*

LES RISQUES DU PROLONGEMENT DE LA DUREE DE FONCTIONNEMENT DES REACTEURS DE 900 MW D'EDF

ETUDE A L'ATTENTION DE

L'OFFICE PARLEMENTAIRE D'EVALUATION

DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES

SOMMAIRE

SYNTHESE **5**

INTRODUCTION **9**

1. PROCESSUS D'ELABORATION DE LA VD4-900 ..... **11**

1.1 ASN A EDF, 28 MAI 2013 : 11

1.2 ASN A EDF, 20 AVRIL 2016 : 11

1.3 ASN A EDF, 28 SEPTEMBRE 2018 13

1.3.1 Les points essentiels qui précisent le déroulement des opérations à venir *13*

1.3.2 Quelques commentaires de l'ASN, à ce stade *14*

1.4 EXPERTISE ET INSTRUCTION PAR L'IRSN DU DOSSIER D'EDF 15

1.5 LE RAPPORT D'INSTRUCTION DE L'ASN 15

1.6 LA DECISION DE L'ASN SOUMISE A CONSULTATION PUBLIQUE 16

1.7 LE DEROULEMENT DES VD4 17

1.7.1 La VD4 de Tricastin 1 ..... *17*

1.7.2 Les décalages des visites décennales et des réalisations *18*

2. ANALYSE DU RAPPORT D'INSTRUCTION **20**

2.1 CONTENU DU RAPPORT D'INSTRUCTION 20

2.2 POSITION DE L'ASN SUR LA CONFORMITE DES INSTALLATIONS ET LA MAITRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE (CONF) 20

2.2.1 La synthèse : *20*

2.2.2 Les prescriptions *21*

2.3 LA REEVALUATION DE SURETE 23

2.3.1 Modifications des installations prévues par EDF *23*

2.3.2 Réévaluation des risques associés aux agressions d'origines interne et externe dans la démonstration de sûreté (AGR) *24*

2.3.3 Réévaluation des études d'accident des réacteurs *27*

2.3.4 Réévaluation de la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible *29*

2.3.5 Réévaluation des études d'accidents avec fusion du cœur (AG) *30*

2.3.6 Réévaluation des conséquences radiologiques des accidents (CR) *31*

2.3.7 Réévaluation des études probabilistes de sûreté *32*

2.3.8 Dispositions prévues après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi - Noyau dur (ND) *34*

2.3.9 Réévaluation de la sûreté des bâtiments des auxiliaires de conditionnement et de traitement des déchets (BAC/BANG) *35*

2.3.10 Capacité des opérateurs à réaliser les actions de conduite en situation accidentelle, d'accident grave ou d'agression (Voir 2.5). *35*

2.4 POSITION DE L'ASN SUR LE REEXAMEN DES RISQUES NON RADIOLOGIQUES ET DES INCONVENIENTS PRESENTES PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL DES INSTALLATIONS 35

2.5 POSITION DE L'ASN SUR LES FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS 37

2.6 LA CONCLUSION DU RAPPORT D'INSTRUCTION SUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT DES REACTEURS DE 900 MW A L'ISSUE DE LA PHASE GENERIQUE DU QUATRIEME REEXAMEN PERIODIQUE 39

3. QUELQUES ENJEUX CRUCIAUX DE LA SURETE NUCLEAIRE A 40 ANS 41
3.1 LE RISQUE DE RUPTURE BRUTALE DE LA CUVE D'UN REACTEUR 41
3.1.1 La cuve du réacteur 41
3.1.2 Positions de l'IRSN sur les cuves des réacteurs 42
3.1.3 La question des cuves dans les rapports d'instruction de l'IRSN et de l'ASN 46
3.1.4 Un point de vue critique 47
3.1.5 La température de transition ductile-fragile et les mesures compensatoires 48
3.2 LE RISQUE SISMIQUE 48
3.2.1 Le risque sismique dans la décision de l'ASN 49
3.2.2 L'inquiétante succession des risques au séisme pour les diesels de secours 49
3.2.3 Autres risques au séisme 51
3.2.4 L'évolution de l'appréciation du risque sismique 53
3.3 LE DISPOSITIF DE STABILISATION DU CORIUM 54
3.3.1 L'accident grave 54
3.3.2 Le récupérateur de corium de l'EPR 55
3.3.3 Le stabilisateur de corium dans la VD4-900 57
3.4 LA PISCINE D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE 59
3.4.1 Les prescriptions de l'ASN 59
3.4.2. Ecart avec l'EPR 60
3.4.3. Actes de malveillance 60
3.4.4. Tube de transfert 60
3.5 LE COMBUSTIBLE MOX DANS LES REACTEURS DE 900 MW 61
3.5.1 Le combustible MOX 61
3.5.2 Le combustible MOX dans le rapport d'instruction de l'ASN 61
3.5.3 Risques accrus du fait du MOX, en fonctionnement et en cas d'accident 62

CONCLUSION 64

ANNEXE 1 - CONCLUSION DE L'AVIS DU GROUPE PERMANENT REACTEURS DE L'ASN 70
ANNEXE 2 – LES 32 REACTEURS DE 900 MW ET LEURS DATES DE VD4 71
ANNEXE 3 – POSITIONS DE L'IRSN SUR LA PHASE GENERIQUE DU QUATRIEME REEXAMEN 72
ANNEXE 4 – CONCLUSION DU RAPPORT D'INSTRUCTION DE L'ASN 73
ANNEXE 5 - ECHEANCES DE LA REALISATION DES PRESCRIPTIONS DE L'ASN 74
ANNEXE 6 - LA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE DANS LA PPE 79

Cette étude a été réalisée par Bernard Laponche, avec la collaboration et les contributions de Manon Besnard, Jean-Luc Thierry et Jean-Claude Zerbib.

15 février 2021

En avril 2013, Benjamin Dessus et Bernard Laponche écrivaient :

« Global Chance s'élève vivement contre l'irresponsabilité dont font preuve aujourd'hui EDF et le Gouvernement en présentant la prolongation de la durée de vie du parc actuel de 10 à 20 ans comme une évidence industrielle et économique indiscutable et en faisant de fait l'impasse totale sur les risques majeurs d'une telle stratégie pour nos concitoyens »

SYNTHESE

Le parc électronucléaire d'EDF est constitué de 56 réacteurs en fonctionnement de la filière à uranium enrichi et eau sous pression (REP), situés dans 18 centrales, dont 9 sont équipées de 32 réacteurs de 900 MW de puissance électrique. Ces derniers ont atteint ou atteindront une durée de 40 ans de fonctionnement depuis leur démarrage sur une période qui s'étend de 2019 à 2027.

La durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires ne fait pas l'objet d'une réglementation impérative, comme dans la plupart des pays européens. Cependant, leur sont appliqués les réexamens de sûreté (RDS) effectués au cours des « visites décennales » (VD), qui ont lieu normalement tous les dix ans. A chaque visite décennale d'un réacteur, l'autorisation de poursuivre son fonctionnement est soumise au jugement de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui peut la refuser ou l'accorder, après rapport d'EDF et analyse de la situation par l'organisme d'expertise et de recherche, l'Institut de radioprotection et sûreté nucléaire (IRSN).

Le quatrième réexamen de sûreté effectué à l'occasion de la quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MW (VD4-900) revêt une importance particulière du fait du changement de stratégie d'EDF, approuvée par le Gouvernement, précisément avant le début des troisièmes visites décennales de ces réacteurs. En effet, alors que la durée de fonctionnement de ces réacteurs était prévue de 40 ans, EDF a demandé en 2009 la prolongation de cette durée au-delà de 40 ans.

L'ASN a répondu à cette demande en fixant des exigences d'une part sur le maintien, au-delà de ce réexamen, de la conformité des équipements importants pour la sûreté aux exigences qui leur ont été fixées, notamment en ce qui concerne leur vieillissement et, du fait que ces réacteurs « prolongés » seraient amenés à fonctionner en même temps que des réacteurs EPR dits de « troisième génération » dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées, la sûreté des réacteurs de 900 MW devait être améliorée selon des exigences de « réévaluation de la sûreté ».

Dès 2013, un dialogue s'est instauré entre EDF, ASN et IRSN, à partir des exigences de l'ASN formulées dès avril 2016 (« *Orientations génériques du réexamens périodiques associées aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW d'EDF* ».

En 2018, il est fixé que le déroulement du réexamen devra s'effectuer en deux temps : une phase « générique » portant sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs et une phase dite « spécifique » qui portera sur chaque réacteur et se terminant par le rapport d'instruction de l'ASN sur « *La phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW* » et le projet de décision de l'ASN soumis à consultation publique du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021.

Enfin, le rapport d'instruction de l'ASN de décembre 2020, alors présenté sous la forme de « projet », constitue l'analyse par l'ASN de la phase générique du 4ème réexamen périodique et présente ses conclusions sur l'atteinte par EDF des objectifs fixés pour cette phase sur les grands thèmes concernant la sûreté nucléaire : conformité des installations et maîtrise du vieillissement, réévaluation de la sûreté, réexamen des risques non radiologiques et des inconvénients présentés par le fonctionnement des installations, facteurs humains et organisationnels. Les prescriptions de l'ASN à l'issue de cette analyse ont été reprises dans la consultation publique de l'ASN les concernant, du 3 décembre 2020 au 21 janvier 2021, assorties des échéances fixées à leur application.

Durant cette période précédant la VD4, l'expertise de l'IRSN a porté sur les propositions d'EDF. Le travail réalisé par l'IRSN est considérable et constitue la source la plus complète

sur l'instruction de la demande d'EDF de prolonger la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MW.
On constate dès cet exposé « historique » le problème des décalages dans l'application des procédures et des délais dans les mises en œuvre : décalage de la position de l'ASN sur la publication de ses prescriptions sur la phase générique, décalage des visites décennales elles-mêmes par rapport à la durée de fonctionnement de 40 ans prévue pour les réacteurs concernés, enfin et surtout, durée des études et des travaux prescrits par l'ASN qui ne seraient terminés au mieux (selon la décision de l'ASN) que 5, voire 6 ans après la 4ème visite décennale. Ce qui signifie que, même si ces échéances étaient respectées, un certain nombre de réacteurs respecteraient finalement les prescriptions « à 40 ans » à moins de 5 ans de la 5ème visite décennale. Et, après la phase générique, viendront les prescriptions de l'ASN réacteur par réacteur qui vont conduire probablement à de nouvelles exigences et donc à de nouveaux délais.

Certes, l'ASN justifie cet « échelonnement » des tâches par l'ampleur des travaux et dit « *tenir compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser, avec le niveau de qualité attendu, ainsi que la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions* ». Mais cela met en évidence une « compétition » entre les capacités industrielles et organisationnelles d'une part et la sûreté nucléaire d'autre part.

L'analyse du rapport d'instruction de l'ASN, s'appuyant essentiellement sur les prescriptions qu'il impose à EDF ainsi que sur les échéances de leur application, conduit à un certain nombre d'enseignements. La tâche est considérable et doit se déployer sur trois fronts.
La question de la **conformité et du vieillissement** est particulièrement sensible pour les équipements non remplaçables comme la cuve du réacteur, dont les propriétés de l'acier se dégradent du fait du bombardement neutronique, ou l'enceinte de confinement dont le béton « vieillit ». Certes, beaucoup d'autres éléments sont remplaçables, comme les générateurs de vapeur, ou en grande partie remplaçables, mais ils sont très nombreux (câbles électriques, tuyauteries, pompes, supports et ancrages, etc.) répartis un peu partout dans le réacteur, quelquefois dans des endroits peu accessibles. L'expérience a montré de nombreux cas de détérioration de ces multiples équipements, illustrés par la fréquence des « incidents précurseurs » et autres « anomalies génériques » et l'autorité de contrôle relève nombre d'« écarts » persistants.
Une deuxième série d'études et de travaux concerne la mise en œuvre, exigence d'ailleurs antérieure à la VD4, des mesures « post-Fukushima » et du **grand carénage**, notamment en matière de constitution du « noyau dur » et pour la durée de fonctionnement visée par EDF.
Enfin l'ASN considère donc que la **réévaluation de la sûreté de ces réacteurs** à l'occasion de la VD4-900 doit être réalisée au regard de ces nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires, la référence étant le réacteur EPR en construction à Flamanville (FLA3), dont le démarrage est actuellement prévu pour fin 2022.
Déjà, il a été décidé que cette exigence ne serait pas satisfaite pour la protection du bâtiment combustible contenant les piscines de désactivation des combustibles irradiés, ainsi que pour les enceintes de confinement (double enceinte pour l'EPR). L'innovation lourde est exigée pour le « stabilisateur de corium » qui est cependant moins performant, en matière d'objectifs, que le « récupérateur de corium » de l'EPR.

On peut ainsi juger de la complexité et de l'effort énorme d'organisation technologique, de quantité de travail et d'investissement que représente « l'opération VD4-900 ». EDF a indiqué en 2018 qu'il y avait un facteur 4 entre le volume des travaux VD4 et celui des travaux VD3.

Se pose alors évidemment la question de la capacité d'EDF de réaliser les études, essais et travaux respectant les demandes et prescriptions de l'ASN.
C'est bien la même interrogation de l'ASN elle-même dans son rapport d'activité de 2019 :
« En 2019, EDF a réalisé la première visite décennale d'un de ses réacteurs, sur le site du Tricastin. EDF a mobilisé des moyens importants et cette visite décennale s'est déroulée de façon à peu près satisfaisante. L'ASN s'interroge sur la capacité d'EDF à mobiliser de tels moyens à l'avenir pour les autres réacteurs, en particulier quand plusieurs quatrièmes visites décennales auront lieu en parallèle ».
Et comme le montrent les « appréciations » qu'elle formule dans ce même rapport, que ce soit sur le manque de rigueur d'exploitation des centres nucléaires d'EDF, les retards et défauts de la maintenance, les manques dans la protection de l'environnement, les négligences dans la radioprotection des travailleurs et la sécurité au travail. Ces inquiétudes ont été confirmées par son président, lors de ses vœux à la presse le 21 janvier 2021[1].
Ce jugement est en permanence confirmé par la lecture des « lettres de visite » des inspecteurs de l'ASN sur les sites des centrales nucléaires.

Si l'avis du rapport d'instruction est « globalement positif », l'accumulation des tâches à réaliser qui se traduit par un très grand nombre de demandes et de prescriptions. Si celles-ci sont très généralement accompagnées d'échéances de mise en application, ce n'est pas toujours le cas et beaucoup d'entre-elles sont laissées à l'initiative ou à la disposition d'EDF.
Les exemples des errements de l'EPR, des falsifications des « dossiers barrés », des nombreux « faits accomplis » dans la gestion des centrales nucléaires ont conduit l'ensemble des observateurs à de fortes interrogations sur la validité d'un système de suivi de la sûreté des installations essentiellement déclaratoire et qui repose par conséquent sur la confiance accordée à l'exploitant.
Au-delà des engagements pris, et ils sont très nombreux, se pose la question du contrôle de leur respect, en qualité et en échéance.
L'ASN dit bien dans son rapport d'instruction qu'elle demande à EDF de « *rendre compte annuellement de la mise en œuvre pour respecter les prescriptions et leurs échéances et de sa capacité industrielle et celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les modifications des installations* ».
En admettant même que ce « compte rendu » annuel soit fait correctement, que se passera-t-il si EDF ne respecte pas les échéances ? Probablement des demandes de dérogation, comme cela se pratique régulièrement. Que se passera-t-il si la preuve est faite que la capacité industrielle est en défaut, tant du côté d'EDF que de ses sous-traitants ? Un décalage de plus dans l'exécution ? La fermeture des réacteurs sera-t-elle appliquée ?
Il est indispensable que les moyens de contrôle de l'ASN soient augmentés, en termes d'effectifs, de budget et de moyens de sanctions. En période de VD4, il pourrait être utile qu'il y ait une présence permanente d'une équipe de l'ASN sur le site.

Cette étude présente une discussion sur un certain nombre de thèmes sur lesquels les analyses présentées dans le rapport d'instruction de l'ASN paraissent insuffisantes :
Sur le risque de rupture brutale de la cuve d'un réacteur : analyse des positions de l'IRSN ; nécessité de compléments d'études ; un point de vue critique sur l'évolution de la qualité de l'acier des cuves du fait du bombardement neutronique ; faut-il des mesures compensatoires ?
Sur le risque sismique : vulnérabilité historique de certains sites, notamment la centrale du Tricastin ; la succession des risques au séisme pour les diesels de secours et d'autres équipements ; l'évolution de l'appréciation du risque.

[1] Le Monde du 23 janvier 2021, page 10.

Sur le dispositif de stabilisation du corium : la prise en compte de l'accident grave ; le récupérateur de corium de l'EPR ; le stabilisateur de corium dans la VD4-900 ; les travaux à risque ; le refroidissement de l'eau de noyage du corium ; le recours à la FARN.
Sur la piscine d'entreposage du combustible : insuffisance des prescriptions de l'ASN ; ***é***cart important par rapport à l'EPR ; non prise en compte des actes de malveillance dans la sûreté passive ; absence de prescription sur le tube de transfert entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible.

La conclusion de l'étude met l'accent sur le lien et les contradictions entre le respect de la sûreté nucléaire dans l'hypothèse d'un prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MW et la politique nucléaire définie par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).
En effet, la période des VD4 s'inscrit dans la « Programmation pluriannuelle de l'énergie » (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, publiée par décret en avril 2020. Le Gouvernement y fixe les orientations concernant le parc nucléaire jusqu'à 2035, date à laquelle la part de la production d'électricité d'origine nucléaire ne devrait pas dépasser 50% de la production totale d'électricité en France, ce qui le conduit à demander à EDF de prévoir la fermeture de 12 réacteurs sur la période 2029-2035 (à l'échéance de leur 5ème visite décennale), le choix d'EDF se portant sur une paire de réacteurs sur six des centrales suivantes : Blayais, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.
Tout se passe dans ce texte comme si le prolongement au-delà de 40 ans était acquis et il n'y a qu'une brève allusion au fait que l'ASN pourrait arrêter « d'autres réacteurs » pour des raisons de sûreté, voire l'ensemble des réacteurs d'une même centrale du fait de risques particuliers liés au site de cette centrale.

Aucun Plan B n'est sérieusement envisagé, ce qui constitue une pression implicite sur l'ASN et comporte des risques industriels et économiques si celle-ci sait se monter impartiale et rigoureuse. Le Gouvernement devrait, dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, prendre en compte des scénarios intégrant des évènements accidentels ou de fortes exigences de sûreté sur l'arrêt de réacteurs et veiller à en assurer, sinon la parade, du moins le meilleur traitement.

En termes de sûreté nucléaire et au vu de la situation inquiétante du parc nucléaire constatée quotidiennement dans la période actuelle, également soulignée à maintes reprises dans ce rapport de l'ASN, la solution de loin préférable serait l'arrêt du fonctionnement des réacteurs à l'âge initialement prévu de 40 ans. Aller au-delà est s'engager dans une zone de fortes incertitudes, aggravées par les conditions dans lesquelles se ferait ce passage, décrites dans ce rapport. **A minima, l'arrêt à 40 ans de 12 réacteurs prévu par la PPE à leur 5ème visite décennale, ceux-ci étant choisis sur des critères de sûreté, allègerait l'importance des travaux à réaliser**.
En tout état de cause, une révision profonde de la politique électronucléaire de la France, et donc de la PPE, est urgente.

INTRODUCTION

Le parc électronucléaire français d'EDF en fonctionnement est constitué de 56 réacteurs répartis dans 18 centrales[2], dont 9 sont équipées de 32 réacteurs de 900 MW de puissance électrique, de la filière des réacteurs à uranium enrichi et eau ordinaire (REP), construits sous licence Westinghouse : Bugey (4), Blayais (4), Dampierre (4), Gravelines (6), Tricastin (4), Chinon B (4), Cruas (4), Saint-Laurent (2). Ces réacteurs ont été couplés au réseau entre mai 1978 (Bugey 2) et novembre 1987 (Chinon B 4). Ils ont atteint ou vont atteindre une durée de fonctionnement de 40 ans à partir de la date de leur connexion au réseau sur une période très étroite, de 2018 à 2027 et pour la plupart, 2025 (voir Annexe 2). Les 4 réacteurs de Bugey appartiennent au palier CP0 (comme l'étaient les 2 réacteurs de Fessenheim), les 28 autres réacteurs constituent le palier CPY.

Prévue initialement de 30 ans, puis de 40 ans, la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires ne fait pas l'objet d'une réglementation impérative, comme dans la plupart des pays européens. Cependant, leur sont appliqués les réexamens de sûreté (RDS) effectués au cours des « visites décennales » (VD), qui ont lieu normalement tous les dix ans. En application de l'article L. 593-18, l'exploitant doit examiner en profondeur, tous les dix ans, la conformité de ses réacteurs aux référentiels applicables, remédier aux éventuels écarts détectés, et réaliser un examen approfondi des effets du vieillissement sur les matériels.

A chaque visite décennale d'un réacteur, l'autorisation de poursuivre son fonctionnement est soumise au jugement de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) qui peut la refuser ou l'accorder, après analyse de la situation par l'organisme d'expertise et de recherche, l'IRSN (Institut de radioprotection et sûreté nucléaire).

Le quatrième réexamen de sûreté à l'occasion de la quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MW (VD4-900) revêt une importance particulière du fait du changement de stratégie d'EDF, approuvée par le Gouvernement, précisément avant le début des troisièmes visites décennales de ces réacteurs.

En effet, la construction à partir de 2007 de l'EPR de Flamanville, nouveau réacteur REP d'une puissance électrique de 1650 MW, avec l'objectif d'un démarrage en 2012, s'inscrivait dans la stratégie d'EDF du début des années 2000: la perspective d'arrêt définitif des 58 réacteurs alors en fonctionnement à l'échéance de 40 ans, s'étalant à partir de 2018, et le renouvellement progressif du parc par le développement massif de réacteurs EPR.

Probablement alarmé par les prémisses de retards dans la construction de l'EPR mais aussi motivé par l'avantage économique d'une prolongation de la durée de fonctionnement du parc des réacteurs existants, EDF annonçait en 2008 son intention d'exploiter ce parc pendant 10 et même 20 ans de plus. En 2013, EDF annonçait l'allongement comptable de la durée de fonctionnement de ces réacteurs à 50 ans. Sans conséquences sur la durée réelle, cette décision, non contestée par le Gouvernement (alors que l'Etat français est actionnaire à 82,5% de la société anonyme EDF), constituait dans les faits une pression supplémentaire en faveur du prolongement. Les considérations de sûreté nucléaire n'entraient alors en aucune façon dans l'expression de cette nouvelle stratégie.

La VD4-900 dont le déroulement va s'étendre sur une dizaine d'années à partir de 2019, est le premier acte de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)[3] pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, publiée par décret en avril 2020, par laquelle le Gouvernement fixe les orientations suivantes jusqu'à 2035, date à laquelle la production d'électricité d'origine nucléaire ne devrait pas dépasser 50% de la production totale d'électricité en France.

[2] Les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim ont été arrêtés en 2020.
[3] https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe

Notre étude présente en première partie les étapes qui ont précédé la VD4-900, échanges, études, expertises entre les différents protagonistes, jusqu'au projet de rapport d'instruction de l'ASN sur « *La phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW* » et le projet de décision de l'ASN soumis à consultation publique du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021.
Et, en deuxième partie, les conditions posées par l'ASN à EDF pour autoriser la poursuite des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans sont analysées sur la base des documents d'instruction de l'ASN, eux-mêmes s'appuyant sur les travaux de l'IRSN et les avis de ses groupes d'experts. Cette analyse porte à la fois sur le contenu des jugements de l'ASN et de ses prescriptions et sur les échéances qu'elle fixe à l'exploitant EDF pour la réalisation des études, essais et travaux exigés par ces prescriptions, sachant qu'à l'heure actuelle, ces prescriptions portent, sauf cas très particulier, sur la phase générique qui s'adresse à l'ensemble des réacteurs, sachant que, dans une deuxième étape, des prescriptions supplémentaires pourront être imposées à chaque centrale en fonction des particularités du site (bord de mer ou de rivière, zone sismique, environnement industriel…). Dans cette partie, une attention particulière est portée au thème des facteurs organisationnels et humains dont l'importance est considérable dans la gestion du parc électronucléaire ainsi qu'au thème des agressions extérieures, sujet pratiquement ignoré lors de la conception des réacteurs.
Enfin, en troisième et dernière partie sont abordés différents points clefs concernant la sûreté du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans, qui posent question : tenue des cuves, séismes, stabilisateur de corium, piscines d'entreposage des combustibles.

1. PROCESSUS D'ELABORATION DE LA VD4-900

Dès la demande d'EDF de prolongement des réacteurs au-delà de 30 ans, un dialogue permanent s'est instauré entre EDF, l'ASN et ses groupes d'experts, et l'IRSN. On retient ici quelques dates et documents significatifs.

1.1 ASN A EDF, 28 MAI 2013[4] :

« *En 2009, EDF a fait part de sa volonté « d'étendre la durée de fonctionnement significativement au-delà de quarante ans » et de « maintenir ouverte l'option d'une durée de fonctionnement de 60 ans pour l'ensemble des réacteurs* ».
Et,
« L'ASN rappelle tout d'abord que la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de la durée pour laquelle elles ont été initialement conçues suppose de garantir le maintien, au-delà du quatrième réexamen de sûreté, de la conformité des équipements importants pour la sûreté aux exigences qui leur ont été fixées. Par ailleurs, 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. Les réacteurs nucléaires actuels doivent donc être 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, conformément aux termes de la lettre en référence ».

Suivent dans ce courrier, en Annexe 1 « La position détaillée de l'ASN sur les orientations du programme générique[5] proposé par EDF, en Annexe 2, « Les demandes de l'ASN » et, en Annexe 3, « Les observations de l'ASN ».

1.2 ASN A EDF, 20 AVRIL 2016[6] :

Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW d'EDF (VD4-900)

Ce document de 80 pages constitue le document de référence pour les exigences de l'ASN. Il en précise en particulier les trois grandes composantes dont des extraits essentiels sont présentés ci-dessous :
« Ce quatrième réexamen périodique s'inscrit cependant dans un cadre particulier à trois titres :
1. Tout d'abord, quarante années de fonctionnement correspondent à l'hypothèse initiale de conception de certains matériels et équipements des réacteurs. La prolongation de leur fonctionnement au-delà de cette période nécessite une actualisation des études de conception en prenant en compte ***le retour d'expérience d'exploitation****.*
2. Ensuite, ce quatrième réexamen périodique est l'occasion d'achever l'intégration des modifications qui découlent des prescriptions de l'ASN émises à l'issue des études complémentaires de sûreté (ECS) réalisées à la suite de l'accident de la centrale de Fukushima-Daiichi (Japon).
L'ASN a en particulier prescrit la mise en place dans chaque installation d'un ***« noyau dur »*** *de dispositions matérielles et organisationnelles permettant, dans des conditions extrêmes telles que celles ayant conduit à la catastrophe de Fukushima, de prévenir un accident grave et, s'il se produisait néanmoins, d'en limiter les conséquences.*
L'ASN souligne l'ampleur des travaux réalisés ou programmés pour améliorer la sûreté

[4] CODP-DCN-2013-013464
[5] Le programme générique concerne tous les réacteurs de 900 et 1300 MW.
[6] CODEP-DCN-2016-007286 : lettre du président de l'ASN au président d'EDF.

des réacteurs en prenant en compte les enseignements de l'accident de Fukushima-Daiichi.[7]
3. Enfin, vous avez souhaité en 2009, par les lettres en références [112] et [113], prolonger significativement la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans. Dans cette hypothèse, les réacteurs de 900 MW pourraient coexister avec des réacteurs de type EPR ou équivalent, dont la conception répond à des exigences de sûreté significativement renforcées. La réévaluation de leur sûreté doit donc être réalisée 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. Aussi, je considère que les objectifs de sûreté à retenir pour le réexamen VD4-900 doivent être définis au regard des objectifs applicables aux réacteurs de nouvelle génération. L'ASN a précisé à cet égard ses demandes et attentes dans sa lettre du 28 juin 2013 [3]. Cette approche est cohérente avec la directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 ».

La question de la possibilité de réaliser dans les temps les études et travaux nécessaires était bien soulignée par l'ASN :
« Par lettre en référence [3], l'ASN vous indiquait que « le programme d'EDF doit être construit avec l'objectif que tous les réacteurs de 900 et 1300 MW dont le fonctionnement au-delà du quatrième réexamen de sûreté serait envisagé ***aient fait l'objet des travaux et modifications nécessaires au plus tard à l'échéance de leur quatrième visite décennale*** *».*
J'attire votre attention sur la difficulté prévisible de conclure sur l'ensemble des études prévues à l'échéance de la quatrième visite décennale du premier réacteur de 900 MW compte tenu de l'importance des éléments qu'il vous reste à apporter et des calendriers de transmission prévus ».
Et,
« *Enfin, pour prendre position sur votre demande de poursuite d'exploitation significativement au-delà de quarante ans, l'ASN aura besoin de disposer de tous les éléments, et notamment de vos intentions concernant les échéances de mise à l'arrêt des réacteurs actuels. Je souhaite ainsi que vous puissiez me les transmettre* ***avant la fin 2017*** ».

