateurs de vapeur prévus dans d'autres réacteurs du palier 1 300 MWe.

Alors même que les VD4 n'ont pas encore commencé, EDF semble déjà avoir du mal à tenir ses engagements ou à respecter les prescriptions de l'ASN. À Tricastin, EDF s'était engagée après Fukushima à fournir des compléments de justification de la tenue au séisme de la digue. Ces compléments n'ont pas été fournis au niveau demandé et dans les temps, et la situation a traîné pendant des années avant que les compléments ne soient finalement transmis. C'est sur la base de ces compléments que l'ASN a pris la décision de faire arrêter à effet immédiat les réacteurs, le temps de consolider la digue qui s'avérait finalement pas assez robuste¹⁰⁷.

Le problème ici vient de l'incapacité de l'ASN à faire respecter les engagements des exploitants lorsque ceux-ci ne les tiennent pas. Ces engagements pris par l'exploitant dans le cadre de l'instruction technique des dossiers, qui constituent généralement un volume d'études et de travaux à entreprendre beaucoup plus important que celui couvert par des prescriptions explicites de l'ASN, ont une valeur réglementaire et d'opposabilité beaucoup plus faible – sans compter que ces engagements, échangés entre l'exploitant et l'autorité, ne sont pas portés à la connaissance du public.

¹⁰⁶ ASN, Chute d'un générateur de vapeur dans le bâtiment du réacteur 2 de la centrale de Paluel (76) : l'ASN a diligé une inspection immédiate, note d'information, 1^{er} avril 2016.

¹⁰⁷ ASN, 28 septembre 2017, *op. cit.*

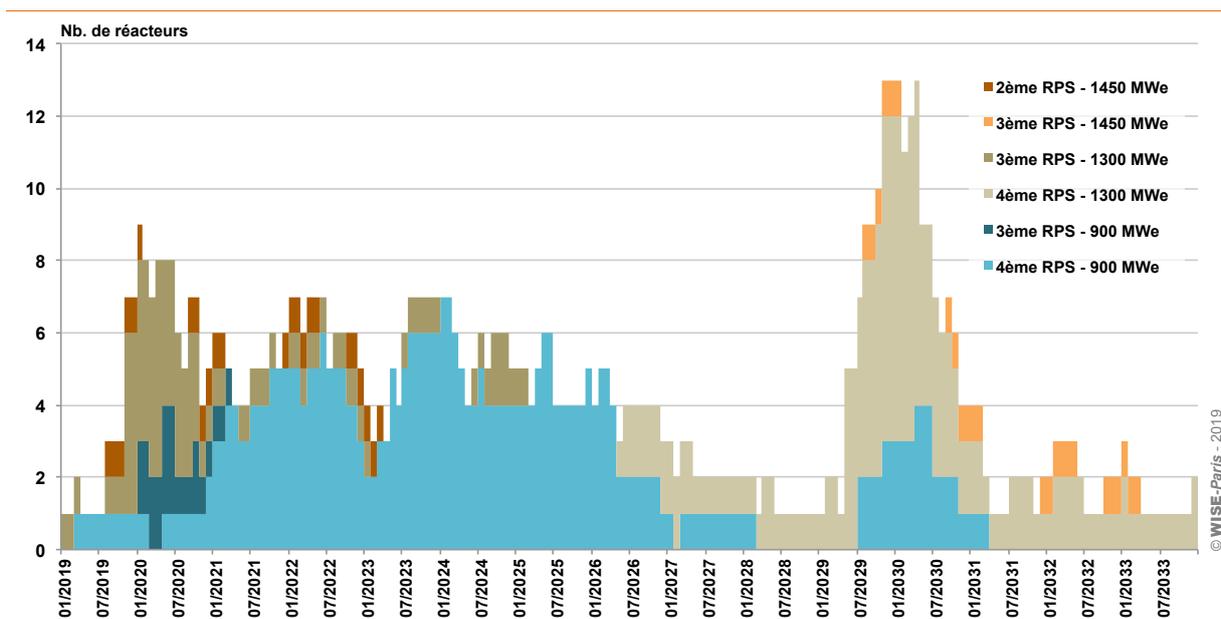
Il semble important, pour éviter ou réduire le risque de telles dérives dans le cadre de la procédure de 4^{ème} réexamen des réacteurs 900 MWe, que les engagements d'EDF soient publiquement tracés et que les plus importants, si ce n'est la totalité, soient retranscrits sous forme de prescriptions de l'autorité, de manière à ce qu'EDF soit tenu réglementairement de réaliser les travaux demandés dans les délais prévus.