Cette échéance ne sera pas respectée : la « *Note de réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique du palier 900 MW* » d'EDF à l'ASN ne sera envoyée qu'en septembre 2018[8].
Ce dérapage dans la date de la remise par EDF à l'ASN de cette « Note de réponse » est caractéristique du comportement d'EDF tout au long de la période précédent la VD-4 900, qu'il s'agisse de réponses à des questions de l'ASN ou de l'IRSN ou de la réalisation de travaux ou d'améliorations prescrits par l'ASN.
C'est une question fondamentale que l'on a rencontré tout au long de la construction de l'EPR et rencontre encore aujourd'hui.
Et l'on constate déjà que ces retards ne sont pas sanctionnés par l'ASN de façon suffisamment dissuasive pour qu'EDF respecte en temps voulu ses exigences.
Citons cependant l'exemple efficace de l'arrêt par l'ASN des quatre réacteurs du Tricastin tant que le renforcement de la jetée ne serait pas effectué : il l'a été.
Mais cet exemple est presque unique et cette question des dérapages vis-à-vis des échéances prévues ou exigées sera présente tout au long de notre étude.

Le détail des remarques et demandes de l'ASN adressées à EDF figure dans des annexes

[7] Ces travaux seront désignés par EDF sous la dénomination de « Grand carénage ».
[8] https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-31951-note-reponse-objectif.pdf

traitant chacune des grands thèmes du 4ème réexamen de sûreté dont l'essentiel est en :
- Annexe 1 - Démarche de maîtrise du vieillissement et de la conformité des installations pour le réexamen périodique VD4-900 : 23 pages, 29 demandes spécifiques (CONF 1 à 29).
- Annexe 2 - Réévaluation de la sûreté : 34 pages, 45 demandes spécifiques (SUR 1 à 45).
- Annexe 3 – Autres thèmes à traiter dans le réexamen périodique, dont la question des actes de malveillance (2 pages).
- Annexe 4 - Prise en compte des dimensions organisationnelles dans la conception des modifications.

Remarque :
Dans ce document, on lit en page 69 (dans l'Annexe 3) :

« J. Prise en compte des risques associés - Annexe aux actes de malveillance
Le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 en référence [60] dispose que le rapport de sûreté traite de l'ensemble des accidents pouvant intervenir sur l'installation, que leur cause soit d'origine interne ou externe, y compris s'il s'agit d'un acte de malveillance. L'arrêté du 7 février 2012 en référence [24] précise à ce sujet, dans ses articles 3.5 et 3.6, que les conséquences sur l'installation des actes de malveillance sont des évènements déclencheurs à traiter dans la démonstration de sûreté en tant qu'agression interne et externe.
L'ASN avait constaté que ce sujet de la maîtrise des conséquences d'un acte de malveillance n'était pas abordé dans le programme de travail que vous avez proposé pour préparer le réexamen périodique des réacteurs de 900 MW à l'occasion de leur quatrième visite décennale. L'ASN avait demandé des compléments sur ce point [7].
Vous avez indiqué par la fiche de réponse [14] que les études de sécurité seraient mises à jour en fonction des conclusions de la réévaluation de sûreté et que les éléments pertinents de ces études seraient versés dans le rapport de sûreté ».

Ce paragraphe est très intéressant car, tant dans la période d'instruction que dans les rapports qui en résultent, tant au niveau de l'IRSN que de l'ASN, on ne trouve aucune trace de la prise en compte des actes de malveillance dans les études de sûreté en tant qu'éléments déclencheurs. Les questions en provenance des organisations de la société civile sur ce point sont toujours restées sans réponse. On y reviendra en troisième partie de notre étude.

1.3 ASN A EDF, 28 SEPTEMBRE 2018[9]

Note de réponse à EDF sur les objectifs du quatrième réexamen périodique du palier 900 MW.

1.3.1 Les points essentiels qui précisent le déroulement des opérations à venir.

a) Le réexamen s'effectue en deux temps :

- Une phase de réexamen dite « générique », qui porte sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs de 900 MW. L'instruction de cette phase générique a débuté en 2013 et se terminera en 2020.
- Une phase de réexamen dite « spécifique », qui portera sur chaque réacteur pris individuellement, et qui s'échelonnera entre 2020 et 2031.

L'obligation de réexamen sera réputée satisfaite pour un réacteur lorsque EDF aura remis le rapport de conclusion de son réexamen spécifique.

[9] https://www.asn.fr/Informer/Actualites/4e-reexamen-periodique-des-reacteurs-de-900-MWe-premiere-analyse-des-dispositions-prevues-par-EDF

b) L'instruction de la note d'EDF de septembre 2018

L'instruction des études et des actions déjà engagées par EDF fait l'objet de l'expertise de l'IRSN et de l'ASN et ses groupes d'experts.
A la suite de cette instruction, **l'ASN prendra position fin 2020** sur des dispositions prévues par EDF ainsi que sur leur calendrier de déploiement.

c) Le déploiement des modifications des réacteurs nucléaires par EDF

EDF prévoit de déployer en deux temps les modifications des réacteurs concernés qu'il estime nécessaires :

- Lors d'une « phase A », avant ou après la visite décennale, avant la remise du rapport de conclusion du réexamen.
- Lors d'une « phase B », prévue lors d'un arrêt long, environ quatre ans après la visite décennale.

Les dispositions proposées par EDF dans le rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur, notamment celles prévues pour la phase B, seront soumises à une enquête publique avant leur mise en œuvre.
Après l'enquête publique et l'analyse du rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur, l'ASN imposera, le cas échéant, les prescriptions techniques qu'elle considérera nécessaires pour encadrer la poursuite de fonctionnement du réacteur.
En tout état de cause, si dans le cadre de son instruction l'ASN constatait l'existence de risques graves et imminents, elle serait amenée à suspendre à titre provisoire et conservatoire le fonctionnement de l'installation.

Cette dernière phrase pose tout le problème de la responsabilité prise aussi bien par EDF que par l'ASN et le Gouvernement de laisser fonctionner les réacteurs au-delà de 40 ans sans que certaines modifications imposées pour des raisons de sûreté aient été effectuées. La réponse s'appuyant sur la constatation par l'ASN « de risques graves et imminents » qui entraînerait l'arrêt d'un réacteur est loin d'être satisfaisante car, justement, les accidents graves ou majeurs qui ont été constatés dans l'histoire de l'électronucléaire n'ont pas été en général précédés par une telle constatation. C'est un point fondamental sur lequel on reviendra.
On reviendra également sur la question des délais et des décalages sur la décision finale d'autorisation de fonctionnement au-delà du quatrième réexamen de sûreté qu'entraîne une telle procédure, problème déjà souligné dans la lettre de l'ASN à EDF d'avril 2016.

1.3.2 Quelques commentaires de l'ASN, à ce stade

a) *« Bien que l'instruction ne soit pas achevée, je*[10] *considère que les travaux entrepris et les dispositions prévues conduiront à des améliorations significatives de la sûreté des installations et contribueront à l'atteinte des objectifs du réexamen ».*
b) *« Je considère que votre programme actuel de vérification de la conformité devra être précisé pour que l'ASN soit en mesure de vérifier qu'il répond pleinement aux objectifs du réexamen »***.**
c) *« Je note toutefois que votre note de réponse aux objectifs ne fait pas apparaître de façon explicite la prise en compte de certaines demandes déjà formulées par l'ASN portant sur la réévaluation de sûreté. Par ailleurs, certains sujets apparaissent à ce stade de l'instruction*

[10] Le président de l'ASN (qui s'adresse au président d'EDF).

comme susceptibles de faire l'objet de demandes de dispositions complémentaires notables ».
d) « *L'ASN prendra position fin 2020 sur l'ensemble des conclusions présentées dans votre note de réponse aux objectifs, à l'issue de l'instruction en cours* ».

1.4 EXPERTISE ET INSTRUCTION PAR L'IRSN DU DOSSIER D'EDF

L'Avis IRSN n° 2020-00053 du 31 mars 2020[11], adressé au président de l'ASN, présente la synthèse de ses expertises relatives à la phase générique[12] du quatrième réexamen périodique de sûreté des réacteurs de 900 MW de puissance électrique (RP4-900) mené par EDF.
Les « Positions de l'IRSN» sujet par sujet, figurent en « Références » de cet Avis du 31 mars 2020.
Les six pages du texte introductif de l'Avis de l'IRSN peuvent se résumer ainsi : EDF, tant par les réalisations déjà effectuées que par ses propositions et études concernant des modifications à venir, a présenté un programme considérable mais beaucoup reste à faire.
Un certain nombre de points importants du « reste à faire » sont mentionnés dans cette courte présentation mais surtout, ils sont détaillés dans les « Propositions » en annexe de l'avis.

L'IRSN souligne en particulier dans l'introduction l'importance de la connaissance de **l'état actuel du parc des réacteurs concernés** pour pouvoir apprécier l'aptitude du parc à poursuivre son fonctionnement au-delà de 40 ans. Ce point est fondamental et nous renvoie à une étude précédente consacrée précisément à l'examen de l'évolution de l'état du parc entre 2010 et 2020 par l'analyse des incidents de niveau 2 dont il a été l'objet : « *L'accumulation d'incidents graves témoigne de l'état inquiétant du parc électronucléaire* »[13].
De façon générale, on s'aperçoit que les demandes formulées par l'IRSN dans ses différentes « Positions » sont également très importantes et se déclinent, pour chaque thème en demandes portant sur deux catégories d'interventions :
- Des modifications matérielles, de conduite ou d'exploitation (dont le renforcement des contrôles).
- Des compléments d'études, d'essais, de qualification ou de référentiels).
On notera en particulier l'importance des positions de l'IRSN sur les mesures à prendre contre les agressions internes et externes, sujet qui revêt une importance croissante, notamment en ce qui concerne les agressions externes, qu'elles soient d'origine naturelle (effets des bouleversements climatiques ou des séismes) ou d'origine malveillante (actes terroristes).

1.5 LE RAPPORT D'INSTRUCTION DE L'ASN

Le rapport d'instruction de l'ASN[14] (encore présenté sous la forme de « projet »), constitue l'analyse par l'ASN de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW et présente ses conclusions sur l'atteinte des objectifs fixés pour cette phase, sur la base du travail d'analyse et d'expertise de l'IRSN présenté en 1.4 et des avis des groupes d'experts de l'ASN.
Les chapitres du rapport présentent successivement les positions de l'ASN sur les grands thèmes suivants :
- La conformité des installations et la maîtrise du vieillissement.
- La réévaluation de sûreté.

[11] https://www.irsn.fr/fr/expertise/avis/2020/documents/mars/avis-irsn-2020-00053.pdf
[12] Phase qui concerne l'ensemble des réacteurs de 900 MW de puissance électrique. Elle sera suivie d'une phase concernant chaque réacteur en particulier.
[13] https://global-chance.org/L-accumulation-d-incidents-graves-temoigne-de-l-etat-inquietant-du-parc-electronucleaire. Bernard Laponche et Jean-Luc Thierry, Global Chance.
[14] CODEP-DCN-2020-058834, décembre 2020.

- Le réexamen des risques non radiologiques et des inconvénients présentés par le fonctionnement normal des installations.
- Les facteurs organisationnels et humains.

La conclusion générale de ce rapport de 214 pages figure en Annexe 4 de notre étude. Les prescriptions ont été reprises dans la consultation sur la décision de l'ASN soumise à consultation publique du 3 décembre 2020.

Malgré le jugement « globalement positif » de l'ASN sur les propositions d'EDF qui se dégage de cette conclusion, on se rend compte que beaucoup de choses restent à faire, comme nous l'avons noté à propos de l'avis de l'IRSN. Dans la plupart des cas, l'utilisation systématique et inappropriée du futur renforce l'impression d'un optimisme exagéré.
A l'inverse, son absence marque des doutes certains de la part de l'ASN, en particulier sur la prise en compte des facteurs organisationnels et humains, qui sont pourtant essentiels pour la sûreté des installations, que ce soit dans le domaine de la maintenance, de la sous-traitance et de l'exploitation.

Les prises de position de l'ASN dans ce document sur certains points essentiels de sûreté peuvent être soumises à la critique : cela sera traité dans la troisième partie de notre étude.
L'analyse de ce rapport d'instruction de décembre 2020, dont les prescriptions sont reprises dans la consultation sur la décision de l'ASN soumise à consultation, fait l'objet de la deuxième partie de notre étude.

Remarque
Il existe deux publications du projet de rapport d'instruction de l'ASN : celui du 23 octobre 2020 (CODEP-DCN-2020-051454) et celui de décembre 2020 (CODEP-DCN-2020-058834). Les contenus respectifs de ces deux rapports sont peu différents et les quelques différences proviennent probablement de l'avis très succinct du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires[15] Séance des 12 et 13 novembre 2020) référencé CODEP-MEA-2020-055957 du 19 novembre 2020 : « Bilan du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW », dont la conclusion figure en Annexe 1 de notre étude.
Comme nous avons commencé notre travail sur l'analyse du rapport d'instruction de l'ASN dès la publication du mois d'octobre, nous avons pu remarquer quelques-unes de ces différences et les signalerons au chapitre 2, sans prétendre à l'exhaustivité.
Une différence importante entre les deux rapports est que les échéances des prescriptions qui figurent dans le rapport d'octobre 2020 pour chacune d'entre elles et pour l'ensemble ou certains des réacteurs, ne sont pas reprises dans le rapport de décembre mais indiquées dans l'Annexe 2 de la décision de l'ASN soumise à consultation et que l'on trouve en Annexe 5 de notre étude.

1.6 LA DECISION DE L'ASN SOUMISE A CONSULTATION PUBLIQUE

Comme annoncé par l'ASN, l'étape actuelle est la « *Consultation du public sur les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans* »[16].

[15] Séance des 12 et 13 novembre 2020, référencé CODEP-MEA-2020-055957 du 19 novembre 2020 : « Bilan du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW ».
[16] https://www.asn.fr/Reglementer/Participation-du-public/Installations-nucleaires-et-transport-de-substances-radioactives/Participations-du-public-en-cours/Conditions-de-la-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-900-MWe-au-dela-de-40-ans

Cette consultation, qui s'est déroulée du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021, sur le « *Projet de décision fixant à la société EDF les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur 4ème réexamen périodique* ».
La décision de l'ASN soumise à consultation est constituée d'un texte de quatre articles très brefs et de deux annexes :
- L'Annexe 1 fixe les prescriptions auxquelles doit satisfaire EDF (l'exploitant) pour la poursuite du fonctionnement de ses réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique. Ces prescriptions sont celles qui figurent dans le rapport d'instruction de l'ASN.
- L'Annexe 2 fixe les échéances spécifiques à chaque réacteur de ces prescriptions lorsqu'elles n'ont pas été indiquées dans l'Annexe 1.

On ne peut que regretter la brièveté du texte de la décision mise à consultation. A titre d'exemple, l'objectif de la poursuite du fonctionnement des réacteurs concernés (au-delà de la VD4) n'est mentionné que dans la présentation de l'Annexe 1 alors qu'il est évidemment au centre de la consultation et qu'une présentation, même succincte des grands principes des exigences de l'ASN (conformité et vieillissement et réévaluation de sûreté) eut été la bienvenue.
Il est donc bien difficile de se prononcer sur cette décision elle-même et c'est bien l'analyse du rapport d'instruction de l'ASN, complété par les échéances des prescriptions qui font l'objet de l'Annexe 2 de la décision de l'ASN soumise à consultation que l'on pourra porter un jugement sur la question de fond qui est le prolongement du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans.

1.7 LE DEROULEMENT DES VD4

1.7.1 La VD4 de Tricastin 1

Le premier acte de la phase de réalisation des 4èmes visites décennale (VD4-900) et des réexamens de sûreté a été celle du réacteur 1 de la centrale du Tricastin, juste à 40 ans de fonctionnement, réalisée du 1er juin au 22 décembre 2019, qui a mobilisé 5000 travailleurs, la plupart des entreprises extérieures, avec le renfort des meilleurs spécialistes d'EDF, et 5 grands chantiers.
En 2020, EDF a adressé à l'ASN son « *Rapport de conclusions du quatrième réexamen périodique de la tranche 1 du CNPE[17] du Tricastin* ». Paradoxalement, du fait des retards signalés plus haut, cette VD4 a été réalisée avant la publication par EDF de son rapport d'instruction sur la phase générique du quatrième réexamen périodique.
L'ASN instruit actuellement ce rapport avec l'appui de l'IRSN. Cette instruction conduira l'ASN à prendre position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement de ce réacteur. Cette prise de position est prévue fin 2022. Entre les deux, en 2021, doit se dérouler une enquête publique sur les dispositions proposées par EDF dans son rapport de conclusion de réexamen.
En 2022, l'ASN adoptera des prescriptions spécifiques à ce réacteur et, en application de la loi, elle remettra un rapport à la ministre chargée de la sûreté nucléaire.
Cette procédure sera la même pour chaque réacteur. La loi prévoit bien que l'ASN fasse un rapport à la ministre sur les conditions du réexamen, mais c'est l'ASN qui est responsable de définir les conditions de la poursuite de fonctionnement d'un réacteur. La loi ne prévoit pas d'acte juridique de la part de la ministre.

[17] CNPE : Centre Nucléaire de Production d'Electricité, autrement dit « centrale nucléaire ».

1.7.2 Les décalages des visites décennales et des réalisations

Le rapport d'instruction de l'ASN indique dans le tableau 1, en page 19, les « *dates limites du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen)* » pour chacun des réacteurs de 900 MW en fonctionnement.
Ces dates sont indiquées en Annexe 2 de notre étude et comparées à celles de la durée de fonctionnement de chaque réacteur à partir de sa connexion au réseau suivant son premier démarrage. On constate que ces dates se situent toujours en décalage, sauf pour Tricastin 1, par rapport à l'année des 40 ans de fonctionnement qui devrait normalement être celle de la VD4.
On comprend qu'un décalage de 1 à 2 ans soit admissible.
Par contre, **ne sont pas admissibles**, les décalages de :

- **3 ans** (Blayais 3 et 4 ; Bugey 2 ; Cruas 1 et 4 ; Dampierre 3 ; Gravelines 3, 4, 5 ; St-Laurent 2) ;
- **4 ans** (Chinon 2, 3 et 4 ; Dampierre 4 ; Gravelines 2 ; St-Laurent 1 ; Tricastin 4) ;
- **5 ans** (Cruas 2 ; Gravelines 6

Nous verrons en effet que l'autorisation officielle de fonctionner « au-delà de 40 ans » du fait du respect des prescriptions de l'ASN peut aller à échéance de 5 ans au-delà de la VD4. Pour les réacteurs dont le décalage serait de 5 ans, cette autorisation ne serait donc donnée que 8, 9 ou 10 ans après, soit à 48, 49 ou 50 ans de fonctionnement.
Cette question des décalages et des délais de réalisation des exigences de l'ASN pour autoriser le prolongement du fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans est fondamentale.

Dans sa présentation publique du 17 décembre 2020, l'ASN nous dit :
« L'ASN demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté lors de la visite décennale de chaque réacteur.
Les autres améliorations devront être réalisées au plus tard 5 ans après la remise de ce rapport. Ce délai est porté à 6 ans pour les premiers réacteurs, c'est-à-dire ceux dont la remise du rapport de conclusion du réexamen est antérieure à 2022 ».

Si l'on ajoute 5 ans à la date de la VD4 de chaque réacteur, on obtient les années après les 40 ans de fonctionnement indiquées dans la dernière colonne du tableau de l'Annexe 2 de notre étude:

- 6 ans : Blayais 1, Cruas 3, Tricastin 1.
- 7 ans : Blayais 2, Bugey 3, Bugey 5, Chinon B1, Dampierre 1, Dampierre 2, Gravelines 1, Tricastin 2, Tricastin 3.
- 8 ans : Blayais 3, Blayais 4, Bugey 4, Cruas 1, Cruas 4, Dampierre 3, Gravelines 3, Gravelines 4, Gravelines 5, St-Laurent 2.
- 9 ans : Bugey 2, Chinon 2, 3 et 4, Dampierre 4, Gravelines 2, St-Laurent 1, Tricastin 4.
- 10 ans : Cruas 2, Gravelines 6.

On arrive ainsi à la 5ème visite décennale !
Et cela si les délais fixés par l'ASN sont bien respectés par EDF.

Dans le même texte, l'ASN justifie ainsi ces décalages :
« Cet échelonnement est lié à l'ampleur des travaux sur chaque réacteur, qui se dérouleront de surcroît simultanément sur plusieurs réacteurs de 900 MW. Il tient compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions ».

On comprend l'argument industriel. Mais n'aurait-il pas dû être anticipé ?
Il est clair qu'il prend le pas sur le respect de la sûreté à tout moment du fonctionnement des réacteurs.
Certes, l'ASN affirme sa vigilance dans l'article 3 de la décision mise à consultation :
« *Jusqu'à l'achèvement complet des actions permettant de satisfaire aux prescriptions figurant en à la présente décision, l'exploitant présente au plus tard le 31 décembre de chaque année les actions mises en œuvre au cours de l'année passée pour respecter ces prescriptions et leurs échéances, ainsi que les actions qui restent à effectuer et leur programmation.*
Dans ce cadre, il présente les enseignements qu'il tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique et se prononce sur sa capacité industrielle et celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les opérations mentionnées dans les dans les annexes.
L'exploitant informe l'Autorité de sûreté nucléaire de toute difficulté qui pourrait remettre en cause le respect des échéances associées aux actions précitées ».

On lit dans ce paragraphe, d'une part la volonté de surveillance régulière de l'ASN sur la mise en œuvre des prescriptions mais, d'autre part, qu'une marge de manœuvre importante est donnée à EDF pour qu'il se permette de ne pas respecter les délais prescrits. Le deuxième paragraphe qui demande à EDF de « *tirer les enseignements… et se prononce sur sa capacité industrielle…* » pose question, ne serait-ce qu'en fonction de l'expérience du passé, qu'il s'agisse de l'épisode des falsifications des « dossiers barrés » ou des multiples défaillances dans la construction de l'EPR. Il est certainement indispensable que ces enseignements soient également tirés par l'IRSN et l'ASN.

Contrairement à ce qui apparaît dans la plupart des commentaires publiés sur le site de l'ASN, la décision mise en consultation ne porte pas directement sur l'autorisation du prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans, mais sur les prescriptions de l'ASN concernant la phase générique du quatrième réexamen périodique de ces réacteurs.
La manifestation de l'avis du public sur le prolongement se fera réacteur par réacteur au moment de l'enquête publique. Dans la mesure où il y inadéquation entre le consultations du public et les décisions sur les enjeux globaux le public ne pourra intervenir que sur des enjeux tronqués.
C'est bien le sujet du prolongement qui nous intéresse et par conséquent l'analyse du rapport d'instruction de l'ASN, afin de comprendre dans quelles conditions se déploient les opérations et les prises de décisions et de formuler les interrogations qu'elles suscitent sur la sûreté des réacteurs concernés en cas de prolongement et donc les risques que celui-ci présente.

2. ANALYSE DU RAPPORT D'INSTRUCTION

Le rapport d'instruction constitue l'analyse de l'ASN sur le bilan de la phase générique du 4ème réexamen périodique des réacteurs de 900 MW[18].
Ce rapport sera mis à jour après la consultation du public (du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021). L'ASN prendra ensuite position sur la phase générique du 4ème réexamen périodique des réacteurs de 900 MW et adoptera les prescriptions encadrant la poursuite de fonctionnement de ces réacteurs.

2.1 CONTENU DU RAPPORT D'INSTRUCTION

Le rapport d'instruction de l'ASN présente sa position sur les quatre grands thèmes de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW :

- La conformité des installations et la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence.
- La réévaluation de sûreté.
- Le réexamen des risques non radiologiques et des inconvénients présentés par le fonctionnement normal des installations.
- Les facteurs organisationnels et humains.

Chacun des chapitres traitant de ces thèmes est subdivisé en différents sous-chapitres qui présentent la position de l'ASN sur un ensemble de sous-thèmes.
A la fin de chaque chapitre est présenté la synthèse des positions de l'ASN sur le programme d'action d'EDF sur le thème concerné, ainsi que les nouvelles prescriptions qui font l'objet du projet de décision de l'ASN soumis à consultation, dont l'Annexe 2 indique les échéances pour chaque réacteur et que l'on trouve en Annexe 5.
Il y a deux catégories dans les prescriptions: celles qui s'adressent à tous les réacteurs de 900 MW, sauf rares exceptions, dont l'échéance est la même pour tous les réacteurs, et celles qui ont des échéances spécifiques à chaque réacteur, prescriptions et échéances étant présentées en Annexe 5.
Les prescriptions de chaque thème sont identifiées par un sigle particulier.

Les différents sujets traités suivent le plan du rapport d'instruction de l'ASN. L'accent sera mis sur les parties du rapport qui présentent les nouvelles prescriptions de l'ASN.

2.2 POSITION DE L'ASN SUR LA CONFORMITE DES INSTALLATIONS ET LA MAITRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE (CONF)

2.2.1 La synthèse :

« En conclusion, le programme d'EDF pour vérifier la conformité de ses réacteurs dans le cadre de leur quatrième réexamen périodique, complété par les demandes de l'ASN, est satisfaisant. La déclinaison de ce programme sur chaque réacteur devra faire l'objet d'une attention particulière de la part d'EDF. L'ASN a prévu à ce titre de réaliser des inspections spécifiques sur chacun des réacteurs, notamment pendant la visite décennale.
Le programme de contrôle et les vérifications prévus par EDF, complétés des demandes de l'ASN, ***permettront*** *d'atteindre les objectifs visés pour le réexamen ».*

Ce satisfecit s'adresse en particulier à la tenue des cuves des réacteurs après la VD4 mais, pour les cuves dont les contrôles réalisés par le passé ont montré qu'elles comportent des

[18] CODEP-DCN-2020-058834, décembre 2020.

défauts de fabrication, des études spécifiques seront réalisées avant la visite décennale de chacun des réacteurs concernés[19]. Cela **a été** notamment le cas pour Tricastin 1.
On revient sur cette question de la tenue des cuves en troisième partie de notre étude.
De même, l'ASN considère que la surveillance des enceintes de confinement et de leur comportement est satisfaisante. Elle nécessite toutefois certains compléments.
Inversement, les prescriptions mettent en évidence les manques actuels dans le domaine de la sûreté, même en admettant que tout ce qui a été envisagé et approuvé sera bien réalisé dans les temps.

Une remarque générale :
A la lecture des textes de l'ASN, on est frappé par l'emploi fréquent et trompeur du présent : « *l'exploitant justifie…* », au lieu de « l'exploitant doit justifier… », ou « permettront » au lieu de « devraient permettre », par exemple.
Le texte doit être bien lu comme le recueil des prescriptions de l'ASN que l'exploitant EDF **doit respecter**.
D'autre part, dans plusieurs occasions, on note que l'exploitant « *vérifie* » (GEN I), « *établit les exigences* » (CONF-E) et autres circonstances où l'on pourrait penser que cela devrait soit revenir à l'ASN, soit être contrôlé par elle.
De façon générale il apparaît que plusieurs des prescriptions sont laissées largement à l'initiative de l'exploitant, y compris dans leur définition.

2.2.2 Les prescriptions

Nous reproduisons, pour chaque prescription, les éléments qui nous paraissent essentiels. Le lecteur les trouvera dans leur intégralité dans le rapport d'instruction.

La résorption des écarts détectés
CONF-A : s'applique à tous les réacteurs.
« L'exploitant justifie…le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé » et « Les écarts détectés au cours de cette visite décennale ***sont corrigés dès que possible****, en tenant compte de leur importance pour la sûreté ».*
Cette courte phrase est très importante : il faut la relier à ce que l'on a vu sur les appréciations de l'IRSN en page 9 sur l'importance de la connaissance de l'état actuel du parc des réacteurs concernés.
Voilà qui laisse à l'exploitant une large liberté de manœuvre…
Même s'il est difficile de fixer une échéance sans connaître à l'avance la nature des écarts qui seraient détectés lors de la visite décennale, l'ASN aurait pu fixer une échéance maximale, en précisant par exemple : « *Les écarts détectés au cours de cette visite décennale sont corrigés dès que possible, en tenant compte de leur importance pour la sûreté, et en tout état de cause au plus tard 5 ans après la remise du rapport de réexamen* ».

Les essais particuliers
CONF-BI : s'applique à tous les réacteurs
« *Au plus tard le 31 décembre 2021… l'exploitant complète son programme d'essais particuliers par les essais suivants* ».
EDF doit proposer un programme d'essais et le calendrier associé à ces essais. L'ASN aurait dû au contraire fixer un calendrier à EDF. En effet, les délais sont aussi importants que le contenu des essais.

[19] Blayais 2, Bugey 5, St-Laurent 1 et 2, Tricastin 1.

Suit une série d'essais qui pose deux questions : la première est la capacité d'EDF de faire ces essais dans un délai acceptable, la seconde est la limitation de la plupart de ces essais à un réacteur de la centrale du Bugey et « au moins « un réacteur de type CPY (tous les autres réacteurs de 900 MW) ou, dans un cas, à un réacteur par centrale.. Le « *au moins* » n'est pas crédible (qui décide?) et certains experts considèrent que ces essais doivent être réalisés sur au moins 1 réacteur de chacune des 7 centrales concernées.

Il sera important de vérifier par ailleurs si les délais proposés par EDF seront tenus.

CONF-BII : L'ASN demande à EDF de réaliser au moins un essai avant fin 2023 pour les réacteurs du palier CPY. Pour les essais particuliers sur des réacteurs du Bugey, « *l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2025* ». Ce calendrier est surprenant puisqu'il est fixé indépendamment du calendrier des visites décennales des réacteurs. On peut s'interroger sur le critère qui conduit l'ASN à choisir une date globale pour certaines prescriptions et une date dépendant de l'âge des réacteurs pour d'autres.

Fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment de réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire

CONF-CI à CV : s'appliquent à tous les réacteurs (sauf une demande qui ne concerne que le cas particulier du Bugey).

La mise en place de nouveaux équipements, apparemment sur tous les réacteurs de 900 MW, au plus tard le 31 décembre 2021 pour Bugey, le 31 décembre 2022 ou le 31 décembre 2024 pour les autres réacteurs et une série d'essais et de vérifications du bon fonctionnement de certains équipements fin 2021 ou fin 2022 ou fin 2024.

La date tardive d'échéance de certaines prescriptions pose question au regard du risque encouru.

Par exemple, en CONF-CV : « *Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant met à jour sa démonstration de la fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond de bâtiment du réacteur après un accident de perte de réfrigérant primaire* ».

Que se passe-t-il si cette démonstration n'est pas convaincante ? Est-il acceptable de fonctionner 5 ans au-delà de 40 ans dans une telle incertitude ?

Ainsi, au détour d'une prescription particulière, on découvre qu'à l'heure actuelle, plus de 40 ans après les premières mises en service de réacteurs, la fonction de recirculation de l'eau sur laquelle repose la démonstration de sûreté en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire (une brèche sur le circuit primaire), n'est toujours pas réellement démontrée. Or, dans une telle situation, cette recirculation est indispensable pour éviter la fusion du cœur, qui n'a pas été prévue à la conception des réacteurs.

Marge de puissance attendue pour les groupes électrogènes de secours selon les réacteurs (en Annexe 5).

CONF-D : en Annexe 5.

L'exploitant assure, avec un haut degré de confiance, l'alimentation de l'ensemble des matériels secourus pour chaque groupe de secours dans toutes les situations de démonstration de sûreté.

L'échéance pour cette prescription très importante pour la sûreté (groupes diesels de secours) est de 0 année pour la plupart des réacteurs (donc prescription appliquée au cours de la 4ème visite décennale), sauf certains d'entre eux où elle est à 5 ans après cette VD4: Bugey 2 et 4 ; Tricastin 1 et 2.

Une telle possibilité ne paraît pas acceptable. Rien ne semble justifier ce sursis, si ce n'est le manque de capacité d'EDF de répondre aux demandes de l'ASN dans des délais restreints.

L'expression « *avec un haut degré de confiance* » mériterait d'être précisée.

Dispositif de surveillance du confinement de l'enceinte

CONF-E : en Annexe 5.

Cette prescription s'applique à l'échéance 0 pour tous les réacteurs, sauf à 1 an pour Tricastin 1, car la VD4 de ce réacteur a été réalisée avant la publication de la prescription. D'autre part, on a déjà signalé que les exigences pour cette prescription devaient être définies par EDF, ce qui paraît pour le moins curieux.

Il est également curieux que des exigences concernant la surveillance du taux de fuite de l'enceinte de confinement ne soient pas déjà définies.

2.3 LA REEVALUATION DE SURETE

Cette phase comporte des travaux importants puisqu'il s'agit d'approcher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MW de celui des réacteurs de troisième génération (EPR). La partie du rapport qui lui est consacrée est de loin la plus importante (139 pages). Elle se subdivise en plusieurs chapitres présentés ci-dessous.

2.3.1 Modifications des installations prévues par EDF

L'importance de ces travaux a conduit à un calendrier de réalisation qui n'est pas sans poser de problème. Au vu de l'importance de cette question, nous reproduisons intégralement ci-dessous le texte du rapport d'instruction de l'ASN (page 68) :

« Pour tenir compte des contraintes liées à la maîtrise du volume des travaux sur les installations, aux capacités industrielles, ainsi qu'à la capacité des équipes sur le terrain à intégrer les différentes évolutions des installations, EDF a fait part à l'ASN en février 2017 de sa stratégie industrielle, qui consiste à déployer les modifications associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW en plusieurs phases.

Ainsi, EDF prévoit de déployer ces modifications sur chaque réacteur principalement en deux ou trois phases :

- *une première phase ou « phase A » : les modifications correspondantes seront réalisées avant ou durant la visite décennale du réacteur, c'est-à-dire avant la remise du rapport de conclusion du réexamen. Cette phase regroupe la majorité des modifications ;*
- *une seconde phase ou « phase B » : les modifications correspondantes seront réalisées au plus tard cinq ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen ;*
- *une phase complémentaire, six ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen, uniquement pour les réacteurs réalisant leur réexamen avant fin 2021, afin de déployer certaines modifications complémentaires définies par EDF à l'issue de l'instruction. Ces modifications seront déployées lors des phases A ou B pour les autres réacteurs ».* Et,

« Le quatrième réexamen est également l'occasion de finaliser la mise en œuvre du « noyau dur », défini après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima. Ce noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes vise notamment, en cas de situation extrême, à prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression et à limiter les rejets radioactifs massifs ».

Voilà qui confirme les interrogations et les inquiétudes manifestées en première partie de notre étude sur les délais de réalisation des travaux imposés par les exigences de l'ASN et même sur la possibilité pour EDF de les réaliser, même si on acceptait de tels délais.

2.3.2 Réévaluation des risques associés aux agressions d'origines interne et externe dans la démonstration de sûreté (AGR)

Cette partie très importante porte sur un grand nombre de sujets. En amont des nouvelles prescriptions, le texte est émaillé de nombreuses demandes de l'ASN à EDF.

Conclusion de la synthèse :

« L'ASN souligne l'important travail réalisé par EDF pour mettre à jour l'ensemble des études d'agression. Certaines études ont conduit EDF à définir des modifications ***; des compléments d'études sont nécessaires*** *afin d'apprécier si de nouvelles dispositions doivent être mises en œuvre. L'ensemble de ces modifications* ***constituera*** *une amélioration notable de la maîtrise des risques liés aux agressions, qui permettra d'atteindre les objectifs visés pour ce réexamen ».*

Evidemment, il faudrait écrire : devrait constituer…

Voici les thèmes qui sont assortis de prescriptions dans le rapport d'instruction.

Les agressions climatiques

Cette question est tout à fait nouvelle et d'autant plus incertaine que les réacteurs n'ont évidemment pas été conçus en fonction des contraintes croissantes liées aux bouleversements climatiques conséquences des émissions de gaz à effet de serre, avec trois dimensions essentielles : les températures, les tempêtes et l'eau (température de l'eau, étiage, inondations, etc.), ainsi que la combinaison des trois.

En particulier, les risques associés aux températures élevées et aux grands chauds, vont s'amplifier certainement d'année en année du fait du réchauffement climatique et donc, sans que la référence au passé soit réellement utile, qui pose, au-delà de la défaillance possible de certains équipements (diesels), la question de la ressource en eau, à la fois du point de vue de la consommation de la ressource pour le refroidissement des réacteurs et du réchauffement de l'eau destructeur de la biodiversité.

Les bouleversements climatiques à l'échelle locale liés au réchauffement global sont un domaine où règne une forte incertitude et, à la lecture du rapport d'instruction, on peut raisonnablement penser (*dans le même esprit que le style des commentaires de l'ASN)* que le futur sera plus sévère que ce que prennent actuellement en compte les projections d'EDF pour ajuster les dispositifs de sûreté.

Trois prescriptions de l'ASN figurent dans le rapport d'instruction :

AGR-A – ***Aléas associés aux températures extérieures***

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Demande concernant les températures extrêmes qu'EDF doit retenir dans son référentiel « grands chauds ».

AGR-B – ***Capacité à faire face à une situation de perte totale des alimentations électriques de site en situation de température élevée***

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

L'exploitant doit justifier la disponibilité des équipements nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques de site en situation de température élevée.

Cette prescription est un exemple d'assouplissement de l'exigence entre le rapport d'octobre et celui de décembre 2020. En effet, dans celui d'octobre, l'exigence était de « démontrer » et non de « justifier ».

AGR-C - ***Capacité à faire face à une situation de température élevée au-delà du dimensionnement.***

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

EDF doit définir un aléa allant au-delà des températures retenues dans son référentiel « grands chauds », correspondant à une période de retour décamillénale, et le justifier au regard des incertitudes liées à son évaluation. EDF doit vérifier la disponibilité des équipements nécessaires pour faire face à cette situation, y compris en cas de perte des alimentations électriques externes et identifier les éventuelles modifications qui permettraient d'atteindre cet objectif.

Risques liés à l'incendie

AGR-DI – *Compléments aux études de maitrise des risques liés à l'incendie.*

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Conditions imposées à l'exploitant dans les études de maîtrise des risques liés à l'incendie (justification de la sectorisation, effet des fumées, effets de la pression.

AGR-DII – *Compléments aux études de maîtrise des risques liés à l'incendie.*

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Au plus tard cinq ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen, l'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

AGR-EI – *EDF définit et met en œuvre des dispositions d'exploitation adaptées*

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Définition et mise en œuvre des dispositions d'exploitation au regard d'un risque de départ de feu dans certains locaux.

AGR-EII – *Identification et mise en œuvre des dispositions contre l'incendie*

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Identification et mise en œuvre des dispositions contre l'incendie dont la défaillance conduit à une augmentation du risque de fusion du cœur ou de perte du refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.

AGR-EIII – *Echéance d'application des prescriptions précédentes*

En Annexe 5 (échéance par réacteur)

Pour les réacteurs pour lesquels l'échéance de remise de conclusion du rapport de conclusion du réexamen est antérieure au 31 décembre 2032, l'exploitant se conforme aux dispositions des EI et EII au plus tard 5 ans après la remise de ce rapport.

Risques liés au séisme

Le risque lié au séisme a été très longtemps négligé en France, avec des implantations en zone sismique qui n'avait pas lieu d'être (Fessenheim, Tricastin, Cruas), dans une situation de vulnérabilité des diesels de secours du fait de la qualité des moteurs diesels eux-mêmes ou du risque de rupture de certains équipements annexes[20].

On retiendra ici la position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen :

« L'ASN a procédé à l'examen de l'aléa sismique pour les différents sites et des guides proposés par EDF pour justifier la résistance des systèmes, structures et composants au « séisme noyau dur ». Les effets des séismes sur chacune des installations feront l'objet d'une instruction dans le cadre du réexamen de chaque réacteur ».

[20] Voir : https://journaldelenergie.com/nucleaire/augmentation-incidents-graves-nucleaire-edf/

Les échéances étant en Annexe 5 (échéance par réacteur).
AGR-FI :
L'exploitant identifie les systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du noyau dur à l'aléa sismique.
AGR-FII :
L'exploitant met en œuvre les modifications permettant les renforcements des systèmes, structures et composants identifiés en FI au plus tard 5 ans après la remise du rapport de réexamen.
AGR-FIII :
L'exploitant étudie les possibilités de renforcement pour certains réacteurs (Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Tricastin) au regard des enjeux pour la sûreté en cas de séisme supérieur au séisme noyau dur et définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre.
Ici, l'ASN reconnaît que la définition du séisme « Noyau dur » est soumise à des incertitudes et tient insuffisamment compte des effets de sites. Ainsi, quand les réacteurs auront été renforcés pour résister à un séisme Noyau dur à l'échéance de la prescription AGR-FII, il s'agira seulement d'une tenue à un niveau de séisme qui ne tient pas suffisamment compte des incertitudes et effets de site particuliers. La résistance de ces installations à un « vrai » séisme noyau dur est renvoyée à une date ultérieure, au choix d'EDF.

Le risque sismique est certainement, au moins pour certaines centrales, l'un des risques les plus importants pour le parc nucléaire « prolongé ». Nous y reviendrons en troisième partie.

Risques liés à l'explosion d'origine interne
Les prescriptions figurent en Annexe 5 (échéance par réacteur).

AGR-GI :
- Identification des situations d'indisponibilité équipements nécessaires pour pallier le risque d'explosion.
- Evaluation des risques de formation d'une atmosphère explosive dans le bâtiment réacteur, y compris en cas de séisme.

AGR-GII :
- Identification des dispositions de protection contre l'explosion.
- Moyens à mettre en œuvre pour réduire le risque de défaillance de ces dispositions, les exigences d'exploitation associées à ces moyens et le calendrier associé.

Ici encore, l'ASN laisse la main à EDF pour définir le calendrier de mise en œuvre des modifications nécessaires.

Commentaire général sur cette famille de risques :
A la lecture des tableaux de l'Annexe 5, centrale par centrale et réacteur par réacteur, on constate des différences importantes pour les 13 prescriptions et sous prescriptions entre plusieurs catégories de réacteurs :
- **Pour 22 réacteurs** : 2 « prescriptions » (AGR-DII et AGR-FII) sont à échéance de 5 ans et les 11 autres à 0 an (année de la VD4) : Blayais 2, 3, 4 ; Bugey 3 ; Chinon 1, 2, 3, 4 ; Cruas 1, 2, 3, 4 ; Dampierre 3, 4 ; Saint-Laurent 1, 2 ; Gravelines 2, 3, 4, 5, 6 ; Tricastin 4.
- **Pour 6 réacteurs**, 1 « prescription » (AGR-FI) est à 2 ans, 1 (AGR-FIII) est à 3 ans et les 11 autres à 5 ans : Blayais 1 ; Bugey 2, 4, 5 ; Tricastin 1, 2.

- **Pour 3 réacteurs**, 1 « prescription » (AGR-FI) est à 2 ans et les 12 autres à 5 ans : Dampierre 1,2 ; Gravelines 1.
- Pour 1 réacteur, 6 « prescriptions » (AGR-A, AGR-B, AGR-C, AGR-DI, AGR-EIII, AGR-FI, AGR-FIII) sont à 0 an et les 7 autres à 5 ans.

Pour la première famille, la première des deux prescriptions à échéance 5 ans, AGR-DII, est extrêmement vague et permet toutes les interprétations : « *L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires* ». Et cela dans le cas d'un risque incendie.
Est-ce responsable?

La seconde prescription à échéance de 5 ans, AGR-FII, est tout à fait semblable : « *L'exploitant met en œuvre les modifications permettant les renforcements des systèmes, structures et composants identifiés en I* ». Or AGR-FI est « *l'identification des systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du noyau dur à l'aléa sismique* », et là il nous semble qu'il y a une prise de risque difficilement acceptable, surtout en zone sismique (Tricastin 4 est dans cette famille).

Pour la seconde famille, les échéances à 5 ans sont nombreuses. On ne sait pas sur quels critères se sont faits ces choix par l'ASN : sont-ce des choix dictés par des raisons de sûreté ou plutôt des délais demandés par EDF pour des raisons de capacité industrielle de réaliser les travaux en temps voulu ? L'ASN a justifié l'acceptation de travaux en deux phases par le besoin d'appropriation des modifications par les équipes. Or, des renforcements de structures, systèmes ou composants ne conduisent pas nécessairement à de grandes modifications d'organisation ou de conduite.
On peut en particulier s'interroger sur les décalages importants touchant des réacteurs parmi les plus anciens et sur des sites posant question, comme ceux de Tricastin et de Bugey.
On retrouve le dilemme permanent de cette VD4-900 : d'une part, il n'est pas acceptable que des travaux essentiels pour la sûreté « au-delà de 40 ans » soient réalisés à une échéance de 5 ans, s'ajoutant à un décalage de plusieurs années de la VD4 elle-même et, d'autre part, la difficulté pour l'ASN d'effectuer dans des délais raisonnables les contrôles de la réalisation et de la qualité de ces travaux.

On reviendra en partie 3 sur la question des agressions extérieures et notamment les agressions extérieures malveillantes dont le rapport d'instruction ne parle pas, ce qui pose une question fondamentale d'information des citoyens.

2.3.3 Réévaluation des études d'accident des réacteurs

Dans la synthèse de cette partie :
Dans son rapport d'instruction, l'ASN considère qu'EDF a réalisé un important travail de reprise de l'ensemble de ses études (études de dimensionnement, études du domaine complémentaire et études dites justificatives particulières), en déclinant un ensemble de nouveaux référentiels et en intégrant les enseignements des instructions précédentes. De façon générale, l'ASN considère que les modifications prévues par EDF dans le cadre du réexamen pour limiter les conséquences de certains évènements initiateurs constituent des améliorations pour la sûreté des réacteurs.
Le dernier paragraphe de cette synthèse partielle, page 137, précise la situation et ce que doit faire encore EDF :
*« À l'issue de l'instruction, EDF **s'est engagée** à réaliser **la plupart** des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN **prescrit** la réalisation des*

améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen ».
Ce sont ces « dispositions supplémentaires » qui font l'objet des prescriptions présentées ci-dessous.
Les prescriptions de cette catégorie, avec leurs échéances, sont toutes applicables à l'ensemble des réacteurs, à l'exception de « Etude A » et « Etude-C II » pour les 4 réacteurs de la centrale du Bugey et aussi Etude-C I bien que ce ne soit pas mentionné dans l'Annexe 5).

Ce sujet des études demandées à EDF pose en fait plusieurs questions relatives aux échéances : l'échéance du résultat de l'étude demandée à EDF, l'échéance de son instruction par l'IRSN et l'ASN et l'échéance de la mise en application éventuelle des résultats de l'étude.
On va voir que si l'échéance de la réalisation de l'étude est bien indiquée pour chaque prescription, il n'y a pas en réalité d'indications sur les deux échéances suivantes et surtout sur la troisième, essentielle pour la sûreté des réacteurs.
Ce qui frappe également à la lecture de ces prescriptions est qu'elles s'adressent à des problèmes qui ne semblent pas nouveaux au stade de la VD4 mais plutôt comme ayant été négligés par le passé, ce qui n'est pas particulièrement rassurant.
Par ailleurs, l'ASN ayant repoussé son avis générique en raison des retards de transmission des études par l'exploitant, conduisant à remettre son avis générique après les premières visites décennales, on aurait pu s'attendre à un peu plus de complétude dans ces études avec un avis générique portant quasi exclusivement sur les modifications nécessaires. Or, on constate que beaucoup d'études restent à faire malgré le report de la décision générique de l'ASN, et, qu'à ce stade, l'acceptabilité des prolongations repose encore sur des résultats d'études non disponibles. Ces demandes d'études montrent un retard considérable dans la préparation des quatrièmes réexamens décennaux.

Transitoires de dilution pour les réacteurs de la centrale du Bugey
Etude-A : Evaluation du temps nécessaire pour un opérateur pour réaliser une première intervention. Si nécessaire… l'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre.

Validité de la corrélation de flux critique en présence d'assemblages déformés latéralement
Etude-B : au plus tard le 31 décembre 2023, démarche expérimentale (dont le programme doit être transmis par l'exploitant au plus tard le 30 juin 2021) par l'exploitant qui définit à la même échéance les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé. Comme remarqué plus haut, la dernière obligation (mise en œuvre) n'a pas d'échéance fixée.

Sous-criticité en situation de perte totale des alimentations électriques due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques LH pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey
Etude-CI : Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant définit les modifications nécessaires afin d'éviter cette sous-criticité.
Etude-CII : L'exploitant met en œuvre les modifications mentionnées en I.
Une fois de plus, pas d'échéance pour l'acte décisif de la mise en œuvre.
Les 4 réacteurs du Bugey sont à nouveau placés sous l'éclairage de la critique, avec des délais de mise en œuvre des prescriptions soit à 5 ans, soit à une date indéterminée.

Comportement mécanique des assemblages de combustible

Etude-DI : Au plus tard le 30 juin 2023, l'exploitant réalise des essais sur le comportement des assemblages (flambage), notamment en situation accidentelle.

Etude –DII : En cas de dépassement de la valeur de flambage, l'exploitant définit les dispositions à mettre en œuvre.

Cette prescription s'adressant à tous les réacteurs, il est surprenant qu'il y ait la même date limite pour la réalisation des essais. A nouveau, manque de précision dans la prescription et absence d'échéance pour l'application.

2.3.4 Réévaluation de la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible

La sûreté des piscines d'entreposage des combustibles irradiés après leur séjour dans le réacteur fait partie de ces sujets qui ont été peu abordés dans le passé et a été mise en évidence par la dénonciation des risques encourus par des agressions extérieures malveillantes du fait que le « bâtiment combustible » qui abrite la piscine de chaque réacteur n'est pas « bunkérisé »[21].

La question se pose à l'occasion de la VD4-900 dans la mesure où l'ASN demande, dans la réévaluation de la sûreté, que celle des réacteurs de 900 MW se rapproche de celle de l'EPR, réacteur dont le bâtiment combustible est « bunkerisé » de la même façon que le bâtiment réacteur.

Il n'en reste pas moins que les risques d'accident affectant les piscines, même en « supprimant » l'agression malveillante, sont loin d'être négligeables puisqu'ils font l'objet de prescriptions importantes dans le rapport d'instruction.

La question des agressions malveillantes a été rapidement réglée par la réponse officielle : « secret défense », et par conséquent l'ASN n'a pas pris en compte ce risque pourtant majeur et, de ce fait, le « rapprochement » des conditions de l'EPR n'est pas respecté dans les exigences de l'ASN sur ce sujet. On y revient en troisième partie.

Système d'appoint et de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible

PISC-AI : L'exploitant met en œuvre un système de refroidissement diversifié et un système d'appoint en eau ultime et en assure le suivi en exploitation.

Cette prescription figure en Annexe 5 et l'échéance est à 0 an, donc à faire pendant la 4ème visite décennale.

PISC-AII : Assurer, en situation *noyau dur,* les fonctions de refroidissement diversifié et d'appoint en eau ultime font partie du noyau dur.

Cette seconde prescription figure également en Annexe 5 et, pour tous les réacteurs, l'échéance pour sa mise en œuvre est à 5 ans.

Etudes des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible

PISC-BI : L'exploitant intègre les règles d'étude associées à la démonstration de sûreté de la piscine et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires

Cette prescription figure en Annexe 5, son échéance est à 0 an pour la plupart des réacteurs, mais à 5 ans pour Blayais 1, Bugey 2, 4, 5, Dampierre 1, 2, Gravelines 1, Tricastin 1,2.

PISC-BII : L'exploitant définit avant le 30 juin 2021 un calendrier pour la réalisation d'études dans certaines situations de risque, notamment sismique.

[21] https://www.greenpeace.fr/centrales-nucleaires-tres-mal-protegees-face-aux-actes-de-malveillance/

Et, *« A l'issue de ces études, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé »*
Cette prescription s'adresse à tous les réacteurs. On a donc une échéance, mais seulement pour un calendrier.
Quant à la suite : « à l'issue de ces études (quand ?), l'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.
PISC-C : De nouveau, des vérifications demandées à l'exploitant, la définition et la mise en œuvre les dispositions nécessaires, etc.

Pour ces trois prescriptions, on se pose à nouveau la question des délais d'application, soit du fait de la différence de date d'échéance entre les réacteurs, sans explication apparente sur les raisons de ces différences, soit que les échéances pour les réalisations demandées ne soient pas précisées.

2.3.5 Réévaluation des études d'accidents avec fusion du cœur (AG)

Les prescriptions relatives à cette catégorie se placent dans la situation d'un accident avec perte du refroidissement, ce qui a conduit à la fusion du cœur et la constitution du corium qui a lui-même percé le fond de la cuve. Nonobstant les accidents « intermédiaires » qui pourraient se produire, tels que des explosions d'hydrogène ou de vapeur d'eau à l'intérieur de la cuve, il a été prévu, pour se rapprocher du dispositif de « récupérateur de corium » de l'EPR, un système d'étalement du corium afin de ralentir, voire d'annuler, le percement du radier du réacteur par le corium.
Cette catégorie de prescriptions a pour objet le renforcement des modifications et mesures précédemment prises ou exigées pour ce renforcement de la sûreté dans le cas d'un tel accident.

Dispositif de stabilisation du corium
AG-AI : Mise en œuvre de dispositifs techniques de maintien à sec du puits de cuve, d'étalement du corium sur le fond du puits de cuve.
Cette prescription s'applique à tous les réacteurs à échéance 0 an pour tous les réacteurs (déjà fait pour Tricastin 1 à sa VD4) mais figure également en Annexe 5.
AG-AII : Epaississement des radiers très siliceux :

- avant-projet détaillé au plus tard le 31/12/2022 ;
- conclusions du programme d'études au plus tard le 30 juin 2023 ;
- épaississement des radiers le nécessitant à échéance 5 ans (voir Annexe 4) : Blayais 1 à 4, Bugey 2 à 5, Chinon 1, Cruas 1, 3 et 4, Dampierre 1 à 4, Gravelines 1 à 4, St-Laurent 1 et 2, Tricastin 1 à 4).

AG-AIII : Renforcement des voiles pour éviter tout risque induit par leur percement par le corium. Les échéances figurent en Annexe 4 et sont à 0 an pour la plupart des réacteurs, et 5 ans pour Blayais 1, Bugey 2,4 et 5, Dampierre 1 et 2, Gravelines 1, Tricastin 1 et 2.

On s'étonne à nouveau du nombre d'échéances à 5 ans pour des opérations qui sont pourtant considérées comme essentielles pour la sûreté des réacteurs. On peut également s'interroger sur les conséquences pour la radioprotection, puisque les travaux seront réalisés en deux fois. Il eut été plus logique d'épaissir les radiers avant de faire le reste des travaux.

Evacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans éventage

AG-BI : Mise en œuvre du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement et dispose de la source froide ultime.

Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour tous les réacteurs (déjà fait pour Tricastin 1).

AG-BII : L'exploitant dispose de moyens d'injection à court terme dans le bâtiment réacteur d'eau borée complémentaire.

Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour la plupart des réacteurs, à 5 ans pour Blayais 1, Bugey 2, 4 et 5, Dampierre 1 et 2, Gravelines 1 et 3, Tricastin 1, 2 et 3.

AG-BIII : Mise en œuvre des moyens pour faire face à une perte à terme du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement en situation post-accidentelle.

Prescription en Annexe 5, échéances identiques à celles de AG-BII.

AG-BIV : Installation des moyens nécessaires pour assurer la détection, la collecte et la réinjection vers le bâtiment réacteur des éventuelles fuites…

Prescription en Annexe 5, échéances identiques à celles de AG-BII.

AG-CI : Protection à l'égard des agressions d'origine interne de composants d'une chaîne de mesure de la pression de l'enceinte de confinement.

Prescription en Annexe 5, échéances identiques à celles de AG-BII.

AG-CII : Le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement reste opérationnel après un séisme majoré de sécurité (SMS).

Prescription en Annexe 5, échéance à 5 ans pour la plupart des réacteurs et 6 ans pour Bugey 2,4 et Tricastin 1, 2.

On s'étonne à nouveau du nombre d'échéances à 5 ans pour des opérations qui sont pourtant considérées comme essentielles pour la sûreté des réacteurs.

Gestion des eaux contaminées

AG-DI : Réduction du risque de contamination des eaux souterraines.

Prescription en Annexe 5, échéance à 5 ans pour la plupart des réacteurs et 6 ans pour Bugey 2, 4 et Tricastin 1,2.

AG-DII : Moyens nécessaires pour réduire la contamination de l'eau présente dans le bâtiment réacteur.

Prescription en Annexe 5, échéance à 5 ans pour la plupart des réacteurs et 6 ans pour Bugey 2, 4 et Tricastin 1,2.

AG-DIII : Etude des moyens de limiter l'ampleur de la contamination des eaux dans le milieu en cas de fuite en dehors des bâtiments (par le sol et les eaux souterraines.

Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour la plupart des réacteurs et 3 ans pour Blayais 1, Bugey 2 et 4, Dampierre 1 et 2, Gravelines 1 et 3, Tricastin 1, 2, 3.

2.3.6 Réévaluation des conséquences radiologiques des accidents (CR)

Réduction des conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie

CR-AI : Au plus tard au 30 juin 2022, l'exploitant abaisse la limite en iode équivalent autorisée…

Prescription applicable à tous les réacteurs à cette échéance.

L'ASN ne précise pas à combien il faut baisser la limite autorisée. La prescription reste donc très vague.

CR-AII : cette prescription se subdivise en deux :

- CR-AII 1 : modification visant à augmenter la vitesse de refroidissement du circuit primaire.
Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour tous les réacteurs.
- CR-AII 2 : modification de la conduite de l'injection de sécurité à haute pression pour cet accident.
Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour 30 réacteurs, à 1 an pour Tricastin 1 et 2 ans pour Tricastin 2.

Réduction des relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée

CR-B : Mise en œuvre des dispositions pour réduction des relâchements d'iode…
Prescription en Annexe 5, échéance à 0 an pour 23 réacteurs, à 5 ans pour Blayais 1, Bugey 2, 4, 5, Dampierre 1 et 2, Gravelines 1, Tricastin 1 et 2.

2.3.7 Réévaluation des études probabilistes de sûreté

L'ASN écrit :
« Les études probabilistes de sûreté (EPS) apportent un éclairage complémentaire à la démonstration de sûreté déterministe. Elles contribuent à évaluer la sûreté des réacteurs en quantifiant la fréquence de scénarios menant, pour les EPS dites de « niveau 1 », à la fusion du cœur et, pour les EPS dites de « niveau 2 », à des rejets radioactifs importants. Ces études permettent, en particulier, d'identifier l'importance de certains équipements, les risques associés à certaines familles d'événements et les besoins de modifications. Elles fournissent des éléments d'appréciation pour statuer sur la pertinence de la mise en place de dispositions complémentaires visant à limiter les risques de fusion du cœur ou les rejets. Elles permettent également d'actualiser la liste des dispositions dites « complémentaires » (voir paragraphe 5.3.2) ».
Ce thème ne fait pas l'objet de nouvelles prescriptions de l'ASN mais mérite quelques commentaires sur les résultats affichés dans le rapport d'instruction.