Un autre exemple, plus récent, plus étendu et plus emblématique, montre toutefois la difficulté d'EDF à tenir les délais et de l'ASN à imposer le respect de ces délais, même quand une prescription réglementaire forte a été prise. Il s'agit de la mise en place sur l'ensemble du parc en service des groupes diesels d'ultime secours (DUS) prévus dans le cadre du renforcement post-Fukushima, et représentant une des dispositions les plus importantes de la démarche de « noyau dur ».

Alors que l'ASN avait prescrit pour tous les réacteurs la mise en place de DUS avant le 31 décembre 2018, il s'avère qu'aucun DUS ne sera opérationnel à cette date. L'ASN, alors même que les investigations menées continuaient de révéler des défauts de tenue au séisme des groupes diesels qui constituent actuellement de moyen de secours pour l'alimentation électrique, a validé la demande de report du calendrier d'implantation proposée par EDF, sans envisager la moindre sanction¹⁰⁸.

L'ASN accepte dans sa décision l'explication d'EDF concernant « de[s] difficultés rencontrées dans les opérations de construction et de mise en service de ces moyens d'alimentation électrique supplémentaires ; que ces difficultés sont avérées et que certaines d'entre elles subsistent encore ; que ces difficultés résultent notamment de l'ampleur, de la complexité des opérations et des particularités de certains sites ». Pourtant, les travaux en cours sur le parc restent a priori de moindre ampleur que les travaux que devra réaliser EDF pour permettre l'exploitation de ses réacteurs au delà du 4^{ème} réexamen.

Figure 12 Charge industrielle associée aux réexamens périodiques de sûreté*
Calendrier mensuel indicatif des réexamens périodiques prévus par palier de 2019 à fin 2033



* La charge correspondant à chaque réexamen périodique de sûreté de réacteur est représentée par une durée forfaitaire avant l'échéance du réexamen périodique de sûreté. Cette durée est forfaitairement supposée ici de 6 mois par réacteur pour les 2^{ème} et 3^{ème} réexamens, et de 12 mois par réacteur pour le 4^{ème} réexamen. Conformément à la projection envisagée en application de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, tous les réacteurs à l'exception des deux unités de Fessenheim sont supposés soumis à leur 4^{ème} réexamen.

Source : WISE-Paris d'après ASN, 2018

108. ASN, Décision n° 2019-DC-0662 de l'Autorité de Sûreté Nucléaire du 19 février 2019 modifiant les décisions n° 2012-DC-0274 à n° 2012-DC-0283, n° 2012-DC-0285 à n° 2012-DC-0290 et n° 2012-DC-0292 du 26 juin 2012 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables aux sites électronucléaires de Belleville-sur-Loire, Blayais, Bugey, Cattenom, Chinon, Chooz B, Civaux, Cruas-Meysses, Dampierre-en-Burly, Flamanville, Golfech, Gravelines, Nogent-sur-Seine, Paluel, Penly, Saint-Alban et Tricastin au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS).

La pression qui s'exerce sur la réalisation dans les meilleurs délais – et dans tous les cas dans les délais prescrits – des études, vérifications et renforcements prévus dans le cadre du 4^{ème} RPS est d'autant plus forte que ces travaux doivent s'effectuer dans un planning très contraint par la pyramide des âges du parc. La **figure 12**, qui projette le volume d'arrêt des réacteurs pour les opérations de réexamen périodique en fonction des échéances de ces RPS pour les différents paliers et d'une durée moyenne forfaitaire pour chacun, illustre trois phénomènes.