Les études probabilistes de sûreté ont été historiquement, depuis le « Rapport Rasmussen »[22], la base de la « démonstration » de la faible, voire très faible, probabilité d'un accident grave de fusion du cœur, au point que les accidents graves n'ont pas été considérés lors de la conception des réacteurs en fonctionnement [23].
Pour ces mêmes réacteurs, à uranium enrichi et eau ordinaire, sous pression ou bouillante, l'accident grave de Three Mile Island et l'accident majeur de Fukushima ont montré la réalité, rendant inacceptables les probabilités affichées jusqu'alors.
Dans son interview dans le journal Le Monde du 6 avril 2011, J. Repussard, directeur général de l'IRSN, déclarait :
« Dans le secteur nucléaire, on utilise des études probabilistes pour dimensionner les installations : on prévoit des redondances, des systèmes de secours, avec l'objectif qu'il n'y ait pas plus d'un accident par réacteur tous les cent mille ans.
Or, sur le parc mondial, 14 000 années-réacteur sont déjà passées, et les statistiques montrent qu'on est à 0,0002 accident grave par an, soit vingt fois plus qu'attendu selon les études probabilistes, ***qui ne savent pas bien prendre en compte l'aléa naturel et le facteur humain*** *».*

[22] Rapport WASH-1400, « Reactor safety study », U.S. Nuclear regulatory commission (NRC), octobre 1975.
[23] « *R & D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives* », IRSN et CEA, La Documentation française, Paris, Janvier 2007.

Citons également Yves Marignac[24] :
« En bref, il n'est pas possible de prendre en compte tous les événements ou combinaisons d'événements présentant un certain niveau de probabilité (par exemple une chance sur un million par an) de façon à exclure toute autre situation. C'est montrer trop de confiance que de se croire capable de considérer a priori l'intégralité des facteurs en jeu, tels que les erreurs de conception, les problèmes de construction et de fabrication, les matériels défectueux, les événements internes et externes, les défauts de documentation et les violations volontaires ou involontaires des règles et des procédures. Ceci est d'autant plus vrai lorsqu'on se projette à l'échelle des dizaines d'années de la vie d'une centrale, avec les changements non prévisibles d'organisation interne et d'environnement que cela peut induire, ainsi que l'évolution du comportement des équipements avec le vieillissement, qu'on ne peut pas totalement projeter ».

Cette constatation a conduit à privilégier une démarche « déterministe » qui consiste à imaginer les accidents possibles et d'en définir les parades.
Le Titre III de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base[25] (INB) traite de la « Démonstration de sûreté nucléaire » indique que la démonstration de sûreté nucléaire doit être d'abord faite par une « *démarche déterministe prudente* » (on imagine toutes les situations accidentelles et agressions possibles et l'on montre les parades prévues).
La démarche probabiliste n'est cependant pas abandonnée mais utilisée à bon escient pour effectuer des comparaisons entre des situations où l'on a effectué des modifications de l'installation pour lesquelles on veut calculer les progrès que l'une ou l'autre apporte en termes de sûreté.
On est donc très surpris de voir apparaître dans ce chapitre du rapport d'instruction de l'ASN, des probabilités globales, par exemple :
« Les EPS de niveau 1 associées aux événements internes affectant le réacteur concluent à un risque de fusion du cœur de $3,3.10^{-6}$ par an et par réacteur pour les réacteurs de type CPY et $5,0.10^{-6}$ pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ».
Cette valeur absolue est en fait obtenue à partir d'un calcul comparant effectivement un état initial à un état amélioré par les modifications identifiées par EDF qui concluent à une diminution de 28% (on admire la précision…) du risque de fusion du cœur par rapport à l'état pris en compte à l'entrée du réexamen (état correspondant au troisième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW).
L'ASN précise que « *EDF a actualisé ses EPS de niveau 1, notamment en améliorant la modélisation de systèmes supports nécessaires au fonctionnement des équipements importants pour la sûreté* ». Une partie de la diminution affichée est donc liée à la méthode de calcul et non à une amélioration réelle des installations.

Il y a donc une utilisation correcte des calculs probabilistes par comparaison mais on ne peut admettre la valeur absolue qui en est déduite car elle-même dépend d'un calcul probabiliste global antérieur auquel on ne peut accorder confiance. Et cela est vrai pour l'ensemble des résultats en valeur absolue présentés par EDF.
On peut s'étonner que l'ASN cautionne une telle démarche.

[24] Cahier de Global Chance n° 24 de septembre 2009.
[25] *Legifrance.gouv.fr*, JORF n* 0033 du 8 février 2012 page 2231, texte n°12.

2.3.8 Dispositions prévues après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi - Noyau dur (ND)

Au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS)[26] à la suite de la catastrophe de Fukushima marquée par l'importance des agressions naturelles sur la sûreté des réacteurs, l'ASN a prescrit la mise en place d'un « noyau dur » dès sa décision du 26 juin 2012[27], puis formulé des prescriptions complémentaires dans sa décision du 21 janvier 2014[28].

La mise en place des dispositions du noyau dur vise à :

- Prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression.
- Limiter les rejets radioactifs massifs.
- Permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

« *Les agressions naturelles externes, dont la sévérité dépasse celle considérée dans le référentiel de sûreté de l'installation, retenues pour la conception du noyau dur sont le séisme, l'inondation (dont les pluies de forte intensité), les vents extrêmes, la foudre, la grêle et la tornade* ».

Prescriptions :

Alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur faisant partie du noyau dur

ND-A : Mise en œuvre de la modification de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, prévue en réponse à une décision du 21 janvier 2014, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire en situation de noyau dur.

Cette prescription s'applique à tous les réacteurs à échéance de 5 ans. Elle figure cependant en Annexe 5. On comprend d'autant moins l'échéance de 5 ans alors qu'EDF aurait pu anticiper dès 2014.

Moyen de secours de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires

ND-B : Mise en œuvre d'un moyen de secours de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires afin de pouvoir injecter de l'eau borée lorsque le circuit primaire est à haute pression en situation de noyau dur. Ce moyen fait partie du noyau dur.

Cette prescription s'appliquent à : 28 réacteurs à échéance de 5 ans et 4 réacteurs à échéance de 6 ans (Bugey 2 et 4, Tricastin 1 et 2). Elle figure en Annexe 5

Déploiement du noyau dur

ND-C : Sans préjudice des dispositions de la présente décision et des décisions du 21 janvier 2014, l'exploitant met en œuvre l'ensemble des autres dispositions du noyau dur.

Ces prescriptions s'applique à: 28 réacteurs à échéance de 5 ans, réacteurs à échéance de 6 ans (Bugey 2 et 4, Tricastin 1 et 2. Elle figure en Annexe 5.

---

[26] https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Avis/Avis-n-2012-AV-0139-de-l-ASN-du-3-janvier-2012

[27] https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Decisions-individuelles/Decision-n-2012-DC-0291-de-l-ASN-du-26-juin-2012

[28] https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Decisions-individuelles/Decision-n-2014-DC-0411-de-l-ASN-du-21-janvier-2014
et : https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Exigences-complementaires-pour-la-mise-en-place-du-noyau-dur

Au vu de l'importance croissante que prennent déjà ces agressions du fait des bouleversements climatiques, ainsi que le risque sismique pour certains sites, on ne peut que critiquer la décision de l'ASN de fixer une échéance à 5 ans à l'ensemble des réacteurs pour la mise en œuvre de l'ensemble des dispositions du noyau dur.
De plus, cette échéance prise indépendamment de l'âge des réacteurs montre que cette mesure n'est pas liée aux quatrièmes réexamens de sûreté et devrait donc concerner l'ensemble du parc.

2.3.9 Réévaluation de la sûreté des bâtiments des auxiliaires de conditionnement et de traitement des déchets (BAC/BANG)

L'ASN a demandé à EDF, lors de la phase d'orientation du réexamen périodique de réexaminer la maîtrise des risques d'accident de nature radiologique pouvant survenir au sein des bâtiments annexes de conditionnement des déchets. En réponse à la demande de l'ASN, EDF a transmis une étude de sûreté relative aux bâtiments annexes de conditionnement des déchets et une mise à jour du rapport de sûreté.
L'ASN considère que ces études constituent une avancée pour la démonstration de sûreté.
Toutefois, compte tenu du terme source présent dans ce bâtiment, l'ASN considère qu'EDF doit retenir un objectif en termes de conséquences radiologiques notablement inférieur à celui retenu pour les accidents affectant la chaudière.
Par ailleurs, l'ASN considère que la liste des scénarios à considérer doit être complétée. De plus, l'étude d'EDF repose uniquement sur le caractère acceptable des conséquences radiologiques de l'accident enveloppe (l'incendie). Or l'ASN considère qu'EDF doit rechercher les améliorations possibles des dispositions de prévention ou de limitation des conséquences pour les différents scénarios envisageables. Cette liste de scénarios à considérer doit en outre être complétée.
Ces points font l'objet de demandes de l'ASN.
Donc, pas de prescription dans le rapport de sûreté, ni donc d'échéances mais « une lettre de l'ASN à paraître ».

2.3.10 Capacité des opérateurs à réaliser les actions de conduite en situation accidentelle, d'accident grave ou d'agression (Voir 2.5[29]).

2.4 POSITION DE L'ASN SUR LE REEXAMEN DES RISQUES NON RADIOLOGIQUES ET DES INCONVENIENTS PRESENTES PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL DES INSTALLATIONS

« *L'ASN a demandé d'inclure dans le rapport de sûreté l'étude des incidents et accidents pouvant avoir des conséquences non radiologiques et d'intégrer, dans l'examen de conformité, des vérifications liées à la prévention des pollutions…* ».

Synthèse dans le rapport d'instruction

« Les inconvénients présentés par le fonctionnement normal des installations sont spécifiques à chaque site. La phase générique du réexamen a permis de définir les actions qui seront mises en œuvre pour chacun des réacteurs pour réexaminer la maîtrise des inconvénients. EDF a ainsi défini le périmètre des contrôles à effectuer et les études à mener, par exemple sur l'état chimique et radiologique de l'environnement.

[29] Pour plus de clarté et de cohérence, nous regroupons en 2.5 ce thème avec celui des facteurs organisationnels et humains, comme d'ailleurs l'ASN le fait dans le texte de sa décision mise en consultation.

L'ASN prescrit des compléments sur les contrôles à réaliser, en particulier sur les équipements et ouvrages permettant le traitement des effluents et le conditionnement des déchets. Elle demande par ailleurs la consolidation des études d'impact selon la forme actuellement prévue par le code de l'environnement et l'identification d'améliorations permettant la réduction des impacts sur l'environnement.
L'ASN prescrit également des compléments sur les contrôles à réaliser vis-à-vis des risques non radiologiques ». Et,
« À l'issue de l'instruction, ***EDF s'est engagée*** *à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit la réalisation des améliorations majeures prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen ».*

Prescriptions

Conformité des installations

INC-AI : Prescription et échéance pour tous les réacteurs.
*« **Au plus tard le 30 juin 2021**, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire le programme de contrôle de la conformité de ses installations qu'il mettra en œuvre lors du réexamen périodique de chaque réacteur vis-à-vis des inconvénients présentés par le fonctionnement normal et des risques non radiologiques ».*
INC-AII : Prescription en Annexe 5
« L'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire un état de la conformité de son installation au regard des résultats des contrôles mentionnés au I et les mesures qu'il a définies pour remédier aux éventuels écarts constatés ».
L'échéance est à 0 an pour 28 réacteurs ; à 1 an pour Bugey 2 et 4 et Tricastin 2 ; à 2 ans pour Tricastin 1.

Cette fois-ci les choses paraissent bien serrées mais, de toute façon, une vérification devra être faite par l'IRSN et l'ASN à la remise du rapport d'EDF après chaque VD4.

Etudes d'impact des installations

INC-BI : Prescription en Annexe 5
L'exploitant consolide les mises à jour de l'étude d'impact réalisées jusqu'à cette date… (ce qui doit être la date de publication de la décision de l'ASN).
INC-BII : Prescription en Annexe 5
L'exploitant précise les améliorations contribuant à la réduction des impacts de ses installations sur l'environnement qu'il prévoit au regard des conclusions de l'étude d'impact mentionnée au I et des meilleures techniques disponibles, ainsi que le calendrier de mise en œuvre associé.
Certes l'échéance de la prescription est très proche mais le calendrier de mise en œuvre est à venir, et donc il n'y a pas d'échéance sur les réalisations.
INC-BIII : Prescription et échéance pour les réacteurs concernés.
« Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant transmet une étude présentant le cumul des incidences sur le Rhône et sur la Loire des centrales nucléaires situées sur ces fleuves ».

Une fois de plus, ce qui devrait être fait au moment de la VD4 et en tout cas avant la moindre consultation du public et en particulier des riverains, est décalé dans le temps.

2.5 POSITION DE L'ASN SUR LES FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS

Cette catégorie est particulièrement importante car la décennie passée a montré une grande faiblesse sur ces sujets cruciaux pour la sûreté, au-delà des considérations scientifiques et techniques. Elle concerne en effet l'organisation, le suivi et le contrôle de la qualité des études et des travaux, la qualité de la maintenance et celle de l'exploitation. Ces facteurs sont majeurs dans l'appréciation de la VD4-900.

L'ASN rappelle dans son rapport :
Dans son courrier du 20 avril 2016 relatif aux orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW, l'ASN a indiqué par ailleurs qu'étant donné *« l'ampleur des travaux de modifications envisagés dans le cadre de ces quatrièmes visites décennales, [qui] induisent [...] des changements significatifs pour les hommes et les organisations en place sur les sites nucléaires* », EDF devait apporter des éléments complémentaires quant à la maîtrise de « *l'effet des impacts cumulés des modifications du projet « VD4-900 » sur les activités opérationnelles concernées et le risque d'erreurs qui pourraient s'avérer dommageables pour la sûreté. ».* En particulier, l'ASN demandait des éléments relatifs à la démarche de conception « socio-organisationnelle et humaine » d'EDF (démarche SOH) et au processus organisationnel afférent (méthodes et outils pour la prise en compte des effets cumulés, compétences requises, partage des résultats d'analyse).

Réévaluation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains
Commentaire de l'ASN :
« Compte tenu du contexte particulier de réorganisation des services d'ingénierie d'EDF et de la création, au sein d'EDF, d'une entité nouvelle dénommée « design authority », l'ASN a évalué, avec l'appui de l'IRSN, l'organisation mise en place par EDF pour la conception, la réalisation et l'exploitation des modifications prévues dans le cadre du réexamen périodique ».
Et :
« Des inspections menées par l'ASN pour évaluer le fonctionnement réel de cette organisation révèlent un ensemble de points de fragilité qui apparaissent liés à cette complexité organisationnelle :

- *une prise en compte encore trop tardive des spécificités des sites dans le processus de conception qui ne permet pas la remise en cause d'hypothèses de conception lorsque cela s'avère nécessaire ;*
- *une réduction des capacités de récupération, par le personnel de la centrale, d'erreurs dans la documentation opérationnelle associée aux modifications ;*
- *une analyse du retour d'expérience effectuée à l'échelle de chaque modification sans capitalisation globale des enseignements tirés du déploiement de l'ensemble des modifications sur le site du Tricastin sur lequel a été réalisée la première visite décennale.*

En conséquence, l'ASN considère qu'EDF devra en particulier étudier les effets de l'accroissement de la complexité de son organisation sur l'efficacité de son processus de conception et de réalisation des modifications de ses installations. Elle devra évaluer le caractère adapté des dispositions organisationnelles retenues lors du déploiement des modifications des installations au fur et à mesure de leur réalisation sur les sites. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49]. Par ailleurs, EDF devra veiller à l'appropriation de ces modifications par les opérateurs notamment à travers des actions de formation appropriées ».

Prescriptions

FOH-A : Prescription dont les échéances s'appliquent à tous les réacteurs.
*« Au plus tard le **31 décembre 2024**, l'exploitant évalue la capacité des systèmes sociotechniques complexes que constituent ses centrales nucléaires à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation.*
*Pour cela, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, au plus tard le **31 décembre 2021**, un programme d'étude qui inclut l'impact des démarches de standardisation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains. Ce programme intègre, parmi les activités d'exploitation étudiées, celles concourant à la maîtrise de la conformité et son maintien dans le temps, notamment la détection et le traitement des écarts ».*

La prescription du premier paragraphe, à échéance de fin 2024, ne manque pas d'inquiéter : on sera à 5 ans du début des visites décennales…

Capacité des opérateurs à réaliser les actions dans les locaux
Ce point est fondamental pour assurer la sûreté des installations et n'a pas jusqu'ici été suffisamment pris en considération comme le montrent les nombreux incidents de « fautes d'exploitation » relevés ces dernières années sur le parc nucléaire d'EDF[30].
Le jugement de l'ASN est sévère (page 195 du rapport d'instruction) :
« L'ASN constate, que la démarche retenue par EDF vise uniquement à justifier la capacité des opérateurs à rester dans le local pour la durée prévue de la mission mais ne permet pas de vérifier la capacité des opérateurs à se rendre sur place et à réaliser les actions en local dans les délais requis. À titre d'exemple, en cas d'inondation d'origine interne, EDF ne justifie pas de la capacité des opérateurs à accéder jusqu'aux locaux dans lesquels ils doivent réaliser les interventions.
L'ASN considère que la démonstration de la capacité des opérateurs à réaliser des actions en local nécessite :
– la démonstration que les opérateurs peuvent se rendre dans les locaux dans le temps requis ;
– la démonstration de l'habitabilité des locaux dans lesquels les actions doivent être réalisées ;
– la démonstration de la capacité effective des opérateurs à réaliser les actions de conduite requises en local (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité à réaliser des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, etc.).
EDF doit compléter sa démonstration concernant la capacité à cheminer jusqu'aux locaux et à réaliser les actions requises pour la conduite, en intégrant notamment l'accessibilité des organes de contrôle et de commande, la capacité de réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels (EPI), la disponibilité de l'outillage et le délai nécessaire aux accès ».

[FOH-B] :
« *Au plus tard lors de la remise du rapport de conclusion du réexamen, l'exploitant vérifie la capacité effective des opérateurs à accéder aux locaux et à y réaliser les actions de conduite requises dans la démonstration de sûreté nucléaire en cas d'accident, d'accident grave ou d'agression (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité de*

[30] Https://global-chance.org/l-accumulation-d-incidents-graves-temoigne-de-l-etat-inquietant-du-parc-electronucleaire

réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, délai nécessaire aux accès).
L'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé ».
Cette prescription figure en Annexe 5, à échéance de 0 an pour 23 réacteurs et 1 an pour Blayais 1, Bugey 5, Dampierre 1 et 2, Gravelines 1, 2 ans pour Bugey 2 et 4, Tricastin 2, 3 ans pour Tricastin 1. On retrouve les 9 réacteurs systématiquement « en retard ».
La dernière phrase de la prescription laisse inquiet sur la mise en œuvre pratique sur une question d'une telle importance du fait d'un calendrier à définir par l'exploitant. Cette « vérification » devrait être immédiate pour tous les réacteurs et vérifiée réacteur par réacteur par les inspecteurs de l'ASN.
D'ailleurs, la dernière phrase de la prescription dans le rapport d'instruction d'octobre 2020 précisait que cette définition par l'exploitant devait se faire « à la même date », soit au plus tard lors de la remise du rapport de conclusion du réexamen.
Une fois encore, on constate un assouplissement des exigences entre les deux versions du rapport.

2.6 LA CONCLUSION DU RAPPORT D'INSTRUCTION SUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT DES REACTEURS DE 900 MW A L'ISSUE DE LA PHASE GENERIQUE DU QUATRIEME REEXAMEN PERIODIQUE

Voici l'intégralité de cette conclusion :
« En conclusion, l'ASN souligne les objectifs particulièrement ambitieux du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW et le travail très conséquent effectué par EDF dans le cadre de la phase générique. Elle souligne également l'ampleur des modifications prévues par EDF, dont la mise en œuvre constituera des améliorations très significatives de la sûreté.
À l'issue de l'instruction, l'ASN prescrit la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.
Les dispositions prévues au stade générique du réexamen, ainsi que celles qui seront définies dans le cadre des études spécifiques à chaque site, devront être déclinées sur chaque réacteur en vue de la poursuite de son fonctionnement. L'ASN demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, et en pratique lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les autres améliorations devront être réalisées au plus tard cinq ans après la remise de ce rapport. Ce délai est porté à six ans pour les premiers réacteurs, c'est-à-dire ceux dont la remise du rapport de conclusion du réexamen est antérieure à 2022.
Cet échelonnement est lié à l'ampleur des travaux sur chaque réacteur qui se dérouleront de surcroît simultanément sur plusieurs réacteurs de 900 MW. Il tient compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions.
L'ASN demande à EDF de rendre compte annuellement des enseignements qu'elle tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique, des actions mises en œuvre pour respecter les prescriptions et leurs échéances, ainsi que de sa capacité industrielle et de celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les modifications des installations.
***L'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MW de celui des réacteurs de troisième génération**, notamment :*

– en vérifiant, sur un large périmètre, la conformité des réacteurs à leur référentiel ;

– en améliorant la prise en compte des agressions d'origine interne ou externe. Les réacteurs pourront ainsi faire face à des agressions plus sévères que celles retenues jusqu'alors et seront robustes à la défaillance d'un équipement actif et des équipements passifs les plus importants ;

– en limitant les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression, ce qui permettra de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations ;

– en prenant en compte de nouvelles situations accidentelles pour les piscines, notamment celles considérées pour le réacteur EPR de Flamanville, et en améliorant les dispositions prévues pour gérer les situations accidentelles ou d'agression affectant la piscine d'entreposage ;

– en réduisant le risque d'accident avec fusion du cœur et en limitant les conséquences de ce type d'accident, en particulier par la limitation des situations qui nécessiteraient l'éventage de l'enceinte de confinement et par la réduction du risque de percée du fond de cette enceinte par le corium. Ces dispositions permettront ainsi de réduire, de façon notable, les rejets dans l'environnement au cours de ce type d'accident.

À l'issue de la phase générique du réexamen, l'ASN considère que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique.

D'ores et déjà, au-delà de l'appréciation générale « optimiste » de l'ASN vis-à-vis du prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs, cette conclusion met elle-même l'accent, certes avec l'utilisation du présent ou du futur lorsque le conditionnel serait plus approprié, sur les difficultés et les risques d'une telle opération sur le plan de la sûreté, qu'il s'agisse de l'ampleur des travaux et de la capacité industrielle et organisationnelle de les réaliser dans les temps, des délais discutables accordés à leur réalisation et des difficultés d'en contrôler la bonne réalisation, comme la liste impressionnante des prescriptions supplémentaires formulées par l'ASN qui traduisent bien les nombreuses faiblesses du dossier d'EDF. D'autre part, la première phrase que nous avons signalée en gras, est un aveu de taille, même si on comprend sa justification. Comme nous l'avons constaté tout au long de notre analyse, des contradictions éventuelles entre la « capacité du tissu industriel » et les urgences d'assurer la sûreté nucléaire. Il y a manifestement « prise de risque » du fait de la capacité industrielle (et organisationnelle). Il n'est pas acceptable que l'on en soit arrivé là par l'absence d'une gestion responsable, au niveau de l'exploitant EDF mais aussi du Gouvernement, du parc électronucléaire français.

3. QUELQUES ENJEUX CRUCIAUX DE LA SURETE NUCLEAIRE A 40 ANS

La question qui est clairement posée à l'occasion du 4ème réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MW de puissance électrique est leur capacité, en termes de sûreté nucléaire, à prolonger leur fonctionnement au-delà de 40 ans.
Afin de répondre à cette question, nous avons d'abord analysé les prescriptions de l'ASN à EDF, accompagnées de leurs échéances de réalisation, formulées dans le projet de rapport d'instruction de l'ASN
Cette analyse a mis en évidence un nombre important d'interrogations, tant sur la nature de ces prescriptions que sur les échéances fixées pour leur application, ainsi que sur la confiance que l'on pouvait accorder à EDF sur le respect des engagements et des délais.
Mais, dans son rapport d'instruction, l'ASN considère que beaucoup études et de mesures réalisées ou envisagées par EDF sont suffisantes et ne réclament pas de prescriptions supplémentaires.
Parmi ces questions considérées comme « réglées », certaines, très importantes pour la sûreté, nous paraissent insuffisamment traitées ou traitées d'une façon non satisfaisante et sont exposées ci-dessous. Elles concernent : le risque de rupture brutale de la cuve d'un réacteur, le risque sismique, le dispositif de stabilisateur du corium, la piscine d'entreposage du combustible, les risques du combustible MOX.

3.1 LE RISQUE DE RUPTURE BRUTALE DE LA CUVE D'UN REACTEUR

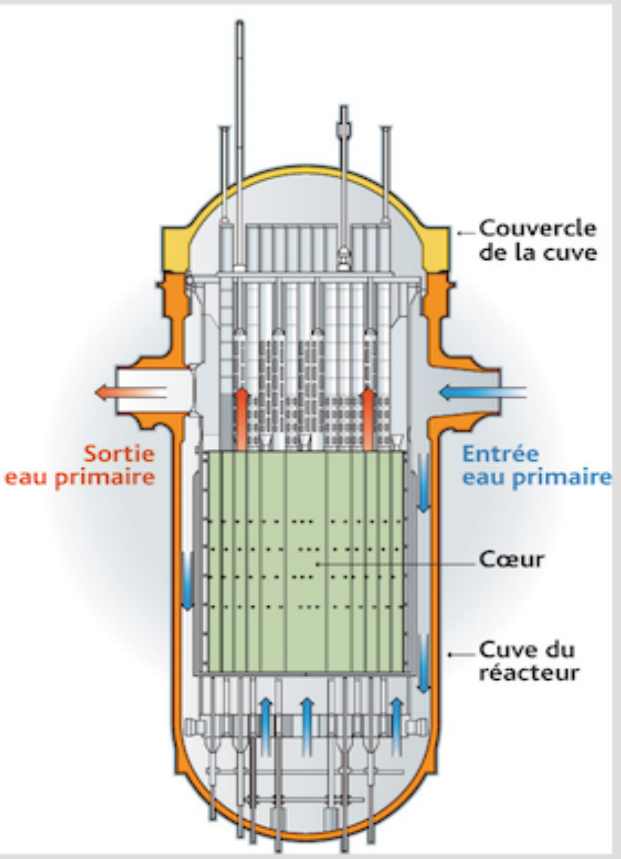
3.1.1 La cuve du réacteur

Dans un réacteur à uranium enrichi et eau sous pression (REP) en exploitation du parc français, la cuve contient l'ensemble des éléments combustibles[31] qui constituent le cœur du réacteur. Ce cœur est refroidi par l'eau du circuit primaire sous une pression régulée à 155 bars lui permettant de rester constamment à l'état liquide. Cette eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290 °C et en ressort à environ 325 °C en évacuant l'énergie thermique produite dans le cœur. La cuve d'un réacteur à eau sous pression est donc soumise aux conditions de pression et de température du circuit primaire, ainsi qu'à l'irradiation neutronique engendrée par les réactions nucléaires qui se produisent dans le cœur. Cette irradiation concerne principalement les parties cylindriques de la cuve situées au droit du cœur (viroles).
La cuve constitue une partie de la deuxième barrière de confinement des éléments radioactifs (la première est la gaine des assemblages combustibles, et la troisième l'enceinte de confinement) et son rôle pour la sûreté de l'installation est primordial. Son intégrité doit être assurée et justifiée dans toutes les situations de fonctionnement du réacteur et pour toute la durée de son exploitation. **La cuve est un composant considéré comme « non-ruptible »**; **sa rupture en pression n'est pas étudiée dans la démonstration de sûreté** et, en conséquence, sa conception, sa fabrication, sa réception et son suivi en service doivent faire l'objet de dispositions de contrôle particulièrement exigeantes.
Par comparaison aux autres équipements du circuit primaire (pressuriseur, générateurs de vapeur, pompes, tuyauteries primaires principales et annexes), la cuve a une fragilité particulière du fait du bombardement de sa paroi et de l'ensemble de ses structures internes (supports de grappes, de barres combustibles, de capteurs, etc.) par des neutrons, électrons, particules alpha et électrons produits par les fissions dans le cœur du réacteur.
Les cuves des réacteurs de 900 MW sont constituées de plusieurs pièces : viroles, anneaux,

[31] Le combustible est constitué de « crayons » d'oxyde d'uranium enrichi et pour 22 d'entre aux avec un tiers du combustible constitué d'uranium et de plutonium (MOX). Liste en Annexe 2.

brides, tubulures et calottes, fabriquées la plupart par forgeage. Ces pièces sont assemblées par soudage. La surface intérieure des cuves est revêtue de deux couches de 4 mm d'acier inoxydable.

Figure 1 - Coupe de la cuve d'un réacteur de 900 MW (IRSN)



3.1.2 Positions de l'IRSN sur les cuves des réacteurs

L'IRSN a consacré de très nombreux travaux à la question des cuves.
On citera en particulier :
- Document « IRSN Rapport scientifique et technique 2006 », Chapitre 4 [32] (« Développement des méthodes, études sur la sûreté et la sécurité des exploitations »), et « *4.2 Le vieillissement sous irradiation des cuves de réacteurs nucléaires à eau sous pression* ».
- d'information IRSN du 24 septembre 2012 : « Intégrité des cuves des réacteurs nucléaires à eau sous pression – Cas des réacteurs français ».
- Document IRSN « Les cuves des réacteurs nucléaires », dans la série « Faire avancer la sûreté nucléaire »[33].
- Avis IRSN DSR/2010-153 du 19 mai 2010 sur la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MW.
- Avis IRSN-2018-00295 du 8 novembre 2018 :« *Dossier cuve dans VD4 – Viroles de cœur – Poursuite de l'exploitation jusqu'à la VD4+10 du palier 900 MW* ».
- Avis IRSN- 2019-00221 du 2 octobre 2019 : « *Poursuite de l'exploitation jusqu'à la VD4+10 du palier 900 MW. Instruction du dossier cuve – viroles du cœur* ».

[32] https://www.irsn.fr/FR/IRSN/Publications/rapports-annuels/Pages/RST_archives.aspx
[33] https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-centrales-nucleaires/cuves-reacteurs/Pages/sommaire.aspx#.XoHG2C_pP6A

L'évolution des avis de l'IRSN est intéressante :

Document de 2006

« ***« Conclusions***

En considérant la fluence de 6,5.10^{19} neutrons/cm^{2} actuellement prévue à 40 ans d'exploitation, la RT_{NDT}[34] des zones les plus irradiées des cuves des réacteurs 900 MW devrait être comprise, ***en fonction des cuves****, entre 40 °C et 80 °C environ. Ces évaluations obtenues à l'aide des formules empiriques de fragilisation prévisionnelles montrent que la zone la plus affectée est, pour quelques cuves,* ***la soudure de liaison entre les viroles****.*

Les études de mécanique de la rupture évoquées ci-avant mettent en évidence des coefficients de sécurité acceptables avec ces valeurs de RT_{NDT}, sur l'ensemble des cuves des réacteurs de 900 MW. Ces résultats favorables, obtenus selon des hypothèses qui apparaissent pénalisantes (défaut positionné au point le plus irradié de la cuve la plus fragile) sont cependant soumis à des ***sources d'incertitudes multiples*** *liées à la complexité des paramètres thermo-hydrauliques des transitoires étudiés ou à la complexité des phénomènes métallurgiques intervenant dans la fragilisation sous irradiation des grosses pièces forgées de cuve.*

Les très importants travaux menés par EDF ont permis de réduire ces incertitudes en ce qui concerne la fragilisation des matériaux sous irradiation. ***Des travaux restent néanmoins à mener, en particulier dans le cas où EDF souhaiterait prolonger l'exploitation de tout ou d'une partie des tranches de 900 MW au-delà de 40 ans****. Ces travaux devraient viser, d'une part, à préciser le caractère sûr des formules de prévision de la fragilisation pour les fluences élevées, d'autre part, à évaluer certaines marges éventuellement existantes, mais non explicitées à ce jour, tant sous l'aspect neutronique (effet des gestions optimisées) que sous l'aspect de l'évaluation des effets de la fragilisation sur le comportement mécanique des cuves ».*

Avis du 29 mai 2010

« L'IRSN en conclut qu'à VD3 + 5 ans, le risque de rupture brutale n'est pas exclu pour les cuves des réacteurs de Dampierre 4, Cruas 1, Cruas 2, Saint-Laurent B1 et Chinon B2 en cas de situations incidentelles et accidentelles (transitoires de petite brèche primaire 2'' et 3'', RTE et accident de perte de réfrigérant primaire). Les marges à la rupture sont également insuffisantes à VD3 + 5 ans pour les cuves de Saint-Laurent B1 et de Bugey 5 qui sont affectées de défauts.

En conclusion, 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, l'IRSN recommande qu'EDF prenne les dispositions nécessaires pour restaurer les marges ».

Avis du 8 novembre 2018

Formulation de deux recommandations :

« <u>Recommandation n° 1</u> : L'IRSN recommande que l'exclusion de résultats expérimentaux du programme de surveillance de l'irradiation (PSI) soit encadrée par :

• l'identification exhaustive des phénomènes métallurgiques pouvant dégrader l'indicateur de la fragilisation par l'irradiation déterminé expérimentalement ;

• la définition de seuils portant sur les paramètres observables associés à ces phénomènes et permettant de statuer sur la conservation ou l'exclusion de résultats dégradés.

<u>Recommandation n° 2</u> :

[34] *RT_{NDT} : température de transition ductile-fragile de l'acier de la cuve.*

Dans le cadre de la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs de 900 MW, l'IRSN recommande qu'EDF maintienne l'application des coefficients de sécurité utilisés depuis la conception, dans le dossier des situations et dans le dossier de justification de tenue des cuves, pour les transitoires de brèches jusqu'à 6 pouces. En outre, l'IRSN recommande que les transitoires correspondants soient maintenus en troisième catégorie ».

Après l'examen de cet avis par le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire (GP ESPN) de novembre 2018, l'ASN a demandé l'avis de l'IRSN sur des éléments complémentaires à ceux examinés lors de l'expertise réalisée en 2018.

Avis du 2 octobre 2019

Cet avis très succinct (6 pages) de l'IRSN répond à cette demande de l'ASN.

a) Prise en compte des deux demandes spécifiques précisées figurant ci-dessus.

Concernant la demande n°1, *« EDF a indiqué que la réponse à la demande n°1 nécessitait des études longues et* ***ne serait pas disponible avant 2025****. Toutefois, les quatrièmes visites décennales des réacteurs concernés par un résultat atypique visé par cette demande auront lieu après cette date ; en particulier, le réacteur n°1 du Tricastin et le réacteur n°2 du Bugey ne sont pas concernés ».*

Concernant la demande n° 2, *« EDF a transmis en juillet 2019 de nouveaux éléments relatifs à la classification des transitoires de brèches du circuit primaire principal qui n'ont pas pu être examinés dans le cadre de la présente expertise de l'IRSN. Dans sa saisine, l'ASN a précisé que ces nouveaux éléments relatifs au classement des transitoires de petites brèches primaires* ***nécessiteront des études techniques et un examen à prévoir au cours de l'année 2020 ».***

b) Prise en compte des contraintes résiduelles dans les joints soudés des viroles de cœur

« *A l'issue de ce bilan, EDF a choisi de retenir, dans les joints soudés de la zone du cœur, un niveau de contraintes de 70 MPa*[35] ».

« L'IRSN ne dispose pas d'éléments suffisants pour déterminer la valeur à retenir pour les joints soudés de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MW d'EDF et ***estime qu'il est prudent de retenir un niveau de contraintes résiduelles de 100 MPa****. En fin d'expertise, EDF s'est engagée à apporter des éléments complémentaires afin de justifier le caractère enveloppe de la valeur de 70 MPa postulée dans le cadre du présent dossier. Cet engagement est estimé satisfaisant par l'IRSN.* ***Dans l'attente de ces éléments, l'IRSN tiendra compte d'une valeur de 100 MPa pour la justification de la tenue à la rupture brutale des joints soudés de la zone de cœur ».***

c) Etude des transitoires thermo-hydrauliques

« L'IRSN estime que la démonstration d'intégrité de la cuve ne doit pas reposer sur la mise en œuvre d'une règle de conduite normale dans la mesure où l'opérateur peut s'en écarter, notamment en cas d'aléa d'exploitation. À cet égard, EDF a prévu, avant le redémarrage du premier réacteur de 900 MW après sa VD4, en l'occurrence le réacteur n°1 du Tricastin, de

[35] MPa, méga pascal est une unité de pression ou de contrainte valant un million de pascal (Pa). Une pression de 1 pascal est une contrainte uniforme qui, agissant sur une surface plane de 1 m^2, exerce perpendiculairement une force totale de 1 newton. 100 000 Pa vaut environ 1 bar.
Une contrainte de 1 MPa est égale à 1 newton par mm^2.

vérifier l'absence de risque de rupture brutale de la cuve pour un transitoire thermo-hydraulique découplé enveloppe de toutes les situations envisageables de 2e catégorie.
L'IRSN estime que cette étude permettra de vérifier la robustesse de la démonstration de tenue des cuves des réacteurs de 900 MW pour les situations de 2e catégorie ».

« Des calculs avec une modélisation élastoplastique tridimensionnelle sont nécessaires afin de vérifier que le facteur de marge minimal est bien supérieur à 1 pour ces situations de brèche primaire avec dénoyage et renoyage important. Ces calculs seront réalisés, pour le réacteur n°1 du Tricastin, avant sa divergence faisant suite à sa VD4 et, pour les autres réacteurs de 900 MW, à l'échéance de juin 2020. L'IRSN considère cet engagement satisfaisant et note qu'il ***permettra*** *de confirmer l'absence de risque de rupture brutale dans ce scénario particulier de brèche primaire pour les cuves du réacteur n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey ».*
On note à nouveau l'utilisation curieuse du futur sur le résultat de calculs à effectuer.

d) Analyse du risque de rupture brutale des cuves des réacteurs de 900 MW
« Toutefois, s'agissant des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, compte tenu des marges relativement importantes obtenues dans les analyses mécaniques, l'IRSN ***estime*** *que l'aptitude au service des cuves de ces deux réacteurs* ***est démontrée*** *jusqu'en VD4+10 ans ».*

« Pour les cuves des autres réacteurs de 900 MW, la prise en compte des demandes de l'ASN, notamment concernant le coefficient de sécurité à retenir pour les brèches primaires entre 3 et 6 pouces, ainsi que les résultats des études faisant suite à certains engagements d'EDF, pourraient avoir un impact sur la justification de la tenue en service de plusieurs cuves en termes de risque de rupture brutale. ***Il n'est donc pas possible de conclure en l'état pour ces réacteurs*** *».*

« L'augmentation de la température minimale de l'eau de la bâche PTR permettrait, quant à elle, de diminuer l'amplitude des chocs froids et d'éviter un fonctionnement dans la partie basse du domaine de transition fragile/ductile des matériaux de cuve. Cette mesure, déjà mise en œuvre pour trois réacteurs du palier 900 MW, permettrait, pour les autres réacteurs de 900 MW, d'augmenter les marges au risque de rupture brutale des viroles de cœur ».
On reviendra sur cette possibilité de préchauffage de l'eau du circuit de refroidissement de secours (PTR).

e) Conclusion de l'avis
« A l'issue de son expertise et dans la mesure où les résultats des analyses complémentaires qu'EDF s'est engagé à réaliser ne sont pas susceptibles de modifier la conclusion sur le risque de rupture brutale des cuves des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, l'IRSN estime que l'aptitude au service de ces cuves ***est démontrée*** *jusqu'en VD4+10 ans.*
Pour ce qui concerne les autres réacteurs de 900 MW (hormis les réacteurs de Fessenheim dont l'arrêt est prévu à l'occasion de leur VD4), des demandes de l'ASN ainsi que les résultats des études faisant suite à certains engagements d'EDF ***sont susceptibles de mettre en cause*** *la démonstration actuelle d'absence de risque de rupture brutale des cuves concernées. Cependant, des évolutions de démarche d'étude ou des modifications matérielles* ***devraient permettre*** *à EDF, soit de mettre en évidence des marges, soit d'augmenter les marges au risque de rupture brutale.* ***Des compléments sont donc nécessaires pour pouvoir se prononcer sur l'aptitude au service des cuves de ces réacteurs jusqu'à VD4+10 ans*** *».*

La dernière phrase de cette conclusion est parfaitement claire.
Par contre, l'affirmation de la « démonstration » pour les réacteurs Tricastin 1 et Bugey 2 ne paraît pas cohérente avec la nécessité de nouveaux calculs signalés ci-dessus dans le paragraphe b) et dans les deux citations du paragraphe c).

3.1.3 La question des cuves dans les rapports d'instruction de l'IRSN et de l'ASN

La synthèse de l'IRSN : Avis IRSN n° 2020-00053 du 31 mars 2020

- Dans le rapport :

« Certaines structures et équipements, en particulier s'ils sont non remplaçables, font l'objet d'un dossier d'aptitude à la poursuite d'exploitation. À cet égard, sur la base des dossiers examinés, l'IRSN considère que l'aptitude au service des cuves des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey, premiers réacteurs concernés par le réexamen RP4-900, est démontrée pour 10 ans de fonctionnement au-delà des quatrièmes visites décennales. Pour les autres réacteurs, des compléments sont encore nécessaires pour conclure ».

- En Annexe (3.2, page 17) :

Conclusion sur l'analyse du risque de rupture brutale des cuves des réacteurs de 900 MW :

« À l'issue de son expertise, l'IRSN estime que l'aptitude au service des cuves des réacteurs n°1 du Tricastin et n°2 du Bugey est démontrée jusqu'en VD4+10 ans.
Pour ce qui concerne les autres réacteurs de 900 MW (hormis les réacteurs de Fessenheim définitivement arrêtés en 2020), des demandes de l'ASN ainsi que les résultats des études faisant suite à certains engagements d'EDF sont ***susceptibles de mettre en cause la démonstration actuelle d'absence de risque de rupture brutale des cuves concernées.*** *Cependant, si tel était le cas, des évolutions de démarche d'étude (étude séparée de chaque virole de cuve) ou des modifications matérielles (par exemple pour augmenter la température minimale de l'eau de la bâche PTR) pourraient permettre à EDF, soit de mettre en évidence des marges, soit d'augmenter les marges au risque de rupture brutale. Des compléments sont donc nécessaires pour pouvoir conclure sur l'aptitude au service des cuves de ces réacteurs jusqu'en VD4+10 ans ».*

Position n°13 de l'IRSN :

« Dans le cadre de la démonstration de l'aptitude au service des cuves jusqu'à VD4 + 10 ans, l'IRSN estime nécessaire :
- qu'EDF transmette les résultats de l'expérimentation menée sur le réacteur n°3 du Tricastin sur la réduction de flux neutronique sur la virole de cœur par insertion de grappes en hafnium dans le cœur,
- transmette les analyses finalisées du risque de rupture brutale des cuves ».

Le rapport d'instruction de l'ASN

Conclusion sur l'analyse du risque de rupture brutale des zones de cœur des cuves des réacteurs de 900 MW (page 51) :

« Compte tenu des éléments communiqués par EDF et de l'avis du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires réuni le 8 septembre 2020, l'ASN considère que le risque de rupture brutale de la zone de cœur est écarté pour les cuves dont la zone de cœur ne comporte pas de défauts avérés. En ce qui concerne le risque de rupture brutale des cuves concernées par la présence de défauts avérés, à savoir celles des réacteurs n° 2 de la centrale nucléaire du Blayais, n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey et n° B1 et n° B2 de la centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux, EDF s'est engagée à transmettre les études, avant la quatrième visite décennale de ces réacteurs. Pour la cuve du réacteur n° 1 de

la centrale nucléaire du Tricastin, affectée de défauts avérés, l'ASN considère que les études transmises permettent de conclure que le risque de rupture brutale est écarté ».

3.1.4 Un point de vue critique

Le professeur Thierry de Larochelambert, agrégé de physique et docteur en énergétique, a publié sur le site de Global Chance[36] une étude sur le « Vieillissement des aciers sous irradiation »[37] présentée le 22 novembre au colloque « Sûreté et sécurité des installations nucléaires civiles » du CERDACC-UHA[38] qui s'est tenu à Colmar le 22 novembre 2019 et dont voici le résumé.

« Cette étude a pour but de faire le point sur les travaux de recherche mondiaux les plus récents et les plus approfondis sur le vieillissement thermique des aciers sous irradiation, effectués sur la base des méthodes de mesure les plus performantes (comme la tomographie à sonde atomique et les microscopies à balayage électronique) et des simulations numériques les plus précises de l'échelle nanométrique à l'échelle de la cuve. Ces travaux révèlent et confirment un vieillissement accéléré de ces aciers fortement irradiés par le bombardement neutronique au-delà d'une fluence de 6.10^{19}neutrons/cm^2, qui se traduit par des modifications des structures atomiques et cristallines des aciers, accélérant leur fragilité (augmentation de la dureté, forte baisse de la résilience - c'est à dire de la résistance aux chocs - et augmentation accélérée de la température de transition ductile-fragile). Ils concernent plus particulièrement les aciers de type 16MND5 utilisés dans les réacteurs nucléaires construits en France.

Le résultat majeur et nouveau de ces travaux est le suivant: les anciens modèles de vieillissement sous-estiment systématiquement et significativement l'augmentation de la température de transition ductile-fragile aux fluences élevées supérieures à 6.10^{19} neutron/cm^2 (celle déjà atteinte probablement par les cuves nucléaires de 900 MW de Fessenheim et de Tricastin) car ils ne tiennent pas suffisamment compte de la contribution de l'épanouissement lent mais massif des précipités d'impuretés MnNiSiP ("late blooming precipitates") qui suit la précipitation rapide du cuivre au sein de la matrice des aciers bainitiques des cuves induite par les déplacements des atomes dus au bombardement de neutrons aux fluences élevées, créant des ségrégations fragilisantes aux joints des grains internes de ces aciers, qui conduisent à des mécanismes de rupture intergranulaire accrue au sein de ces aciers, particulièrement lors des chocs froids sous contrainte.

D'importantes observations confirment ce phénomène dont la principale conséquence réside dans le fait que cette élévation de la température de transition ductile-fragile ΔRT_{NDT} augmente linéairement avec la fluence neutronique aux hautes irradiations supérieures à 6.10^{19} neutrons/cm^2 et non avec sa racine carrée comme le prévoient les habituelles formules de prédiction de vieillissement basées sur les mesures d'éprouvettes Charpy.

Cela signifie que le vieillissement thermique des aciers sous irradiation des cuves, des couvercles, des boulons, des buses et des internes des réacteurs nucléaires accélère rapidement au-delà de 40 ans pour tous les réacteurs de 900 MW, ce qui risque de compromettre très fortement leur résistance à un éventuel choc froid sous pression car leur acier devient brusquement cassant si on les refroidit brutalement sous 60 à 80°C (voire 120°C pour les défauts de forte ségrégation d'impuretés Cu-Mn-P dénommées "veines sombres"). ***En conséquence, la prolongation au-delà de 40 ans des réacteurs 900 MW***

[36] www.global-chance.org
[37] https://www.global-chance.org/Vieillissement-des-aciers-sous-irradiation
[38] Centre Européen de recherche sur le Risque, le Droit des Accidents Collectifs et des Catastrophes, Université de Haute-Alsace

présente de sérieux problèmes de sécurité, avec un risque d'une rupture brutale de cuve par choc froid sous pression, qui conduirait à la perte du contrôle du réacteur et à l'accident majeur de type Fukushima.
Le démantèlement de la plus vieille centrale nucléaire REP construite en France à Fessenheim pourrait être l'occasion d'un grand projet européen de recherche expérimental sur le vieillissement thermique réel sous irradiation des aciers des réacteurs nucléaires, afin de vérifier les résultats des recherches mondiales et de tester les hypothèses de prolongation de durée de service des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans ».

3.1.5 La température de transition ductile-fragile et les mesures compensatoires

On a vu en 3.2, « Avis du 2 octobre 2019 », paragraphe d), ainsi que dans le texte référencé en 3.4, la mention de l'intérêt du préchauffage de l'eau des bâches du circuit d'injection de sécurité (bâches PTR) afin de réduire le risque de choc froid sur l'acier d'une cuve dont la température de transition ductile-fragile serait élevée (d'après l'IRSN, celle-ci se situerait entre 40°C et 80°C pour les cuves des réacteurs de 900 MW à 40 ans).
En effet, l'injection de sécurité vise à injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur afin d'arrêter la réaction nucléaire et de maintenir le volume d'eau dans le circuit primaire en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire. Sa mise en œuvre, en situation incidentelle ou accidentelle, entraîne un choc thermique froid sur l'acier de la cuve, au risque de rupture brutale des viroles du cœur.
On sait que les réacteurs de Tricastin 1 à partir de 2013 et de Saint-Laurent B1 à partir de 2015 ont dû fonctionner avec une température minimale de l'eau de la bâche PTR de 20° C, par un dispositif de réchauffage électrique. Cette disposition figure dans les règles générales d'exploitation de ces réacteurs, avec l'apparition d'une alarme en salle de commande et une conduite à tenir en cas de baisse anormale de la température de la bâche PTR.
On pourrait penser que, au moins pour ces deux réacteurs, cette mesure devrait être confirmée pour un fonctionnement au-delà de 40 ans et même probablement accentuée en valeur minimale de l'eau de la bâche PTR supérieure à 20°C puisque la température de transition ductile-fragile augmentera forcément, même si cette augmentation était tempérée par l'insertion de grappes de hafnium, comme cela est prévu. La même augmentation devant se produire également pour les autres réacteurs, on pourrait s'attendre à une mesure du même ordre pour ceux-ci , pour des températures de l'eau des bâches en correspondance avec la température de transition de leurs cuves respectives.

Or, non seulement rien n'est dit à ce sujet dans les différents documents d'instruction de la VD4-900 mais en outre, la question a été posée plusieurs fois tant à l'IRSN qu'à l'ASN, sans qu'il y ait eu de réponse à ce jour. La question se pose d'autant plus pour Tricastin 1 dont la VD-4 est achevée.

Notons enfin que cette « mesure compensatoire » existe également pour le refroidissement des générateurs de vapeur de certains réacteurs, dont les aciers des fonds ont des teneurs en carbone trop élevées[39], et cette mesure est connue pour les réacteurs concernés.

3.2 LE RISQUE SISMIQUE

L'évaluation du risque sismique[40] se fait en deux étapes sur la base du choix d'un séisme de référence pour chaque centrale nucléaire :

[39] Cela concerne les fonds fabriqués par l'entreprise japonaise JCFC.
[40] D'après le rapport d'instruction de l'ASN.

- la détermination du « séisme maximal historiquement vraisemblable » (SMHV), qui correspond à une période de retour d'environ 1000 ans. Ce niveau de séisme peut être considéré comme le plus intense « de mémoire d'homme » recensé dans la région considérée ;
- la détermination ensuite du « séisme majoré de sécurité » (SMS), qui correspond à une augmentation de la magnitude du SMHV de 0,5. De plus, le SMS est placé forfaitairement, dans la zone sismotechtonique à laquelle il appartient, au plus près du site nucléaire.

Après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, l'ASN a demandé à EDF de vérifier la robustesse de ses centrales nucléaires à un niveau de séisme encore plus important, le « séisme noyau dur » (SND), pour lequel les principales fonctions de sûreté doivent pouvoir être assurées. Le SND est associé à un spectre de réponse sismique qui doit être enveloppe du SMS du site majoré de 50% et des spectres de site définis de manière probabiliste avec une période de retour de 20 000 ans et prendre en compte les effets de site particuliers et notamment la nature des sols.

3.2.1 Le risque sismique dans la décision de l'ASN

On a vu dans la première partie de notre étude que les risques liés au séisme sont traités dans le rapport d'instruction et le projet de décision de l'ASN par les prescriptions AGR-FI, II et III qui figurent en Annexe 5 et dont les échéances d'application sont donc fixées pour chaque réacteur :

« [AGR-F]

I. L'exploitant identifie les systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du noyau dur à l'aléa sismique qu'il a défini en application de la prescription [ECS-ND7] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.

II. L'exploitant met en œuvre les modifications permettant les renforcements des systèmes, structures et composants identifiés au I.

III. Pour les réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, du Bugey, de Chinon, de Cruas et du Tricastin, l'exploitant étudie les possibilités de renforcement permettant de faire face à des niveaux d'aléa sismique plus élevés que ceux mentionnés au I pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l'aléa extrême et les éventuels effets de site particuliers. Il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé ».

On a vu en Annexe 5 que si la prescription I est à échéance de 0 année pour presque tous les réacteurs, par contre la prescription II portant sur les modifications à apporter est à échéance de 5 ans pour tous les réacteurs, ce qui pose évidemment question pour un risque aussi important. Quant à la troisième prescription, elle reste très vague sur les applications.

Les développements du rapport d'instruction sont très intéressants, mais ne tiennent pas suffisamment compte de l'état des réacteurs concernés en ce qui concerne la vulnérabilité historique des réacteurs au risque sismique.

3.2.2 L'inquiétante succession des risques au séisme pour les diesels de secours.

Les diesels de secours

Les groupes de secours à moteur diesel (les « diesels de secours ») permettent d'alimenter les systèmes de sûreté du réacteur en cas de perte de l'alimentation électrique sur le réseau national. Chaque réacteur nucléaire est équipé de deux groupes électrogènes de secours. En outre, un groupe électrogène supplémentaire est disponible pour l'ensemble des réacteurs d'un même site. Chacun de ces groupes suffit à alimenter les systèmes nécessaires pour assurer la sûreté du réacteur à l'arrêt.

En cas de perte des alimentations électriques externes provoquée par un séisme, il est fait appel aux diesels de secours afin d'alimenter en électricité les dispositifs prévus pour refroidir le combustible, notamment les pompes du circuit primaire, y compris après l'arrêt des fissions et de la réaction en chaîne (il faut continuer à évacuer la chaleur produite par la radioactivité au sein des éléments combustibles), ainsi que le refroidissement de la piscine d'entreposage des combustibles irradiés. Si les diesels de secours ne peuvent pas fonctionner du fait de la non-tenue au séisme de certains matériels, la perte du refroidissement peut conduire à une fusion du cœur, c'est-à-dire à un accident grave (de type Three Mile Island) ou majeur (de type Fukushima). La tenue au séisme des diesels de secours est donc une condition essentielle de la sûreté des réacteurs.

Les incidents déclarés sur le risque sismique pour les diesels de secours sur la période récente

L'état du parc des réacteurs de 900 MW peut-être apprécié en fonction des incidents de niveau 1 et de niveau 2 qui ont marqué son histoire dans les années passées.
Rappelons qu'un incident de niveau 1 traduit une situation sortante du régime de fonctionnement autorisé et qu'un accident de niveau 2 traduit des défaillances importantes du dispositif de sûreté. Les incidents de niveau 1 ou 2 relatifs au risque séisme pour les diesels de secours se sont produits pour différentes défaillances. Sur la base des publications de l'incident par l'ASN, on trouve la liste suivante d'incidents ainsi que les réacteurs de 900 MW concernés.

Résistance au séisme des ancrages des systèmes auxiliaires des diesels de secours

ASN : « *L'événement recouvre à la fois des problèmes de conception génériques à l'ensemble des réacteurs concernés et des problèmes locaux liés à un mauvais état ou à un mauvais montage des ancrages* ».
- 30 octobre 2017 : niveau 2 (Fessenheim 1, 2 ; Bugey 2, 5).
- 19 janvier 2018 : Incident niveau 2 (Bugey 3, 4)
- 15 mars 2019 :
  - niveau 2 : Blayais 1, 2 ; Gravelines 1 à 6 ; St-Laurent 1, 2 ; Chinon 2.
  - niveau 1 : Blayais 3, 4 ; Dampierre 2 ; Cruas 1 ; Chinon 1, 3, 4 ; Tricastin 1 à 4.
- 13 mai 2019 : niveau 2, différent des précédents car ancrage de l'alternateur, d'un pupitre de commande et des aeroréfrigérants des diesels de secours (Fessenheim 1, 2 ; Bugey 2 à 5).

Dégradation de tuyauteries des diesels de secours

ASN : « *Risque de dégradation de tuyauteries du fait de leur potentiel contact avec des éléments de génie civil des diesels de secours en cas de séisme. Cette dégradation pourrait conduire à la rupture de ces tuyauteries et au dysfonctionnement des diesels de secours*) ».
- 13 mai 2019 :
  - niveau 2 : Gravelines 1 à 6
  - niveau 1 : Blayais 1 ; Chinon 1 à 4 ; Cruas 1 à 4; Dampierre 3 ; Fessenheim 1, 2; Tricastin 2, 3.
- 7 juin 2019 : niveau 2 (St-Laurent 1, 2).

Défauts divers sur les diesels de secours

- 20 mai 2020 : incidents de niveau 1.
  - Défauts de montage de raccords en élastomère de tuyauteries d'un des deux diesels de secours (Chinon 2 ; Cruas 1, 4).

- Défauts de corrosion de certaines portions de tuyauteries d'un des deux diesels de secours (Gravelines 1).
- 24 décembre 2020 : mauvais montages, corrosion, etc.
- Incident de niveau 1 : Blayais 2 et 3, Dampierre 2.
- Incident de niveau 2 : Cruas 3.

Récapitulatif :

Sur la période 2017-2020, et pour le risque sismique sur les diesels de secours, 32 réacteurs ont été concernés. Le comptage des couples « incident-réacteur »[41] illustre bien l'étendue du phénomène :

Niveau 1 : 35 couples « incident-réacteur ».

- 1 incident : Blayais 4 ; Chinon 1 à 4 ; Cruas 2,3 ; Dampierre 3 ; Fessenheim 1, 2 ; Gravelines 1 ; St-Laurent 1,2 ; Tricastin 1 à 4.
- 2 incidents : Blayais 1,2 ; Cruas 4 ; Dampierre 2 ; St-Laurent 1,2 ; Tricastin 2,3.
- 3 incidents : Blayais 3 ; Cruas 1.