Tout d'abord, le volume des travaux associés au 4^{ème} RPS des 900 MWe est dominant dans le programme à venir. EDF a ainsi indiqué, lors d'une réunion de dialogue technique en 2018, qu'en termes de volumétrie des travaux, son estimation était d'un « *facteur 4 entre le volume des travaux VD4 et le volume des travaux VD3* »¹⁰⁹. Ensuite, le planning des 4^{èmes} réexamens de sûreté des réacteurs 900 MWe est pour l'essentiel resserré sur une période très courte, de 2021 à 2026 : le décalage différencié de réalisation des réexamens au fil du temps a eu pour conséquence, au lieu d'étaler ces échéances par rapport à la pyramide des âges des réacteurs du point de vue de leur durée de fonctionnement, de concentrer davantage encore cette réalisation. Enfin, le planning des réexamens consacrés aux réacteurs 900 MWe est alourdi par celui des 2^{èmes} ou 3^{èmes} réexamens prévus pour les autres paliers, voire pour les plus récents des 900 MWe eux-mêmes ; ce surcroît de charge est d'autant plus préoccupant qu'il va pour l'essentiel se manifester au début du 4^{ème} RPS.

Dans ce contexte, des inquiétudes surgissent déjà sur les capacités d'EDF à faire face à l'ampleur de la tâche. Avant même que les travaux ne débutent, EDF a déjà rencontré du retard dans la transmission de ses études à l'ASN, ce qui a contribué à ce que cette dernière repousse la date de publication de son avis générique. Au vu des difficultés passées et présentes d'EDF à respecter les délais, afin d'éviter une dérive du calendrier de mise en œuvre des travaux associés aux quatrièmes réexamens de sûreté, il est nécessaire d'une part de rendre public un calendrier présentant les échéances des travaux attendus et d'autre part de publier, au fur et à mesure que les échéances sont atteintes, l'état de mise en œuvre des travaux. L'incapacité de l'ASN à faire respecter les échéances par le passé interroge sur sa capacité à s'assurer de la capacité suffisante des exploitants à faire les travaux demandés.

■ Stratégie différée

Au vu de ces premières dérives, la question se pose vraiment de la manière dont le processus évolue par rapport à la capacité ou non d'EDF à réaliser certains travaux sur une partie du parc dans des délais attendus. Les modifications de prescriptions pour repousser des délais qu'EDF s'avère incapable de tenir ne sauraient être une solution généralisable pour palier le manque de capacité industrielle de l'exploitant.

Dans le cadre de l'instruction en cours, EDF a annoncé son intention de réaliser les travaux en trois phases. La première consiste à anticiper en amont de l'arrêt pour VD4, sur 18 mois pour les premiers travaux de renforcement réalisables pendant que le réacteur est en marche, et pour les actions relatives à l'examen de conformité. La deuxième consiste en une première phase de gros travaux, pendant la VD4 pour laquelle EDF prévoit en moyenne « *plus de 100 jours d'arrêt* » (phase A). La troisième phase interviendrait pendant un arrêt pour visite partielle, quatre ans après la visite décennale, et nécessiterait « *de l'ordre de 40 jours d'arrêt* » (phase B)¹¹⁰.

EDF justifie la proposition de cette stratégie répartissant les gros travaux en deux étapes en expliquant que l'ampleur des travaux nécessite de prendre le temps, notamment pour que les opérateurs aient le temps d'intégrer les modifications réalisées. Interrogée par WISE-Paris sur ce choix, l'ASN avait, tout en soulignant que cela ne valait pas position officielle à ce stade, indiqué que cela ne posait a priori pas d'inconvénient, et que la réglementation le permettait. Questionnée sur la justification possible à ses yeux d'un tel report d'une partie des travaux, l'ASN répondait que cela lui semblait pertinent pour tenir compte des capacités de l'exploitant à faire face aux travaux correspondants¹¹¹. Quelques semaines plus tard, l'ASN reprenait à son compte le principe de cette segmentation et son explication¹¹².

109. EDF, *Dispositions de protection contre les agressions*, présentation à la réunion de dialogue technique quatrième réexamen périodique du 900 MWe, 11 juin 2018.

110. EDF, 11 juin 2018, *op. cit.*

111. Échange lors de la réunion de dialogue technique quatrième réexamen périodique du 900 MWe, 11 juin 2018.

112. ASN, *Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe*, présentation à la réunion de la Commission locale d'information des grands équipements énergétiques du Tricastin (CLIGEET) du 4 juillet 2018.