Niveau 2 :31 couples « incident-réacteur ».

- 1 incident : Blayais 1, 2 ; Chinon 2 ; Cruas 3.
- 2 incidents : Bugey 2 à 5 ; Fessenheim 1,2 ; Gravelines 1 à 6 ; St-Laurent 1,2.

Sans incident : Dampierre 1,4.

3.2.3 Autres risques au séisme

Si le risque séisme est particulièrement important dans le cas des diesels de secours, il s'étend à d'autres équipements. On présente ci-dessous, d'une part et brièvement, la liste des incidents de niveau 1 dans leur diversité sur la période 2017-2020 et, d'autre part, de façon plus approfondie, les deux évènements de niveau 2 qui sont d'une grande importance.

Les incidents de niveau 1

11 avril 2018 : Non tenue des tuyauteries du circuit d'eau brute secourue des réacteurs Tricastin 2 et 4 à un séisme de niveau « séisme majoré de sécurité » (SMS).

14 novembre 2018 : Résistance insuffisante d'un assemblage boulonné placé sur chacun des circuits d'eau brute secourue des réacteurs de Chinon 1 et 2.

15 mars 2019 : Défaut de résistance au séisme des vannes du système de ventilation du bâtiment réacteur à l'arrêt et du système de surveillance atmosphérique de l'enceinte de confinement des réacteurs en fonctionnement des centrales nucléaires de Blayais, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines, St-Laurent et Tricastin.

15 avril 2019 : Défaut de résistance au séisme des vases d'expansion du circuit de production d'eau glacée de 28 réacteurs de 900 MW (Blayais, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines, St-Laurent, Tricastin.

7 juin 2019 : Défaut de résistance au séisme de brides des pompes du circuit d'alimentation en eau brute des réacteurs Chinon 1,2, Gravelines 1, 3 et 5, Tricastin 1 à 4.

28 juin 2019 : Défaut de résistance au niveau de séisme requis d'un support d'une tuyauterie d'alimentation e eau brute de réacteur Dampierre 1.

[41] Le même incident peut être constaté sur plusieurs réacteurs (par exemple la fragilité de certains équipements en cas de séisme) . Lorsque l'incident est signalé par EDF à l'ASN, celle-ci le publie et désigne les réacteurs concernés mais ne comptabilise qu'un seul incident.
En comptabilisant pour chaque incident le nombre de réacteurs concernés, soit le nombre de couples « incident-réacteur », on améliore l'information car, en fonction du site et des conditions d'exploitation ou de maintenance, la possibilité pour un incident de se transformer en accident variera d'un réacteur à l'autre.

22 octobre 2019 : Défaut de résistance au séisme de plusieurs tuyauteries du circuit d'alimentation en eau brute de réacteur St-Laurent 1.
25 mars 2020 : Risque d'entrechoquement en as de séisme entre des armoires électriques et des châssis de relayage des réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, du Bugey ()à l'exception du réacteur 4), de Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et St-Laurent.
3 avril 2020 : Défaut de résistance au séisme de tuyauteries du circuit d'alimentation en eau brute des 4 réacteurs de Tricastin.
29 avril 2020 : Présence d'échafaudage à roulette en position non freinée, susceptible d'endommager simultanément, en cas de séisme, le système de refroidissement des deux diesels de secours du réacteur 2 du Blayais.
27 octobre 2020 : Défaut de résistance au séisme d'échangeurs du système de refroidissement intermédiaire des réacteurs des centrales de Cruas, Gravelines, St-Laurent, ainsi que Chinon 1 et 4, Dampierre 1, 2 et 3, Tricastin 3 et 4.
12 décembre 2020 : Défauts d'ancrage de commandes déportées de certaines vannes de systèmes de sauvegarde. Ces défauts concernent les réacteurs : Blayais 1 et Bugey 4.

L'incident de niveau 2 conduisant à un risque de perte totale de la source froide

Cet incident a été publié le **16 octobre 2017**. L'eau, qu'elle soit pompée dans les cours d'eau ou dans la mer, est essentielle pour le fonctionnement des réacteurs car elle en assure le refroidissement. La perte totale de cette « source froide » peut entraîner la fusion du cœur, donc un accident grave ou majeur. La source froide des réacteurs[33] pourrait être perdue du fait de l'indisponibilité des pompes du circuit d'eau brute secourue des réacteurs résultant de l'inondation interne due à une rupture, en cas de séisme, de tuyauteries des systèmes d'alimentation en eau du réseau de protection contre l'incendie et de filtration d'eau brute.
On a constaté également, sur plusieurs portions de ces tuyauteries, des dégradations conséquences de la corrosion qui a pu se développer en l'absence d'une maintenance préventive adaptée.
Cet incident concerne 10 réacteurs de 900 MW: Chinon 3, 4; Cruas 1, 4; Dampierre 1, 2, 3, 4; St-Laurent 1, 2. Il est caractéristique de la combinaison possible et dangereuse d'une cause d'agression extérieure naturelle (séisme) et d'une cause interne, le défaut de maintenance. La combinaison des causes de défaillances accroît considérablement le risque d'accident nucléaire.

Le risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon

Cet incident de niveau 2 signalé le **28 septembre 2017** est probablement le plus grave de la période, à la fois par le risque encouru et par la décision drastique de l'ASN de mise à l'arrêt des 4 réacteurs du Tricastin. La centrale nucléaire du Tricastin est implantée en rive droite du canal de Donzère-Mondragon, dans la plaine de Pierrelatte. La face supérieure de la plateforme qui constitue le socle ou radier des 4 réacteurs se situe à environ 6 mètres sous le niveau du plan d'eau du canal. Un canal d'amenée et un canal de rejet ont été ménagés, avec des digues se raccordant à celles du canal de Donzère-Mondragon aux extrémités nord et sud de l'enceinte de la centrale. La prévention du risque d'inondation des installations de la centrale repose sur la robustesse des digues.
Le 18 août 2017, EDF a déclaré à l'ASN un événement significatif pour la sûreté relatif à un risque de rupture d'une partie de la digue du canal de Donzère-Mondragon pour les séismes les plus importants étudiés dans la démonstration de sûreté nucléaire. L'incident a été publié le 28 août par l'ASN et classé en niveau 1.
La note d'information de l'IRSN du 28 septembre 2017, après avoir expliqué que des expertises menées depuis 2007 mettaient en évidence l'importance de ce problème, précise : «

La centrale nucléaire du Tricastin n'est pas conçue pour faire face à un tel événement (la rupture de la digue) qui entraînerait une perte totale du refroidissement du combustible présent dans le cœur et la piscine d'entreposage de chaque réacteur, conduisant à un accident de fusion de ce combustible ». C'est-à-dire à un accident grave (type Three Mile Island) ou majeur (type Fukushima).
Par décision du 27 septembre 2017, l'ASN a imposé à EDF la mise à l'arrêt provisoire des 4 réacteurs de Tricastin dans les délais les plus courts afin de réaliser les travaux nécessaires au renforcement de la digue : « *EDF devra compléter ses investigations géotechniques afin de caractériser plus finement la constitution de la partie de la digue concernée et procéder, avant le redémarrage des réacteurs, aux renforcements nécessaires pour assurer la résistance de la digue au séisme maximal retenu dans la démonstration de sûreté nucléaire*».
Mais l'affaire n'est pas terminée : par décision du 25 juin 2019[45], l'ASN fixe à EDF des prescriptions complémentaires applicables à la centrale nucléaire du Tricastin compte tenu des risques d'inondation externe à la suite d'un séisme. EDF doit informer l'ASN, sous trois mois, de l'organisation retenue pour la surveillance et l'entretien de cette digue et doit justifier, au plus tard le 31 décembre 2022, que les travaux réalisés permettent d'écarter le risque de brèche de la digue du canal de Donzère-Mondragon après un séisme de vérification (lui-même défini par un courrier précédent).

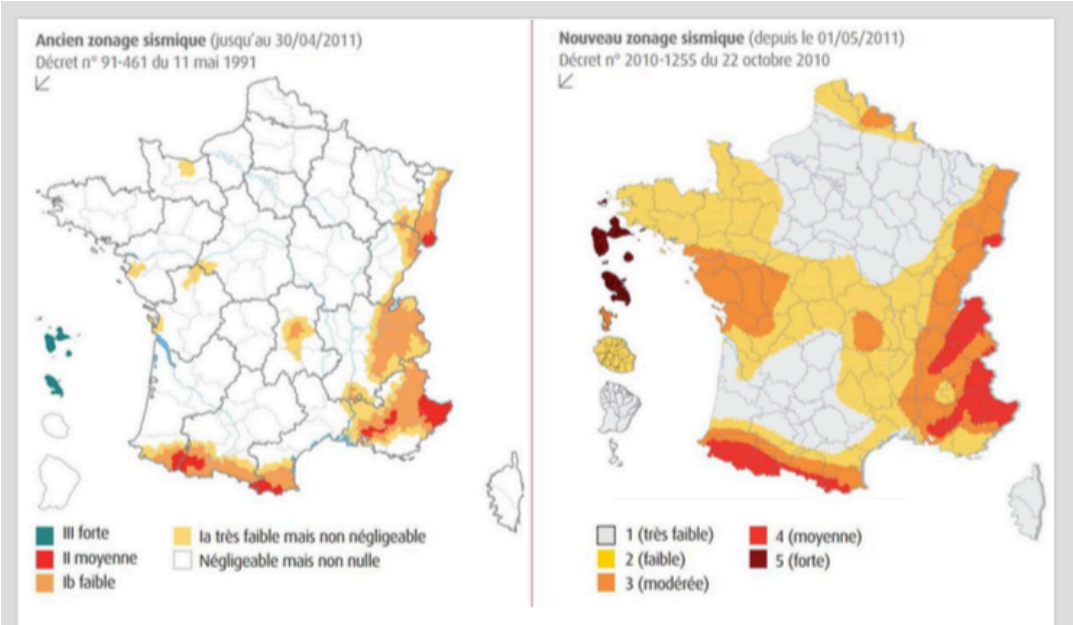
Cet incident, que l'on peut qualifier de majeur par le risque encouru, appelle plusieurs commentaires :
1. Les risques liés au séisme existaient évidemment depuis la première divergence du premier réacteur en février 1980. Les travailleurs et les populations ont ainsi vécu sous une menace permanente.
2. Si les inquiétudes se sont manifestées tardivement, la question de ce risque a été posée depuis des années et EDF n'en a tenu aucun compte. Il a fallu le « coup de force » de l'ASN (c'est ainsi qu'EDF l'a vécu) de l'arrêt de 4 réacteurs, mesure extrême, pour que les choses bougent.
3. Cela n'a pas suffi puisque l'ASN a dû faire un rappel à l'ordre en juin 2019.
4. Enfin, les mesures prises devraient garantir la robustesse de la digue pour le séisme majoré de sécurité (SMS), actuellement défini à partir du séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) dans sa valeur actuelle. Or nous avons vu que celle-ci devra vraisemblablement être mise en cause et, de toute façon, on sait bien que la force d'un séisme reste une quantité très difficile à prévoir.

La rupture de la digue, du fait de la hauteur du canal par rapport à la base de la centrale, restera en tout état de cause une menace permanente sur la sûreté de la centrale du Tricastin.

3.2.4 L'évolution de l'appréciation du risque sismique

Le risque sismique et sa prise en compte évoluent dans le temps. La carte des risques en France continentale adoptée en 1991 a été modifiée en 2011 pour revoir à la hausse le risque sismique en France.
En France, les centrales nucléaires ont été conçues sur la base d'une évaluation donnée du risque sismique. Ce risque a évolué depuis. Depuis 2011, 12 des 19 centrales françaises sont situées en zone sismique. Certaines centrales y sont entrées et d'autres sont passées à un risque plus fort qu'auparavant.

Figure 2 – Le zonage sismique de la France continentale



Le 11 novembre 2019 à 11h52, un séisme de magnitude locale (Ml) de 4,9 à 5,4 selon les sources et de magnitude de moment (MW) de 4,9 s'et produit dans la région du Teil (Ardèche)
La profondeur de ce séisme est faible (entre 1 et 3,5 km).
Les centrales nucléaires de Cruas et de Tricastin sont proches de l'épicentre (15 à 20 km).

Suite au séisme du Teil, **l'IRSN étudie la nécessité de revoir les référentiels sismiques à la hausse** et les sismologues du CNRS envisagent même d'actualiser leur évaluation des risques sismiques en France car le séisme du Teil s'est produit sur une faille qui était classée comme "inactive"[42]. Une réévaluation du risque sismique impliquerait des études complémentaires, d'éventuels travaux de redimensionnement, des surcoûts et des risques supplémentaires.
On ne pourra donc se prononcer sur la centrale du Tricastin que lorsque l'IRSN et le CNRS auront terminé leur évaluation du séisme de référence à prendre en compte, tout en sachant, Fukushima nous l'a montré, qu'un séisme nettement supérieur au séisme historique est toujours possible lorsque le site de la centrale se trouve en zone sismique.
Dans son rapport d'instruction, l'ASN indique d'ailleurs (page 82): « *La réévaluation des spectres sismiques des centrales nucléaires de Cruas et du Tricastin à la suite du séisme du Teil fera l'objet d'une prise de position ultérieure de l'ASN* ».

3.3 Le dispositif de stabilisation du corium

Les prescriptions de l'ASN concernant le dispositif de stabilisation du corium (AG-A I, II, III) s'adressent à cette question.

3.3.1 L'accident grave

On appelle accident grave d'un réacteur un accident au cours duquel se produit une fusion plus ou moins complète du cœur. Dans un réacteur à eau sous pression (REP ou PWR) ou bouillante (BWR), l'accident grave se produit du fait de la perte de refroidissement des

[42] https://www.cnrs.fr/fr/seisme-du-teil-vers-une-reevaluation-du-risque-sismique-en-france-et-en-europe-de-louest

éléments combustibles qui entraîne la dégradation des gaines du combustible, puis la fusion de celui-ci, même lorsque les fissions et la réaction en chaîne sont arrêtées, du fait de la puissance résiduelle.
Dans le cas des 58 réacteurs REP[43] qui équipent les 19 centrales d'EDF, les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception. D'une part parce que leur probabilité d'occurrence était considérée comme suffisamment faible et, d'autre part parce qu'en tenir compte aurait conduit à concevoir d'autres types de réacteurs.
Pourtant, c'est un accident grave qui s'est produit le 28 mars 1979 dans le réacteur REP n°1 de la centrale de Three Mile Island (TMI) aux Etats-Unis à partir d'une fuite sur le circuit primaire et un enchaînement de défaillances entraînant une fusion partielle du cœur. Cela n'a pas modifié la conception, non seulement des réacteurs déjà en construction ou en fonctionnement (dont un certain nombre de cette filière en France, identiques à celui de TMI), mais aussi des suivants. Les modifications possibles de ces installations sont donc restreintes et ont essentiellement pour objectif, non pas d'empêcher dans toutes circonstances l'accident grave mais de trouver des moyens de limiter les conséquences d'un éventuel accident grave. La catastrophe de Fukushima en mars 2011 au Japon a démontré à nouveau la vulnérabilité des réacteurs à la perte du refroidissement.
Pour le réacteur EPR en construction à Flamanville (ainsi qu'en Finlande et en Chine où les deux réacteurs ont démarré), l'Autorité de sûreté (ASN) a fixé comme objectif de sûreté une réduction significative des rejets radioactifs pouvant résulter de toutes les situations d'accidents concevables, y compris ceux avec fusion du cœur.
Parmi les conséquences possibles de la fusion du cœur se trouve le percement du fond de la cuve du réacteur par le « corium », amas de combustible et de matériaux de structure supportant le combustible dans la cuve en fonctionnement normal du réacteur, fondus et mélangés, maintenu en fusion par le dégagement de la puissance résiduelle due à la décroissance radioactive des produits de fission piégés dans le corium, augmentée, dans une première phase par celle due à l'oxydation des métaux présents dans le corium comme l'acier de la cuve ou le zirconium (des gaines du combustible).
S'il y a de l'eau dans le fond de la cuve ou dans le puits de cuve (protection en béton autour et en-dessous de la cuve), de fortes interactions entre le corium et l'eau peuvent générer une vaporisation quasi instantanée et massive de l'eau, une « **explosion de vapeu**r ».
Lorsque le corium vient au contact du radier en béton du réacteur, ce radier se décompose sous l'effet de la chaleur transmise par le corium (**interaction corium-béton).**
Dans l'état actuel des réacteurs en fonctionnement, ce phénomène peut aboutir à la percée totale du radier, dans un délai variable selon les caractéristiques de celui-ci (nature du béton[44], épaisseur du radier[45]), supérieur à 24h, y compris pour les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim après l'installation en 2012-2013 d'un « récupérateur de corium » dans le but d'allonger le temps de percée du radier. De plus, les différents gaz libérés par cette interaction entraînent une **augmentation progressive de la pression de l'enceinte de confinement**.

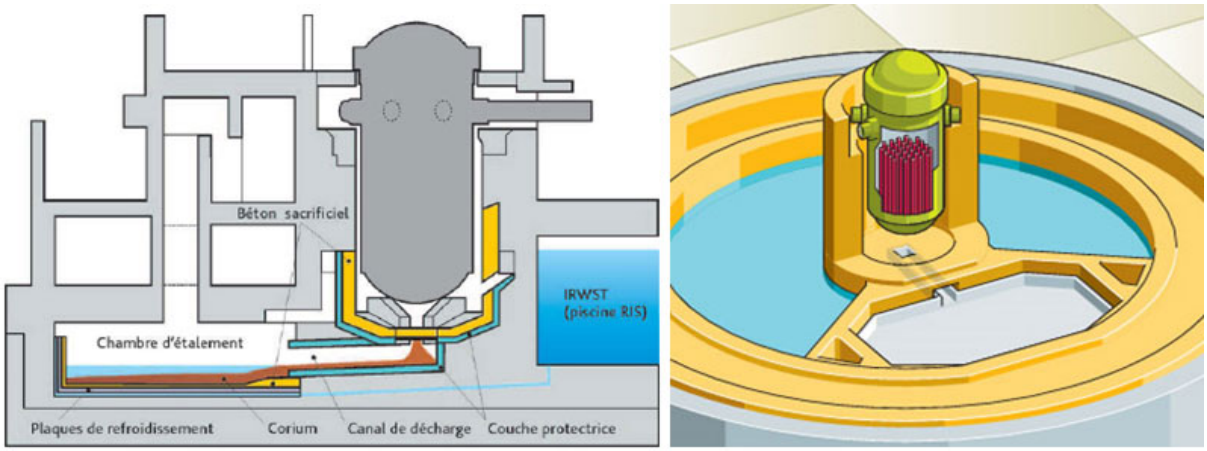
3.3.2 Le récupérateur de corium de l'EPR

Dans le réacteur EPR en construction à Flamanville, du type REP, une innovation destinée à

[43] Soit 34 réacteurs de puissance électrique de 900 MW, 20 de 1300 MW et 4 de 1450 MW.
[44] Béton de type « siliceux » ou de type « silico-calcaire ».
[45] La partie basse de l'enceinte de confinement est composée de deux radiers : le radier des structures interne et le radier structurel de l'enceinte. Le premier, de l'ordre d'un mètre d'épaisseur, assure la répartition des descentes de charge des voiles des structures internes, tandis que le second, plus épais et situé sous le premier, assure la tenue structurelle de l'enceinte.
L'épaisseur du radier (total) est de 4,20 m pour les réacteurs de 900 MW de puissance électrique, sauf pour Fessenheim (1,5 m) et Bugey (2,25 m), et de 3 m environ pour les réacteurs de 1300 et 1450 MW.

améliorer la sûreté est constituée d'un « récupérateur » de corium situé au fond de l'enceinte de confinement, permettant de recueillir et de refroidir le cœur fondu (corium) après la rupture éventuelle du fond de cuve du fait de la fusion du cœur.
L'IRSN décrit ainsi de façon très synthétique cette opération[46] :
« Le « récupérateur » de combustible fondu est constitué d'une chambre d'étalement présentant une grande surface (environ 170 m²) avec un système d'injection d'eau permettant de refroidir le plancher métallique de cette chambre et de recouvrir d'eau le corium étalé. La chambre d'étalement n'est pas située directement sous la cuve pour éviter tout risque d'endommagement par les morceaux du fond de cuve et par le corium lors de la percée du fond de la cuve ; le puits de cuve communique avec la chambre d'étalement au moyen d'un canal de décharge dont les parois en zircone facilitent l'écoulement du corium.
Avant de s'écouler dans le canal de décharge vers la chambre d'étalement, le corium est collecté dans le fond du puits de cuve qui comporte un système d'ouverture, appelé « porte fusible », donnant accès au canal de décharge. Une fois la porte fusible fondue par le corium, le mélange corium-béton s'écoule dans la chambre d'étalement. Pour ***éviter une explosion de vapeur*** *lors de cette coulée, la conception du réacteur EPR comporte des dispositions empêchant l'entrée d'eau dans la chambre d'étalement avant l'arrivée des matériaux fondus. La coulée de corium s'étale en quelques dizaines de secondes après l'apparition d'une brèche dans la porte fusible et active l'injection d'eau qui recouvre le corium après plusieurs minutes ».*
L'objectif est bien d'empêcher le corium d'attaquer le radier et donc, a fortiori, de le traverser.
D'autre part, l'IRSN insiste sur l'importance du risque d'explosion de vapeur :
«« Pour éviter une explosion de vapeur en cas de coulée de combustible fondu dans le puits de cuve, la conception du réacteur EPR comporte des dispositions telles qu'aucune arrivée d'eau dans le puits de cuve n'est possible avant la percée de la cuve, même en cas de rupture d'une tuyauterie primaire.
De plus, le récupérateur de combustible fondu étant constitué d'une chambre d'étalement, le réacteur EPR comporte des dispositions empêchant l'arrivée d'eau dans cette chambre d'étalement avant l'arrivée du corium, de façon à éviter une explosion de vapeur lors de la coulée de combustible fondu dans ce dispositif ».

Figure 3 - Le récupérateur de corium de l'EPR (IRSN)



[46] Référence IRSN : « Accidents graves des réacteurs à eau de production d'électricité ». IRSN-2008/98, 15 décembre 2008.

On voit en particulier que le risque d'explosion de vapeur est pris très au sérieux dans l'EPR : il faut absolument empêcher la présence d'eau dans le puits de cuve comme dans la chambre d'étalement du récupérateur de corium.
D'autre part, le recouvrement du corium par débordement d'eau ne se produirait, afin d'éviter une explosion de vapeur, qu'après l'étalement du corium et son pré-refroidissement par le plancher métallique (lui-même refroidi).

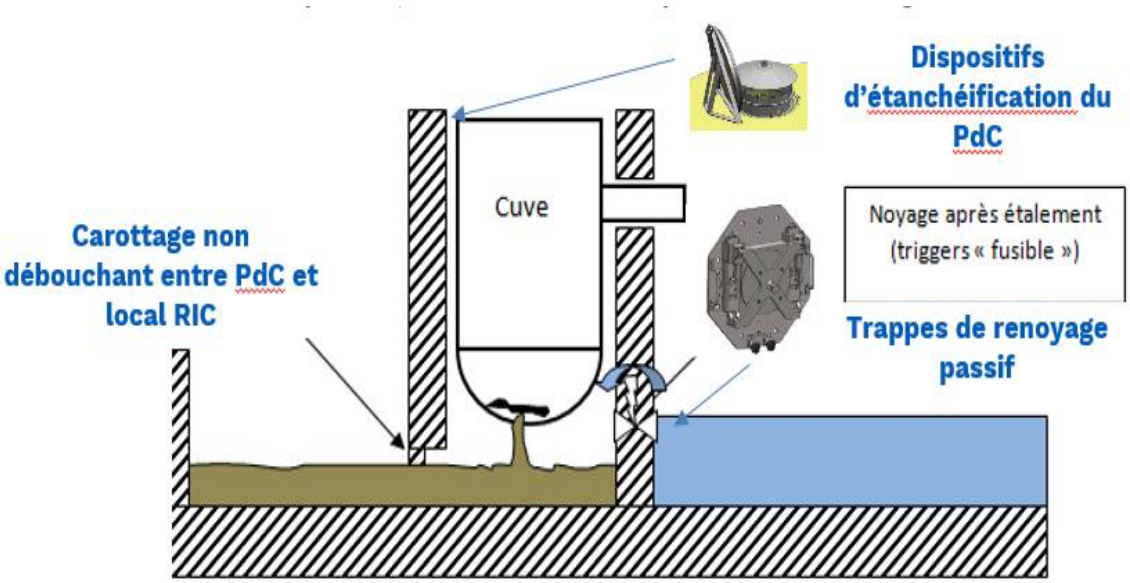
3.3.3 Le stabilisateur de corium dans la VD4-900

En cas de fusion du cœur et percement de la cuve par le corium, afin de réduire le risque de percement du radier, EDF a prévu de stabiliser le corium hors de la cuve de la façon suivante :

- Remplissage préalable en eau des puisards du fond de l'enceinte de confinement par le système d'injection de sécurité (RIS) ou d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS) voire, en cas de défaillance, par un nouveau système, le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu).
- Etalement à sec du corium dans le puits de cuve et dans le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) adjacent au puits de cuve ;
- Stabilisation du corium par injection d'eau en surface du corium, après étalement. L'injection est réalisée passivement par gravité à partir de l'eau présente dans le fond de l'enceinte avant la percée de la cuve.
- Evacuation de la puissance résiduelle du corium à l'extérieur de l'enceinte par refroidissement de l'eau à l'aide du circuit EASu, à travers son échangeur connecté à la source froide ultime (SFu).

La mise en œuvre de cette stratégie nécessite la réalisation de travaux d'aménagement préalables dans la partie inférieure du bâtiment du réacteur, ainsi que la mise en place de nouveaux circuits (EASu, SFu).
Ce système est plus simple que celui mis en œuvre sur l'EPR. Si le principe d'étalement du corium puis son refroidissement dans un espace voisin du fond de cuve, le dispositif de la VD4-900 ne comporte pas de plancher métallique lui-même refroidi par en-dessous. Le refroidissement du corium vient par injection d'eau à partir des puisards situés au fond de l'enceinte de confinement.

Figure 4 – Le stabilisateur de corium dans la VD4-900



Des travaux à risque

Cette solution, sur des réacteurs qui n'ont pas été conçus pour un tel équipement, entraîne des travaux de percement latéral du puits de cuve pour laisser le corium s'étaler, travaux qui devront se dérouler dans une ambiance radiologique, avec un risque pour les travailleurs que souligne l'IRSN dans son Avis du 1er mars 2019[47], page 12, risque qui, évidemment, ne se pose pas pour un réacteur neuf pour lequel ces dispositifs ont été prévus dès la conception :
« Néanmoins, lors du déploiement de la modification, la création d'ouvertures dans certains voiles des locaux existants sous la cuve induit des risques d'exposition radiologique des intervenants à proximité de ces locaux. L'IRSN considère que la prise en compte par EDF de l'impact radiologique de la modification déployée sur le site du Tricastin n'est pas satisfaisante et que ***l'étude d'impact radiologique doit être complétée en préalable au déploiement de la modification,*** *ce qui l'amène à formuler la recommandation la recommandation n° 3 en Annexe 1 »***.**

L'étanchéité du fond de cuve

Un autre sujet de préoccupation tient au fait que l'étanchéité du fond de cuve et de la zone d'étalement doit être garantie afin de prévenir le risque d'explosion de vapeur dans le puits de cuve à l'arrivée du corium après le percement de la cuve ainsi qu'un étalement complet et homogène de l'étalement du corium. La question de l'étanchéité du fond de cuve est considérée comme majeure dans le cas du récupérateur de corium de l'EPR et des dispositifs adéquats permettent de la garantir (voir figure 3).
EDF a prévu des dispositifs d'étanchéité, l'installation de robinets ou de clapets anti-retour et prévoit d'utiliser des capteurs pour détecter la présence éventuelle d'eau.

Commentaire :
Si les capteurs détectent la présence d'eau, on ne voit pas ce que l'on peut faire pour éviter l'explosion de vapeur et que le corium perce la cuve.

Refroidissement de l'eau de noyage du corium

L'étalement du corium est rapidement suivi d'un noyage passif du corium par l'eau contenue dans les puisards du fond de l'enceinte, préalablement remplis par le système d'injection de sécurité (RIS) ou d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS), voire, en cas de défaillance, par le **dispositif ultime de l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement** (EASu).
Voilà qui n'est pas simple, ce qui est bien confirmé par les « positions » 48 à 42 de l'IRSN dans son avis du 31 mars 2020 déjà cité[48] .
En effet, EDF a prévu d'installer le système EASu pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement en cas d'accident grave. Ce système injecte le contenu de la bâche[49] PTR (système de traitement et de réfrigération de la piscine du réacteur), puis fait recirculer l'eau, à partir des puisards de l'enceinte, en la refroidissant. Ce refroidissement est assuré grâce à un échangeur qui est raccordé à la source froide par la Force d'action rapide[50] (FARN) qui dispose d'une pompe mobile et des tuyauteries de raccordement adaptées (SFu).

[47] Avis IRSN/2019-00042
[48] Avis IRSN n° 2020-00053
[49] Bâche : réservoir d'eau.
[50] Constituée de 300 agents EDF, la FARN est l'unité de secours d'EDF qui doit éviter l'accident majeur en fournissant l'eau et l'électricité qui manqueraient aux réacteurs, notamment en cas de catastrophe naturelle.

La précision avec laquelle les diverses opérations sont envisagées (absence d'eau sur le radier en dessous de la cuve en cas de percement de celle-ci par le corium ; circulation et étalement du corium ; envoi de l'eau pour le recouvrir ; refroidissement de celle-ci avec recours à des moyens extérieurs acheminés d'urgence (FARN)), laisse le lecteur très perplexe et inquiet sur la capacité, tant d'EDF que de l'IRSN, de prévoir tous ces enchaînements et d'en garantir la réussite, tant l'écart peut être important entre la réalité et les résultats de calculs complexes du fait de marges d'incertitude considérables.
Et cela sans compter l'impossibilité probable de certaines interventions dans les délais impartis comme des interrogations sur la certitude affirmée de certaines conditions, comme l'absence d'eau sur le radier en cas de percement de la cuve par le corium.
Reste à juger si, dans ces conditions, la règle initiale fixée par l'ASN : *« Les réacteurs nucléaires actuels doivent donc être améliorés, au regard de ces nouvelles exigences de sûreté (*celles de l'EPR*), de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires… » ,* est, ou non, respectée.

Commentaire
Outre la complexité du dispositif, on voit que l'opération a recours à la FARN qui n'est évidemment pas sur place et doit donc pouvoir se rendre sur le site. Or, le délai d'intervention de la FARN est estimé à 24h, délai que l'IRSN considère comme pouvant poser problème pour le refroidissement requis.
En outre, une telle situation accidentelle serait très probablement causée par une agression extérieure de type tremblement de terre ou bien combinaison de très forte tempête et d'inondation ou même la combinaison séisme-inondation. Rien ne garantit que la FARN puisse, dans ces conditions, intervenir dans les délais suffisants.
D'autre part, il semble que l'on n'ait pas le même raisonnement que pour le cas de l'EPR, cité plus haut : « Le recouvrement du corium par débordement d'eau ne se produirait, afin d'éviter une explosion de vapeur, qu'après l'étalement du corium et son pré-refroidissement par le plancher métallique (lui-même refroidi) » puisqu'il n'y a pas ici de plancher métallique mais directement apport d'eau au-dessus du corium dès l'étalement de celui-ci.

3.4 LA PISCINE D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE

Chaque réacteur possède, accolée au bâtiment réacteur, une piscine d'entreposage du combustible. Elle permet de réceptionner les assemblages neufs avant leur chargement en réacteur, de manutentionner les assemblages combustibles lors des arrêts pour rechargement et d'entreposer les assemblages de combustible usés après déchargement en attendant leur évacuation vers les piscines de La Hague. Les piscines permettent également d'entreposer certains déchets nucléaires.
Les assemblages de combustible usés doivent impérativement être maintenus sous eau. Effectivement, à la sortie du réacteur, ils sont chauds et nécessitent un refroidissement permanent, afin d'éviter un échauffement trop important qui pourrait mener à la fusion du combustible. Leur entreposage sous eau permet également, grâce à une hauteur d'eau suffisante au-dessus d'eux, de protéger les intervenants des rayonnements qu'ils dégagent.

3.4.1 Les prescriptions de l'ASN

L'ASN fait très peu de prescriptions au sujet de la piscine. On l'a vu plus haut, seulement trois prescriptions lui sont dédiées. La première porte sur la mise en œuvre d'un moyen diversifié d'approvisionnement en eau et un système d'appoint en eau ultime. Cependant, les exigences concernant la partie fixe ne sont pas encore définies. Il restera donc encore des mesures à prendre après la visite décennale pour que ces nouveaux moyens soient

intégralement mis en œuvre. La tenue aux situations noyau dur n'est demandée que 5 ans après la visite décennale.
Les deux autres prescriptions ne portent que sur des demandes d'études, à l'issue desquelles EDF devra indiquer, en fonction des résultats, si des mesures nécessaires doivent être prises et définir un calendrier de mise en œuvre. Aussi, ces deux prescriptions n'apportent aucune amélioration de sûreté réelle à court terme, et renvoient à plus tard de possibles renforcements de sûreté.
Le niveau de sûreté après les visites décennales ne sera donc pas considérablement renforcé, même si la mise en œuvre de moyens supplémentaires visant à maintenir l'inventaire en eau des piscines est à saluer. Pourtant, les piscines ont été identifiées comme étant des points de fragilité, notamment suite au retour d'expérience de Fukushima. Ce sujet a été pointé à maintes reprises lors des différents processus de participation du public. L'ASN elle-même avait identifié ce sujet dès 2013. Elle indiquait à EDF dans son courrier du 28 juin 2013 : *« En outre, EDF devra formuler des propositions d'amélioration de la sûreté de l'entreposage des combustibles usés qui, malgré les modifications déjà décidées lors des réévaluations successives de la sûreté des piscines de désactivation, reste en écart notable avec les principes de sûreté qui seraient appliqués à une nouvelle installation »*.
En l'absence de confinement des piscines, permettant la filtration des rejets en cas d'accident, EDF doit démontrer l'élimination pratique du risque de fusion du combustible. Si l'ajout d'un moyen d'apport en eau va dans ce sens, rien n'est prévu vis-à-vis du risque de brèche dans la piscine, qui rendrait tout moyen d'approvisionnement en eau insuffisant.

3.4.2. Ecart avec l'EPR

La piscine de l'EPR est protégée par la « coque avion ». Ce n'est pas le cas des bâtiments combustibles des centrales actuellement en service. Aucune prescription de l'ASN ne permet de se rapprocher de cette robustesse passive. Cela constitue un écart important en termes de sûreté, mais également en terme réglementaire, puisque la protection de la piscine par la coque avion est inscrite dans le décret d'autorisation de création de l'EPR. Le simple ajout d'un appoint en eau complémentaire ne saurait apporter le même niveau de protection.

3.4.3. Actes de malveillance

L'ASN ne fait aucune prescription portant sur les actes de malveillance. Pourtant, dans sa lettre du 20 avril 2016, l'ASN indiquait que « *les conséquences sur l'installation des actes de malveillance sont des évènements déclencheurs à traiter dans la démonstration de sûreté en tant qu'agression interne et externe* ». Ce sujet a totalement disparu tant du projet de prescriptions de l'ASN que de son projet de rapport d'instruction.
Ce sujet concerne bien évidemment l'ensemble des installations, pas seulement les piscines. Cependant, les piscines sont particulièrement vulnérables puisqu'elles ne sont pas protégées par d'épaisses parois contrairement à celle de l'EPR. Les conséquences sur la sûreté des piscines d'actes de malveillances tels que ceux retenus pour l'EPR qui ont conduit à placer la piscine sous coque avion devraient donc être étudiées dans le cadre des quatrièmes réexamens de sûreté, selon les propres dires de l'ASN. Et des dispositions devraient être prises pour se rapprocher de la robustesse de la piscine de l'EPR vis-à-vis de tels actes.

3.4.4. Tube de transfert

Le tube de transfert qui permet de relier la piscine du bâtiment combustible à celle du bâtiment réacteur a été identifié comme un point de fragilité. La conformité des tubes de transferts n'a jamais été vérifiée. L'ASN n'a pris aucune prescription concernant le tube de transfert. Si des vérifications de conformités sont prévues, rien ne semble en revanche prévu pour faire face à une défaillance du tube. Des dispositions sont à l'étude dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) post-Fukushima, mais aucune échéance n'est prévue. Alors que l'ASN a intégré dans son projet de prescriptions VD4-900 des modifications résultant des ECS, les renforcements liés au tube de transfert ont disparu.

3.5 LE COMBUSTIBLE MOX DANS LES REACTEURS DE 900 MW

3.5.1 Le combustible MOX

Le combustible appelé MOX (mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium : UO_2-PuO_2) contient de l'uranium appauvri en U^{235} et du plutonium. L'utilisation de combustibles MOX dans les réacteurs d'EDF a débuté en 1987.

La teneur moyenne en plutonium des combustibles MOX neufs a varié de 5,3 % à 7,08 % (ce pourcentage est variable suivant la position dans le cœur). Depuis 2007, le taux moyen est passé à 8,65 % de plutonium, afin d'équilibrer les taux de combustion UO2 et MOX, et obtenir ainsi une gestion identique des deux types de combustible par un tiers ou un quart de cœur.

Actuellement le combustible MOX est utilisé dans 22 réacteurs de 900 MW (voir Annexe 2). Ces réacteurs utilisent en moyenne 111 t/an de combustibles MOX (2010-2016), avec une teneur en plutonium de 8,65%[51] soit un besoin moyen de 9,65 tonnes de plutonium par an.

De 1987 (année du 1er chargement de MOX) à fin 2018, 2 140 tonnes de MOX ont été déchargées et 424 t sont chargées dans les 22 réacteurs de 900 MW.

L'activité "alpha-bêta" du MOX est complètement dominée par celle du plutonium. L'activité "alpha" est dominée par celle du ^{238}Pu, tandis que l'activité totale est essentiellement constituée par l'activité bêta du ^{241}Pu .

L'activité de 1kg de MOX (environ 38 TBq) est de l'ordre d'un million de fois plus importante que celle d'un kg d'uranium naturel (2,53 10^{-5} TBq).

3.5.2 Le combustible MOX dans le rapport d'instruction de l'ASN

Les questions concernant le combustible MOX apparaissent à plusieurs reprises dans le rapport d'instruction de l'ASN.

Dans le chapitre « Position de l'ASN sur la réévaluation de sûreté »,

Page 69: dans la gestion des situations d'accident sans fusion du cœur :

« *A l'issue de ses études et de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en oeuvre des modifications complémentaires consistant notamment:*

- *à augmenter la pression des accumulateurs de l'injection de sécurité des réacteurs utilisant la gestion de combustible "Parité MOX";*
- *à abaisser la pression interne initiale des crayons de combustible des gestions "Parité MOX" et "Cyclades"*».

Il n'y a pas de prescription correspondant à cet engagement. En page 125, il est précisé que la mise en oeuvre doit se faire "pour le quatrième réexamen périodique

Dans le chapitre « Réévaluation des études d'accidents des réacteurs »

Page 125: Dans la synthèse des études du domaine de dimensionnement :

*« La justification de la sûreté du combustible MOX est encore affectée d'une anomalie d'étude relative à un phénomène de remontée de flux en extrémité de colonne fissile, jusqu'alors non pris en compte, qui, cumulée à des défauts dans les pastilles de combustible MOX liés à une difficulté de fabrication du combustible****, nécessite de modifier la conception***

[51] Depuis le 5 octobre 2017, l'ASN a autorisé EDF, dans le cadre de la parité MOX, à passer de la teneur en plutonium de 8,65% à 9,03%, dans les 22 réacteurs utilisant actuellement du MOX.

***et la fabrication de combustible**. L'action corrective est en cours de déploiement. Dans l'attente, EDF met en œuvre **des mesures compensatoires** ».*
Et :
« *Enfin, les études transmises par EDF concernent les gestions de combustible « Parité MOX » et « Cyclades ». Le caractère transposable de certaines des conclusions présentées ci-après à la gestion de combustible « Garance », qui concerne les réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas et les réacteurs n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais, devra être démontré et justifié par EDF au plus tard lors de la remise du rapport de conclusion des réacteurs concernés Ces éléments feront l'objet d'une instruction dédiée* ».

Ces demandes ne sont pas assorties de prescriptions.
La première pose question sur la modification de la conception et la fabrication du combustible : dans quels délais ?
Il est intéressant de noter que les réacteurs 3 et 4 du Blayais ont été autorisés à utiliser du MOX par un arrêté du 28 mai 2013 et que, près de 8 ans après, ces réacteurs n'ont pas été chargés en MOX.

Page 134 : Dans la position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen :
« Pour les réacteurs de la centrale nucléaire de Bugey, l'ASN considère que la démonstration d'EDF de la maîtrise de la réactivité a été apportée de manière satisfaisante pour les études du domaine complémentaire, à la réserve de l'étude de la perte totale des alimentations électriques secourues (situation « H3 ») due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques 6,6 kV secourus (situation dite « DCC-LH), la sous-criticité après la chute des grappes (marge d'arrêt) étant plus faible sur les réacteurs utilisant la gestion de combustible « Cyclades » que pour les réacteurs utilisant la gestion « Parité MOX ».

Pas de prescription correspondante. Mais s'appliquent également aux assemblages de combustibles MOX les prescriptions « Etude-B » et « Etude-D » concernant la présence d'assemblages déformés latéralement et du comportement mécanique des assemblages de combustible.

3.5.3 Risques accrus du fait du MOX, en fonctionnement et en cas d'accident[52]

Du fait de sa plus grande radioactivité alpha, un élément neuf de combustible MOX a une température de surface (paroi de la gaine du combustible) d'environ 80 degrés, alors qu'un combustible neuf à l'uranium est à la température ambiante. Le maniement des combustibles neufs MOX nécessite donc des équipements particuliers.
La présence de combustibles MOX dans un réacteur nucléaire (en général un tiers ou un quart du chargement total) rend donc la manipulation des combustibles (chargement et déchargement) plus difficile et effectuée avec des appareils dédiés.
La présence de combustibles MOX dans le réacteur rend le contrôle plus délicat (combustibles de natures différentes) et réduit l'efficacité des barres de contrôle. Des erreurs éventuelles de chargement peuvent avoir de graves conséquences.

Les températures de fusion du plutonium (640°C et 2400°C pour le PuO_2) sont plus basses que celles de l'uranium (1135°C et 2 865°C pour l'UO_2).
En cas de détérioration et de fusion des combustibles, le risque de « criticité » (emballement de la réaction en chaîne) est plus grand car la masse critique du plutonium est le tiers de celle

[52] Voir notamment : https://global-chance.org/IMG/pdf/gc34p24-27.pdf

de l'uranium 235 (celui-ci n'étant d'ailleurs pas séparé des autres isotopes en cas de fusion et ne représentant au maximum que 3,5% de la masse totale de l'uranium du combustible UO_2).
Ce risque de criticité peut se présenter également dans les usines de fabrication du combustible MOX ou dans les usines de retraitement.
Ce risque est présent également dans les piscines de stockage des combustibles irradiés en cas de perte du refroidissement, détérioration et fusion de combustibles.

La quantité de plutonium est beaucoup plus importante dans un combustible MOX (dans un réacteur ou dans une piscine de combustibles irradiés) que dans un combustible uranium: d'un facteur 5,94 pour deux assemblages irradiés avec un taux de combustion de 45 GWj[53] par tonne.
Comparé à un combustible irradié initialement à uranium seul (UOX), un combustible MOX irradié contient une masse d'actinides mineurs 4,87 fois plus élevée et une activité correspondante 10,8 fois plus forte.

En cas de détérioration ou de fusion du cœur ou d'explosion ou d'incendie (dans le cœur ou dans les piscines de stockage), la quantité de plutonium pouvant être projetée dans l'environnement, qu'il s'agisse d'un combustible usé ou plus encore s'il est neuf, sera donc beaucoup plus importante.
Non seulement le MOX rend le réacteur plus difficile à piloter mais encore, en cas d'accident, sa présence facilite la mise à nu des combustibles (plus de chaleur donc plus d'évaporation de l'eau), la détérioration et la fusion des combustibles (dans le réacteur lui-même et dans les piscines des combustibles irradiés) et, en cas d'émissions radioactives, ce qui est le cas à Fukushima, des particules de plutonium peuvent être dispersées dans l'environnement (terre et eau principalement).

La perpétuation de l'utilisation de combustibles MOX dans les réacteurs de 900 MW actuellement chargés en MOX ne devrait pas être poursuivie pour les réacteurs qui seraient autorisés à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans.
On a vu dans l'ensemble de cette étude que de nombreuses questions se posent sur la sûreté de ces réacteurs "prolongés". Il est certain que la présence de combustible MOX complique l'exploitation des réacteurs, en fonctionnement normal comme en situation incidentelle ou accidentelle.
D'autre part, sur le plan économique, l'utilisation du MOX à la place du combustible à uranium enrichi est globalement beaucoup plus onéreuse.
Enfin, nous ne possédons aucune étude sérieuse[54] sur les avantages et les désavantages de l'utilisation du MOX, tant en termes de sûreté qu'en termes de risques radiologiques et de coût de chacune des étapes, depuis la fabrication de l'assemblage jusqu'à son stockage définitif.

[53] GWj : Gigawatt.jour , quantité d'énergie fournie par une puissance de 1 GW pendant 1 jour.
GWj/t : quantité d'énergie thermique fournie par 1 tonne de combustible durant sa présence dans le réacteur.
[54] Mis à part l'étude « Charpin-Dessus-Pellat » de 2000, pour le premier ministre, qu'il serait urgent d'actualiser.

CONCLUSION

Les quatrièmes réexamens de sûreté des réacteurs de 900 MW de puissance électrique qui doivent permettre à l'ASN de se prononcer sur la demande d'EDF de prolonger leur durée de fonctionnement au-delà de 40 ans sont l'occasion de nombreuses interrogations sur la politique électronucléaire française.
Les 34 réacteurs de 900 MW, de la filière à uranium enrichi et eau ordinaire sous pression (REP), construits sous licence Westinghouse, se répartissent en deux paliers : CP0 pour les deux réacteurs de Fessenheim et les 4 réacteurs du Bugey, CPY pour les 28 autres réacteurs, ceux-ci ayant été construits au rythme forcené de 6 par an, à la suite de la décision du « Pan Messmer » de 1974, sur la base de projections extravagantes de la consommation d'électricité à l'horizon 2000, selon la « loi » du doublement tous les dix qui s'est avérée très rapidement contredite par les faits.
Bien que dès le début des années 1980 on ait pu constater que l'on n'avait pas besoin de centrales supplémentaires, les paliers 900 MW ont été suivis par les 20 réacteurs du palier 1300 MW, puis les 4 du palier N4 de 1450 MW.

Cette précipitation se ressent 40 années plus tard puisque le 4ème réexamen périodique de sûreté qui doit porter sur 32 réacteurs, les deux de Fessenheim ayant été arrêtés en 2020, se concentre sur moins de 10 ans, ce qui représente un effort considérable pour EDF en termes techniques, économiques et organisationnels. Si la construction par EDF des 34 réacteurs a été un succès qu'il faut reconnaître, ce succès même conduit aujourd'hui à une situation tendue et dangereuse.
A leur conception, sans qu'il y ait de réglementation impérative, la durée de fonctionnement de ces réacteurs était prévue à 30 ans, puis est passée à 40 ans, cette possibilité ayant été confirmée par les autorisations de l'ASN de poursuivre 10 ans de plus après le troisième réexamen de sûreté des 900 MW, moyennant des travaux sur certains réacteurs.
Du point de vue plus large de la politique électronucléaire dans son ensemble, les Gouvernements successifs confirmaient, même après l'arrêt définitif du surgénérateur Superphénix, le développement à un horizon indéterminé mais lointain, de la filière des surgénérateurs, réacteurs à neutrons rapides utilisant le plutonium allié à l'uranium appauvri comme combustible et, par conséquent, maintenaient la production de plutonium par le retraitement des combustibles irradiés. Pour éviter l'accumulation du plutonium, on développait alors le combustible MOX (mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium appauvri qui était chargé dans 22 réacteurs de 900 MW, posant de nouveaux problèmes de sûreté, outre les risques du retraitement lui-même.

La construction de l'EPR, nouveau réacteur REP de 1600 MW, vendu par Areva en Finlande, en France et en Chine, s'est avérée, en France et en Finlande, un désastre industriel sans précédent. En France, le réacteur Flamanville 3 dont la construction commençait en 2007, devait démarrer en 2012 et la prévision actuelle est 2023-2024. Le désastre industriel se doublant évidemment d'un désastre financier, le coût étant estimé à 19 Md€ par la Cour des comptes, contre 3 Md€ de prix de vente initial. Il faut bien reconnaître que si des critiques se sont manifestées à l'époque sur le projet EPR (notamment de Global Chance et du GSIEN), ni l'IRSN ni l'ASN n'ont manifesté le moindre doute sur ses grandes qualités annoncées.
Il est vrai que l'EPR, sans toutefois assurer une sûreté « intrinsèque » du fait de la doctrine « évolutionnaire » consistant à conserver la même technique de base (la filière REP ne pouvant empêcher l'accident grave), ajoutait par rapport aux paliers précédents de nouveaux et complexes dispositifs afin qu'il n'y ait pas, au moins en théorie, de conséquences graves à

l'extérieur du réacteur : ambition de réduire le risque mais accroissement, outre de la puissance, de la complexité du système, accroissant elle-même le risque de défaillance.

Si le désastre technique et économique de la construction de l'EPR en Finlande et en France a bien été reconnu, cela n'a pas modifié la vision stratégique des gouvernants qui restent convaincus de « l'excellence française » dans le nucléaire. La politique globale n'a donc pas modifiée, sauf à réduire de 75% à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité, objectif raisonnable à l'horizon 2025, porté depuis à 2035 par le Gouvernement actuel.
De son côté, EDF, sentant le vent tourner avec les premiers déboires de l'EPR, demandait en 2009 le prolongement de la durée de fonctionnement de ses réacteurs, dont les 900 MW, au-delà de 40 ans : de 50, voire 60 ans.

On aurait pu s'attendre à une mise à plat de la question nucléaire dès cette époque. Il n'en fut rien et s'engagea dès la troisième visite décennale des 900 MW, vers 2010-2011 pour les premiers réacteurs, le processus d'échanges entre EDF, ASN et IRSN qui est décrit dans la première partie de notre étude. De façon assez surprenante pour qui ne connaît pas le fonctionnement de l'appareil d'Etat, le Gouvernement et ses services, une fois l'autorité de sûreté ayant été créée en tant qu'Autorité indépendante, ne se sont plus occupé de la sûreté nucléaire : pour eux, c'est une affaire entre EDF, ASN et IRSN, ce qui n'est pas sans poser de problème.
Le dialogue entre ces trois grands acteurs, avec quand même la puissance évidente d'EDF dans ce jeu à trois s'est donc poursuivi dans les années 2010 pour aboutir, avec quelque retard, au rapport d'instruction de l'ASN de la phase générique du 4ème réexamen de sûreté qui s'adresse, à quelques exceptions près, à l'ensemble des réacteurs, sachant que suivront, pour chaque réacteur, des exigences spécifiques. La description du processus d'élaboration des tâches à exécuter dans le cadre des réexamens de sûreté des VD4-900 fait l'objet de la première partie de ce rapport, tandis que la seconde partie est consacrée à l'analyse du rapport d'instruction de l'ASN.
Il en ressort un certain nombre d'enseignements et de questionnements.

La tâche est considérable et doit se déployer sur trois fronts.
Il s'agit tout d'abord d'évaluer les **effets du vieillissement** de l'installation et de ses conséquences sur les marges de sûreté pour chaque réacteur. Cette question est particulièrement sensible pour les cuves des réacteurs car elles ne sont pas remplaçables alors que la qualité de l'acier qui les compose se dégrade du fait du bombardement neutronique intense. De même, l'enceinte de confinement n'est pas non plus remplaçable et son béton « vieillit ». Certes, beaucoup d'autres éléments sont remplaçables, comme les générateurs de vapeur, ou en grande partie remplaçables, mais ils sont très nombreux (câbles électriques, tuyauteries, pompes, supports et ancrages, etc.) répartis un peu partout dans le réacteur, quelquefois dans des endroits peu accessibles. L'expérience a montré de nombreux cas de détérioration de ces multiples équipements, illustrés par la fréquence des « incidents précurseurs » et autres « anomalies génériques » allant jusqu'au niveau 2 de l'échelle INES, ainsi que par l'aggravation de la situation du fait des nombreux défauts de fabrication révélés notamment par la découverte de falsifications des certificats de nombreux équipements importants pour la sécurité (générateurs de vapeur par exemple).
Ensuite, s'assurer de la « **conformité** » au référentiel de sûreté en vigueur depuis la troisième visite décennale n'est pas une mince affaire et l'autorité de contrôle relève nombre d'« écarts » persistants.
Une deuxième série d'études et de travaux concerne la mise en œuvre, exigence d'ailleurs antérieure à la VD4, des mesures « post-Fukushima » et du **grand carénage**.

Enfin, l'ASN souligne que, dans l'hypothèse du prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans, ces réacteurs pourraient coexister avec des réacteurs de type EPR ou équivalent, dont la conception prétend à des exigences de sûreté hautement renforcées. L'ASN considère donc que la **réévaluation de la sûreté de ces réacteurs** à l'occasion de la VD4-900 doit être réalisée au regard de ces nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires, notamment en matière de constitution du « noyau dur » et pour la durée de fonctionnement visée par EDF.
Déjà, il a été décidé que cette exigence ne serait pas satisfaite pour la protection du bâtiment combustible contenant les piscines de désactivation des combustibles irradiés, ainsi que pour les enceintes de confinement (double enceinte pour l'EPR). L'innovation lourde est exigée pour le « stabilisateur de corium » qui est cependant moins performant – en matière d'objectifs – que le « récupérateur de corium » de l'EPR.

On peut ainsi juger de la complexité et de l'effort énorme d'organisation technologique, de quantité de travail et d'investissement que représente « l'opération VD4-900 ». EDF a indiqué en 2018 qu'il y avait un facteur 4 entre le volume des travaux VD4 et celui des travaux VD3.
Se pose alors évidemment la question de la capacité d'EDF de réaliser les études, essais et travaux respectant les demandes et prescriptions de l'ASN.
C'est bien la question que pose l'ASN elle-même dans son rapport d'activité de 2019 :
« En 2019, EDF a réalisé la première visite décennale d'un de ses réacteurs, sur le site du Tricastin. EDF a mobilisé des moyens importants et cette visite décennale s'est déroulée de façon à peu près satisfaisante. L'ASN s'interroge sur la capacité d'EDF à mobiliser de tels moyens à l'avenir pour les autres réacteurs, en particulier quand plusieurs quatrièmes visites décennales auront lieu en parallèle ».
Et nous pouvons ajouter à cela le fait que la situation du parc nucléaire français est considérablement dégradée. En somme, respecter les exigences de la VD4-900 appliquées à des réacteurs en bon état serait peut-être jouable, mais paraît impossible sur des réacteurs en mauvais état.
De cela, l'ASN est bien consciente, comme le montrent les « appréciations » qu'elle formule dans son rapport d'activité de 2019, que ce soit sur le manque de rigueur d'exploitation des centres nucléaires d'EDF, les retards et défauts de la maintenance, les manques dans la protection de l'environnement, les négligences dans la radioprotection des travailleurs et la sécurité au travail. Ces inquiétudes ont été confirmées par son président, Bernard Doroszczuk, lors de ses vœux à la presse le 21 janvier 2021[55].
Ce jugement est en permanence confirmé par la lecture des « lettres de visite » des inspecteurs de l'ASN sur les sites des centrales nucléaires.

La question des délais de réalisation des études et travaux exigés d'EDF est majeure dans l'appréciation de la crédibilité accordée à la qualité de la VD4-900.
Tout d'abord, le décalage de la position de l'ASN sur la publication de ses prescriptions sur la phase générique puisque les visites décennales ont commencé avant cette publication.
Il y a ensuite le décalage des visites décennales elles-mêmes par rapport à la durée de fonctionnement de 40 ans prévue pour les réacteurs concernés.
Mais surtout, il y a la durée des études et des travaux prescrits par l'ASN qui ne seraient terminés qu'au mieux (selon la décision de l'ASN) que 5, voire 6 ans après la 4ème visite décennale. Ce qui signifie que, même si ces échéances étaient respectées, un certain nombre de réacteurs respecteraient finalement les prescriptions « à 40 ans » à moins de 5 ans de la 5ème visite décennale.

[55] Le Monde du 23 janvier 2021, page 10.

La vérification de cette assertion n'est pas simple puisque les échéances de études ou des travaux figurent réacteur par réacteur en partie en Annexe 5.

Certes, l'ASN justifie cet « échelonnement » des tâches par l'ampleur des travaux et dit « *tenir compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser, avec le niveau de qualité attendu, ainsi que la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions* ».

Cette difficulté des décalages et des délais était parfaitement prévisible et évidente au vu du resserrement des VD4 du fait des dates de démarrage des réacteurs. Il eût fallu par conséquent anticiper cette difficulté qui s'avère un obstacle évident à la crédibilité de l'ensemble du processus, en organisant les VD4 plus tôt que prévu, par exemple 5 ans avant la date officielle, pour un certain nombre de réacteurs.
Cela aurait allégé la quantité de travail à accomplir chaque année et évité le décalage inacceptable constaté plus haut.
Enfin, il faut tenir compte du fait que le rapport d'instruction de l'ASN ne porte que sur la phase générique du quatrième réexamen. Ensuite viendront les prescriptions de l'ASN réacteur par réacteur qui vont conduire probablement à de nouvelles exigences et donc à de nouveaux délais.