Pourtant, le manque de capacité de l'exploitant ne saurait être un paramètre dimensionnant pour le calendrier des travaux d'amélioration de sûreté. La réglementation en vigueur impose au contraire à l'exploitant de disposer des capacités suffisantes pour assurer la maîtrise de ses activités, notamment pour assurer la maîtrise des risques et inconvénients de son installation¹¹³. L'information sur les capacités techniques et financières de l'exploitant figure dans les informations de base attachées à l'autorisation de création de toute installation¹¹⁴, donc de modification substantielle, à laquelle on a montré précédemment que le 4^{ème} RPS pourrait, par son ampleur, être assimilé.

Au-delà de cette inversion préjudiciable du rapport entre respect des exigences et capacité à les mettre en œuvre, la stratégie proposée par EDF ouvre un autre risque. Dans la mesure où EDF envisage d'arrêter une partie de ses réacteurs à l'échéance du 5^{ème} RPS, la réalisation d'importants travaux à six ans de leur fermeture, voire surtout à moins en cas de retard de mise en œuvre de ces travaux, pourrait ne pas apparaître pertinente sur le plan industriel. Le retour d'expérience de la gestion par EDF de la non mise en œuvre de la prescription relative aux DUS à Fessenheim peut laisser craindre que l'approche de la date d'arrêt des réacteurs soit exploitée par EDF pour ne pas réaliser certains travaux qui seraient prévus à VD4 + 4 ans. En effet, alors qu'une prescription imposait à EDF de mettre en œuvre les DUS à Fessenheim avant la fin de l'année 2018, EDF a fait le choix de ne pas engager les travaux nécessaires, en raison de la date d'arrêt envisagée à l'époque pour ces deux réacteurs, qui devait intervenir avant 2018, ce qu'EDF contestait par ailleurs. La date d'arrêt ayant été repoussée au delà de 2018, l'ASN a choisi, sur demande d'EDF, de modifier sa prescription pour autoriser EDF à poursuivre pour plusieurs années l'exploitation de ces réacteurs sans DUS¹¹⁵. De manière similaire, la stratégie d'EDF de réaliser une partie des travaux à VD4 + 4 ans comporte un risque élevé de voir EDF négocier la non réalisation ou la réalisation partielle de ces travaux pour les réacteurs que l'industriel envisagerait d'arrêter quelques années après la VD4 + 4 ans.

RECOMMANDATIONS

Les difficultés montrées ces dernières années par EDF à tenir les délais d'études et de travaux, voire à se conformer aux prescriptions, comme celles montrées par l'ASN à faire respecter ces différents engagements par l'exploitant font craindre un risque élevé de dérive dans le temps de la mise en œuvre des améliorations de la sûreté prévues dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs 900 MWe. Ce risque, qui n'est pas anodin compte tenu du glissement qu'observe déjà ce processus par rapport à l'âge des réacteurs, est renforcé par les préoccupations sur les capacités techniques et financières d'EDF à faire face à ce chantier. Ce constat conduit déjà à envisager une dérogation très contestable pour repousser de quatre années une partie des travaux prévus théoriquement à l'échéance du réexamen.

- ▶ **Face au constat de glissement continu des délais de mise en œuvre des études et travaux, il est nécessaire de doter le réexamen d'un cadre plus précis et strict d'obligations calendaires.**
- ▶ **Ce cadre doit s'accompagner, pour la bonne information de tous les acteurs et du public, de la mise en place d'un tableau de bord public des engagements pris par l'exploitant, qui doivent autant que possible faire l'objet de prescriptions, et de suivi de leur mise en œuvre.**
- ▶ **Afin d'éviter les situations de fait accompli liés au constat a posteriori du non respect de délais, des critères techniques plus stricts d'information par l'exploitant et de justification de délais devraient être définis.**
- ▶ **Des critères d'arrêt temporaire ou définitif pourraient alors être élaborés pour traiter les situations de glissement injustifié par rapport à ces critères d'appréciation des difficultés techniques à tenir les délais.**

¹¹³. Voir par exemple l'article 2.1.1. de l'arrêté du 7 février 2012 Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, *Journal officiel*, 8 février 2012.

¹¹⁴. Décret n° 2019-190 du 14 mars 2019, *op. cit.*

¹¹⁵. 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 Électricité de France (EDF). Voir sur ce sujet 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 ; et WISE-Paris, *Contribution de WISE-Paris à la consultation du public n°2 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)*, 10 janvier 2019.