On est frappé, dans l'analyse du rapport d'instruction de l'ASN, comme dans le recueil des avis de l'IRSN, par le décalage entre le ton « globalement positif » des déclarations générales et l'accumulation de ce qu'il faudrait faire qui se traduit par un très grand nombre de demandes et de prescriptions.
Si celles-ci sont très généralement accompagnées d'échéances de mise en application, ce n'est pas toujours le cas et beaucoup d'entre-elles sont laissées à l'initiative ou à la disposition d'EDF.
Les exemples des errements de l'EPR, des falsifications des « dossiers barrés », des nombreux « faits accomplis » dans la gestion des centrales nucléaires ont conduit l'ensemble des observateurs à de fortes interrogations sur la validité d'un système de suivi de la sûreté des installations essentiellement déclaratoire et repose par conséquent sur la confiance accordée à l'exploitant.
Au-delà des engagements pris, et ils sont très nombreux, se pose la question fondamentale du contrôle de leur respect, en qualité et en échéance.
L'ASN nous dit bien dans son rapport d'instruction qu'elle « veille au grain » :
« *L'ASN demande à EDF de rendre compte annuellement des enseignements qu'elle tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique, des actions mises en œuvre pour respecter les prescriptions et leurs échéances, ainsi que sa capacité industrielle et de celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les modifications des installations* ».
En admettant même que ce « compte rendu » annuel soit fait correctement, que se passera-t-il si EDF ne respecte pas les échéances ? Probablement des demandes de dérogation, comme cela se pratique régulièrement. Que se passera-t-il si la preuve est faite que la capacité industrielle est en défaut, tant du côté d'EDF que de ses sous-traitants ? Un décalage de plus dans l'exécution ? La fermeture des réacteurs sera-t-elle appliquée ?

Actuellement, le compte n'y est pas. Il est indispensable que les moyens de contrôle de l'ASN soient augmentés, en termes d'effectifs, de budget et de moyens de sanction. En période de VD4, il pourrait être utile qu'il y ait une présence permanente d'une équipe de l'ASN sur le site.

Il faudrait aussi que l'indépendance dont se targuent l'ASN, ses groupes d'experts et l'IRSN sortent de la bulle étanche du « système nucléaire » extraordinairement consanguin, s'ouvrent à une expertise extérieure à ce système, établissent un véritable dialogue avec l'expertise critique et les associations environnementales et considèrent le débat public et la consultation du public comme des aides à la décision et non comme des obligations réglementaires auxquelles il faut bien se soumettre.

On se souvient de l'allocution du 3 avril 2003 d'André-Claude Lacoste[56] devant l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPECST), le 3 avril 2003 :
« Mais si vous cumulez ces deux points : 80% de l'électricité nucléaire, 58 réacteurs de la même famille, cela nous conduit, nous, autorité de sûreté nucléaire, à quelque chose qui est une véritable obsession, et je prends le terme obsession au sens fort du terme : cela nous obsède. L'obsession est l'apparition d'un problème de sûreté générique et grave. Pour illustrer mon propos, en cas de problème générique et grave, je serais conduit à aller voir le Premier ministre et à lui dire : « Monsieur le Premier ministre, vous avez le choix entre deux décisions possibles : première version, on coupe l'électricité ; deuxième version, on continue à faire fonctionner le parc nucléaire d'EDF dans un mode dégradé ». Ce n'est pas le genre de circonstances dans lesquelles je souhaite que moi-même ou mon successeur, nous nous trouvions ».
Le futur président de l'ASN posait bien le dilemme : la décision relève de la responsabilité du Premier ministre, mais sera-t-elle conforme aux exigences de sûreté ?

Certes, les choses ont changé puisque l'ASN est une autorité indépendante et son président est inamovible pendant la durée de son mandat. Mais la problématique reste d'actualité, même s'il ne s'agit que de l'arrêt d'un certain nombre de réacteurs et non leur totalité. Les considérations économiques sont évidemment, au moins de façon implicite, prises en compte dans les avis de l'ASN[57]. D'autre part, le Gouvernement a bien tort de se désintéresser des problèmes de sûreté car, par la loi, il en est responsable et que, si accident il y avait, c'est vers lui que se retournerait la vindicte publique. De plus, il devrait, dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, prendre en compte des scénarios intégrant des évènements accidentels ou de fortes exigences de la sûreté sur l'arrêt de réacteurs et veiller à en assurer, sinon la parade, du moins le meilleur traitement.

La période des VD4 s'inscrit dans la « Programmation pluriannuelle de l'énergie » (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, publiée par décret en avril 2020. Le Gouvernement y fixe les orientations concernant le parc nucléaire jusqu'à 2035, date à laquelle la part de la production d'électricité d'origine nucléaire ne devrait pas dépasser 50% de la production totale d'électricité en France. Le texte de la PPE décrivant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire à l'horizon 2035 figure en Annexe 6.
Le Gouvernement y demande à EDF de prévoir la fermeture de 12 réacteurs sur la période 2029-2035 (à l'échéance de leur 5ème visite décennale), le choix d'EDF se portant sur une paire de réacteurs sur six des centrales suivantes : Blayais, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.
Afin de lisser l'arrêt des réacteurs pour en faciliter la mise en œuvre sur le plan social, technique et politique, le Gouvernement demande également à EDF de prévoir la fermeture de

[56] A.C. Lacoste était en 2003 directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) qui deviendra l'ASN en 2006, dont il sera le premier président.
[57] On l'a bien vu par exemple dans l'affaire du couvercle du réacteur EPR en construction à Flamanville.

2 réacteurs par anticipation des 5èmes visites décennales en 2027 et en 2028 au titre de la politique énergétique. Ces réacteurs seront arrêtés sauf si l'ASN demandait d'ici là la fermeture d'autres réacteurs pour raison de sûreté ou si leur fermeture conduisait à ne pas respecter les critères de sécurité d'approvisionnement, ce qui est la porte ouverte à toutes les interprétations.
Aucun Plan B n'est sérieusement envisagé, ce qui constitue une pression implicite sur l'ASN et comporte des risques industriels et économiques si celle-ci sait se monter impartiale et rigoureuse.
Le fait que le Gouvernement *« demande à EDF »* alors qu'on pourrait penser qu'une décision de sa part serait plus logique, pose le problème de l'application des décisions de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de l'articulation entre les décisions de l'ASN sur le prolongement éventuel et celles du Gouvernement pour l'application de la PPE.

En termes de sûreté nucléaire et au vu de la situation inquiétante du parc nucléaire constatée quotidiennement dans la période actuelle, également soulignée à maintes reprises dans le rapport d'instruction de l'ASN, la solution de loin préférable serait l'arrêt du fonctionnement des réacteurs à l'âge initialement prévu de 40 ans. Aller au-delà est s'engager dans une zone de fortes incertitudes, aggravées par les conditions dans lesquelles se ferait ce passage, décrites dans ce rapport.
La PPE a prévu que 12 réacteurs devraient être arrêts entre 2029 et 2035. A minima, leur arrêt à leur 4ème visite décennale, selon des critères de sûreté, allègerait l'importance des travaux à réaliser.
En tout état de cause, une révision profonde de la politique électronucléaire de la France et donc de la PPE, est urgente.

ANNEXE 1 - CONCLUSION DE L'AVIS DU GROUPE PERMANENT REACTEURS DE L'ASN

Séance des 12 et 13 novembre 2020.

*

En conclusion, le groupe permanent souligne les objectifs particulièrement ambitieux assignés au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et l'importance du travail effectué par EDF dans le cadre de la phase générique pour y répondre. Il relève également l'importance des dispositions d'ores et déjà prévues, qui constituent des améliorations très significatives de la sûreté.

Le déploiement du « noyau dur » permettra de limiter le risque de fusion du cœur en cas de situation extrême, de limiter les conséquences d'un accident grave et de réduire le risque de découvrement des combustibles entreposés dans la piscine. Ce déploiement constituera une avancée majeure pour la sûreté.

In fine, les dispositions prévues par EDF, complétées par le respect des prescriptions proposées dans le projet de rapport et moyennant la prise en compte du présent avis, devraient permettre d'atteindre les objectifs du réexamen et de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération de type EPR, notamment :

- en vérifiant, sur un large périmètre, la conformité des réacteurs à leur référentiel, socle nécessaire pour envisager des améliorations de sûreté ;
- en limitant les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression ;
- en réduisant le risque d'accident avec fusion du cœur ;
- en limitant les conséquences des accidents ayant conduit à la fusion du cœur ;
- en améliorant la prise en compte des agressions d'origine interne ou externe ;
- en améliorant les dispositions prévues pour gérer les situations accidentelles ou d'agression pour les piscines d'entreposage et éviter le découvrement des assemblages de combustible.

Le groupe permanent relève que des justifications importantes restent à apporter dans le cadre de la phase de réexamen spécifique de chaque réacteur.

Le groupe permanent considère enfin qu'EDF doit veiller tout particulièrement à la qualité de la réalisation des modifications des installations, de la mise à jour de la documentation, et de la formation pour tenir compte de l'ensemble des évolutions introduites lors de ce quatrième réexamen périodique.

On note l'utilisation opportune de « devraient permettre », un conditionnel bienvenu par comparaison au futur régulièrement employé dans le rapport d'instruction de l'ASN.

Malgré le ton généralement « optimiste », les deux derniers paragraphes manifestent de fortes interrogations de la part des « experts » : des « justifications importantes restent à apporter » et surtout le besoin de qualité et de formation.

ANNEXE 2 – LES 32 REACTEURS DE 900 MW ET LEURS DATES DE VD4

Centrale	Puissance électrique nette	Connexion au réseau	A 40 ans de fonctionnement	VD-4	Décalage de la VD4	Décalage à la fin des améliorations
Réacteurs	MW	Année	année	Date	an	an
Blayais 1	910	1981	2021	28/12/22	1	6
Blayais 2	910	1982	2022	30/07/24	2	7
Blayais 3	910	1983	2023	24/02/26	3	8
Blayais 4	910	1983	2023	01/04/26	3	8
Bugey 2	910	1978	2018	27/04/21	3	9
Bugey 3	910	1978	2018	30/04/24	2	7
Bugey 4	880	1979	2019	21/12/21	2	8
Bugey 5	880	1979	2019	15/06/22	2	7
Chinon B1	905	1982	2022	24/04/24	2	7
Chinon B2	905	1983	2023	21/03/27	4	9
Chinon B3	905	1986	2026	25/06/30	4	9
Chinon B4	905	1987	2027	15/03/31	4	9
Cruas 1	915	1983	2023	11/03/26	3	8
Cruas 2	915	1984	2024	29/07/29	5	10
Cruas 3	915	1984	2024	02/06/25	1	6
Cruas 4	915	1984	2024	11/01/27	3	8
Dampierre 1	890	1980	2020	06/02/22	2	7
Dampierre 2	890	1980	2020	06/11/22	2	7
Dampierre 3	890	1981	2021	27/06/24	3	8
Dampierre 4	890	1981	2021	07/04/25	4	9
Gravelines 1	910	1980	2020	14/09/22	2	7
Gravelines 2	910	1980	2020	21/03/24	4	9
Gravelines 3	910	1980	2020	30/04/23	3	8
Gravelines 4	910	1981	2021	19/12/24	3	8
Gravelines 5	910	1984	2024	02/11/27	3	8
Gravelines 6	910	1985	2025	14/06/30	5	10
St Laurent B1	915	1981	2021	17/12/25	4	9
St Laurent B2	915	1981	2021	13/02/24	3	8
Tricastin 1	915	1980	2020	22/02/20	0	6
Tricastin 2	915	1980	2020	18/11/21	1	7
Tricastin 3	915	1981	2021	05/03/23	2	7
Tricastin 4	915	1981	2021	18/06/25	4	9

Sont chargés à 30% en combustible MOX (mélange d'oxydes d'uranium appauvri et de plutonium), 22 réacteurs des centrales du Blayais (4), de Chinon (4), Dampierre (4), Gravelines (4), St-Laurent (2), Tricastin (4).

ANNEXE 3 – POSITIONS DE L'IRSN SUR LA PHASE GENERIQUE DU QUATRIEME REEXAMEN[58]

Table des matières

1. INTRODUCTION 8

2. VERIFICATION DE LA CONFORMITE 8
- 2.1 Processus et dispositions d'exploitation courante 8
- 2.2 Examen de la conformité des tranches (ÉCOT) 10
- 2.3 Programme d'investigations complémentaires (PIC) 11
- 2.4 Essais décennaux et essais particuliers à l'occasion du RP4-900 12
- 2.5 Conformité de la fonction de recirculation des systèmes RIS et EAS 13
- 2.6 Conformité des systèmes de ventilation 14
- 2.7 Bilan de puissance des groupes électrogène de secours 15

3. MAITRISE DU VIEILLISSEMENT, DE L'OBSOLESCENCE ET DE LA QUALIFICATION 16
- 3.1 Processus de maîtrise du vieillissement d'EDF 16
- 3.2 Aptitude de fonctionnement et surveillance des cuves 17
- 3.3 Dossiers de référence réglementaire du circuit primaire et des circuits secondaires principaux (ESPN) 19
- 3.4 Aptitude de fonctionnement et surveillance des autres équipements (hors ESPN) 20
- 3.5 Maintenance préventive et exceptionnelle 22
- 3.6 Processus de traitement de l'obsolescence des matériels et pièces de rechange 23
- 3.7 Maintien de la qualification 23

4. REEVALUATION DE SURETE 24
- 4.1 Calendrier 24
- 4.2 Attentes relatives à la phase B du réexamen RP4-900 25
- 4.3 Prévention des accidents - domaine de dimensionnement, domaine complémentaire et situations « noyau dur » 27
- 4.4 Dispositions relatives aux accidents graves 33
- 4.5 Fonction de confinement 37
- 4.6 Protection contre les agressions internes et externes 38
- 4.7 Évaluation probabiliste de sûreté 51
- 4.8 Entreposage du combustible en piscine de désactivation 53
- 4.9 Bâtiments annexes de conditionnement des déchets (BAC) 54

5. FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS 55
- 5.1 Organisation pour la conception, la réalisation et l'exploitation des modifications 55
- 5.2 Caractère opérationnel de l'organisation et des moyens de crise en situation extrême 56
- 5.3 Enjeux pour la poursuite d'exploitation 56

6. REFERENCES 57

[58] Le mot « réalisé » est difficile à interpréter puisque cet avis de l'IRSN intervient alors qu'une seule VD4-900 a été réalisée à cette date, celle de Tricastin 1.

8 CONCLUSION SUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS DE 900 MWE À L'ISSUE DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE

En conclusion, l'ASN souligne les objectifs particulièrement ambitieux du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et le travail très conséquent effectué par EDF dans le cadre de la phase générique. Elle souligne également l'ampleur des modifications prévues par EDF, dont la mise en œuvre constituera des améliorations très significatives de la sûreté.

À l'issue de l'instruction, l'ASN prescrit la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Les dispositions prévues au stade générique du réexamen, ainsi que celles qui seront définies dans le cadre des études spécifiques à chaque site, devront être déclinées sur chaque réacteur en vue de la poursuite de son fonctionnement. L'ASN demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, et en pratique lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les autres améliorations devront être réalisées au plus tard cinq ans après la remise de ce rapport. Ce délai est porté à six ans pour les premiers réacteurs, c'est-à-dire ceux dont la remise du rapport de conclusion du réexamen est antérieure à 2022.

Cet échelonnement est lié à l'ampleur des travaux sur chaque réacteur qui se dérouleront de surcroît simultanément sur plusieurs réacteurs de 900 MWe. Il tient compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu.

L'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération, notamment :

- en vérifiant, sur un large périmètre, la conformité des réacteurs à leur référentiel, socle nécessaire pour envisager des améliorations de sûreté ;
- en améliorant la prise en compte des agressions d'origine interne ou externe. Les réacteurs pourront ainsi faire face à des agressions plus sévères que celles retenues jusqu'alors et seront robustes à la défaillance d'un équipement actif et des équipements passifs les plus importants ;
- en limitant les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression, qui ne devraient dès lors plus nécessiter la mise en œuvre d'actions de protection des populations ;
- en prenant en compte de nouvelles situations accidentelles pour les piscines, notamment celles considérées pour le réacteur EPR de Flamanville, et en améliorant les dispositions prévues pour gérer les situations accidentelles ou d'agression affectant la piscine d'entreposage ;
- en réduisant le risque d'accident avec fusion du cœur et en limitant les conséquences de ce type d'accident, en particulier par la limitation des situations qui nécessiteraient l'éventage de l'enceinte de confinement et par la réduction du risque de percée du fond de cette enceinte par le corium. Ces dispositions permettront ainsi de réduire, de façon notable, les rejets dans l'environnement au cours de ce type d'accident.

À l'issue de la phase générique du réexamen, l'ASN considère que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique.

PROJET

ANNEXE 5 - ECHEANCES DE LA REALISATION DES PRESCRIPTIONS DE L'ASN

Les échéances sont comptées en années après celle de la date de la VD4

Centrale	**Blayais**				**Bugey**			
Réacteur	**I**	**II**	**III**	**IV**	**II**	**III**	**IV**	**V**
Date VD4[1]	**28/12/22**	**30/7/24**	**24/2/26**	**1/4/26**	**27/4/21**	**30/4/24**	**21/12/21**	**15/16/22**
Prescriptions								
CONF-D	0	0	0	0	**5**	0	**5**	0
CONF-E	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-A	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-B	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-C	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-D I	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-D II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-E I	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-E II	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-E III	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-F I	2	0	0	0	2	0	2	2
AGR-F II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-F III	3	0	0	0	3	0	3	3
AGR-G I	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AGR-G II	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
Etude - CII					**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-A I	0	0	0	0	0	0	0	0
PISC-A II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-B I	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
PISC-C	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AG-A I	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-A II [2]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-A III	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AG-B I	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-B IIàIV	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AG-C I	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
AG-C II	**5**	**5**	**5**	**5**	**6**	**5**	**6**	**5**
AG-D I&II	**5**	**5**	**5**	**5**	**6**	**5**	**6**	**5**
AG-D III	3	0	0	0	3	0	3	3
ND-A	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND-B	**5**	**5**	**5**	**5**	**6**	**5**	**6**	**5**
ND- C	**5**	**5**	**5**	**5**	**6**	**5**	**6**	**5**
CR-A II 1	0	0	0	0	0	0	0	0
CR-A II 2	0	0	0	0	**5**	**5**	**5**	**5**
CR-B	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	**5**
FOH-B	1	0	0	0	2	0	2	1
INC-A II	0	0	0	0	1	0	1	0
INC-B I&II[3]	0	0	0	0	0	0	0	0
Prescriptions[4]	**37**	**37**	**37**	**37**	**38**	**38**	**38**	**38**
à 0 an	9	28	28	28	0	27	6	8
à 5 ans	**24**	9	9	9	**23**	**11**	**23**	**26**
à autres	4	0	0	0	9	0	9	4

1. Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen. Ces dates figurent en page 19 du rapport d'instruction de l'ASN.
2. Troisième alinéa. 3. Pour tous les réacteurs, l'échéance est au 28/12/2022 4. 38 pour Bugey (Etude-CII en plus).

Centrale	Chinon				Cruas			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Date VD4[1]	**24/4/24**	**21/3/27**	**25/6/30**	**15/3/31**	**11/3/26**	**29/7/29**	**2/6/25**	**11/1/27**
Prescriptions								
CONF-D	0	0	0	0	0	0	0	0
CONF-E	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-A	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-B	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-C	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-D I	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-D II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-E I	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-E II	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-E III	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-F I	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-F II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-F III	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-G I	0	0	0	0	0	0	0	0
AGR-G II	0	0	0	0	0	0	0	0
PISC-A I	0	0	0	0	0	0	0	0
PISC-A II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-B I	0	0	0	0	0	0	0	0
PISC-C	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-A I	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-A II [2]	**5**	0	0	0	**5**	0	**5**	0
AG-A III	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-B I	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-B IIàIV	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-C I	0	0	0	0	0	0	0	0
AG-C II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D I&II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D III	0	0	0	0	0	0	0	0
ND-A	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND-B	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND- C	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
CR-A II 1	0	0	0	0	0	0	0	0
CR-A II 2	0	0	0	0	0	0	0	0
CR-B	0	0	0	0	0	0	0	0
FOH-B	0	0	0	0	0	0	0	0
INC-A II	0	0	0	0	0	0	0	0
INC-B I&II[3]	0	0	0	0	0	0	0	0
Prescriptions	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**	**37**
à 0 an	29	29	29	29	29	29	28	29
à 5 ans	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**8**	**9**	**8**
à autres	0	0	0	0	0	0	0	0

1. Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen)
2. Troisième alinéa. 3. Pour tous les réacteurs, l'échéance est au 28/12/2022. On a mis pour tous l'échéance à 0 année après la VD4.

Centrale	Dampierre				St Laurent des Eaux	
	6/2/22	6/11/22	27/6/24	7/4/25	17/12/25	13/12/24
Date VD4[1]	**I**	**II**	**III**	**IV**	**I**	**ii**
Prescriptions						
CONF-D	0	0	0	0	0	0
CONF-E	0	0	0	0	0	0
AGR-A	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-B	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-C	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-D I	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-D II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-E I	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-E II	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-E III	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-F I	2	2	0	0	0	0
AGR-F II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-G I	**5**	**5**	0	0	0	0
AGR-G II	**5**	**5**	0	0	0	0
PISC-A I	0	0	0	0	0	0
PISC-A II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-B I	**5**	**5**	0	0	0	0
PISC-C	**5**	**5**	0	0	0	0
AG-A I	0	0	0	0	0	0
AG-A II [2]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-A III	**5**	**5**	0	0	0	0
AG-B I	0	0	0	0	0	0
AG-B IIàIV	**5**	**5**	0	0	0	0
AG-C I	**5**	**5**	0	0	0	0
AG-C II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D I&II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D III	3	3	0	0	0	0
ND-A	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND-B	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND- C	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
CR-A II 1	0	0	0	0	0	0
CR-A II 2	0	0	0	0	0	0
CR-B	**5**	**5**	0	0	0	0
FOH-B	1	1	0	0	0	0
INC-A II	0	0	0	0	0	0
INC-B I&II[3]	0	0	0	0	0	0
Prescriptions[4]	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**
à 0 an	9	9	27	27	27	27
à 5 ans	**24**	**24**	9	9	9	9
à autres	3	3	0	0	0	0

1. Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen) En nombre d'années au delà de 2020.
2. Troisième alinéa.
3. Pour tous les réacteurs, l'échéance est au 28/12/2022
4. 36 prescriptions (pas AGR-F III).

Centrale	**Gravelines**					
	I	**II**	**III**	**IV**	**V**	**VI**
Date VD4[1]	**14/9/22**	**21/3/24**	**30/4/23**	**19/12/24**	**2/11/27**	**14/6/30**
Prescriptions						
CONF-D	0	0	0	0	0	0
CONF-E	0	0	0	0	0	0
AGR-A	**5**	0	0	0	0	0
AGR-B	**5**	0	0	0	0	0
AGR-C	**5**	0	0	0	0	0
AGR-D I	**5**	0	0	0	0	0
AGR-D II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-E I	**5**	0	**5**	0	0	0
AGR-E II	**5**	0	**5**	0	0	0
AGR-E III	**5**	0	0	0	0	0
AGR-F I	2	0	0	0	0	0
AGR-F II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-G I	**5**	0	**5**	0	0	0
AGR-G II	**5**	0	**5**	0	0	0
PISC-A I	0	0	0	0	0	0
PISC-A II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-B I	**5**	0	0	0	0	0
PISC-C	**5**	0	0	0	0	0
AG-A I	0	0	0	0	0	0
AG-A II [2]	**5**	**5**	**5**	**5**	0	0
AG-A III	**5**	0	0	0	0	0
AG-B I	0	0	0	0	0	0
AG-B IIàIV	**5**	0	**5**	0	0	0
AG-C I	**5**	0	**5**	0	0	0
AG-C II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D I&II	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-D III	3	0	3	0	0	0
ND-A	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND-B	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
ND- C	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
CR-A II 1	0	0	0	0	0	0
CR-A II 2	0	0	0	0	0	0
CR-B	**5**	0	0	0	0	0
FOH-B	1	0	0	0	0	0
INC-A II	0	0	0	0	0	0
INC-B I&II[3]	0	0	0	0	0	0
Prescriptions[4]	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**	**36**
à 0 an	9	27	15	27	28	28
à 5 ans	**24**	9	20	9	8	8
à autres	3	0	1	0	0	0

1. Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen)
   En nombre d'années au delà de 2020.
2. Troisième alinéa.
3. Pour tous les réacteurs, l'échéance est au 28/12/2022
4. 36 prescriptions (pas AGR-F III).

Centrale	**Tricastin**			
	I	**II**	**III**	**IV**
Date VD4[1]	**22/2/20**	**18/11/21**	**5/3/23**	**18/6/25**
Prescriptions				
CONF-D	**5**	**5**	0	0
CONF-E	1	0	0	0
AGR-A	**5**	**5**	0	0
AGR-B	**5**	**5**	0	0
AGR-C	**5**	**5**	0	0
AGR-D I	**5**	**5**	0	0
AGR-D II	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-E I	**5**	**5**	**5**	0
AGR-E II	**5**	**5**	**5**	0
AGR-E III	**5**	**5**	0	0
AGR-F I	2	2	0	0
AGR-F II	**5**	**5**	**5**	**5**
AGR-F III	3	3	0	0
AGR-G I	**5**	**5**	**5**	0
AGR-G II	**5**	**5**	**5**	0
PISC-A I		0	0	0
PISC-A II	**5**	**5**	**5**	**5**
PISC-B I	**5**	**5**	0	0
PISC-C	**5**	**5**	0	0
AG-A I		0	0	0
AG-A II [2]	**5**	**5**	**5**	**5**
AG-A III	**5**	**5**	0	0
AG-B I		0	0	0
AG-B IIàIV	**5**	**5**	**5**	0
AG-C I	**5**	**5**	**5**	0
AG-C II	**6**	**6**	**5**	**5**
AG-D I&II	**6**	**6**	**5**	**5**
AG-D III	3	3	3	0
ND-A	**5**	**5**	**5**	**5**
ND-B	**6**	**6**	**5**	**5**
ND- C	**6**	**6**	**5**	**5**
CR-A II 1		0	0	0
CR-A II 2	1	2	0	0
CR-B	**5**	**5**	0	0
FOH-B	3	2	0	0
INC-A II	2	1	0	0
INC-B I&II[3]	1	0	0	0
Prescriptions	**33**	**37**	**37**	**37**
à 0 an	**0**	**7**	**21**	**29**
à 5 ans	**21**	**20**	**15**	**8**
à autres	**12**	**10**	**1**	**0**

1. Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen)
   En nombre d'années au delà de 2020.
2. Troisième alinéa.
3. Pour tous les réacteurs, l'échéance est au 28/12/2022.

ANNEXE 6 - LA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE DANS LA PPE

La trajectoire d'évolution du parc électronucléaire

Pour atteindre cet objectif de 50 % de la production d'électricité d'ici 2035, le Gouvernement fixe les orientations suivantes :

1) 14 réacteurs nucléaires seront arrêtés d'ici 2035, dont ceux de la centrale de Fessenheim ;

2) Le principe général sera l'arrêt des réacteurs, hors Fessenheim, à l'échéance de leur 5ème visite décennale, soit des arrêts entre 2029 et 2035.
L'arrêt à la 5ème visite décennale est :
Un scénario cohérent au plan industriel : la 5ème visite décennale constitue une date bien définie à laquelle un arrêt long et des investissements sont obligatoires, qui ne seront pas engagés si un arrêt définitif est planifié à cette date.
Pour répondre à la demande d'électricité, en France comme en Europe, l'investissement dans la prolongation de l'exploitation des réacteurs est moins coûteux que l'investissement dans de nouvelles capacités. Tant que des débouchés existent et qu'il n'y a pas de moyens sur-capacitaires dont le coût de production est supérieur au prix de marché à l'exportation, ce scénario est le plus avantageux au plan économique pour les Français.
Ce scénario permet de faire bénéficier le mix électrique français et européen d'une production de base décarbonée, ce qui permet de diminuer les émissions de CO_2 européennes en se substituant à une production électrique plus carbonée.
Le Gouvernement considère que ces fermetures, sont cohérentes avec la stratégie industrielle d'EDF, qui amortit comptablement les réacteurs de 900 MW sur une durée de 50 ans, et ne donneront donc pas lieu à indemnisation. Toutefois, respecter strictement ce principe d'arrêt à la 5ème visite décennale conduirait à arrêter en moyenne 2 réacteurs par an entre 2030 et 2035, posant la question de la maîtrise de cette programmation aux plans social, technique, et en termes de capacité politique pour les gouvernements à cette période. En fonction des décisions de nos voisins concernant le développement des énergies renouvelables ou l'arrêt de capacités de production à partir d'énergie fossiles, le système électrique européen pourrait éventuellement se retrouver en surcapacité à l'horizon 2030, justifiant une planification anticipée d'arrêts de réacteurs.

3) Afin de lisser l'arrêt des réacteurs pour en faciliter la mise en œuvre sur le plan social, technique et politique, le Gouvernement demande à EDF de prévoir la fermeture de 2 réacteurs par anticipation des 5èmes visites décennales en 2027 et en 2028 au titre de la politique énergétique. Ces réacteurs seront arrêtés sauf si :
- L'ASN demandait d'ici là la fermeture d'autres réacteurs pour raison de sûreté ;
- Leur fermeture conduisait à ne pas respecter les critères de sécurité d'approvisionnement.

4) Le Gouvernement pourrait également demander à EDF l'arrêt de deux réacteurs supplémentaires, en 2025 - 2026, dans l'hypothèse où les conditions suivantes seraient cumulativement réunies, en plus de celles mentionnées ci-dessus :
- Les pays voisins de la France auraient engagé une transition très rapide de leur parc de production d' électricité, notamment par l' arrêt de capacités importantes de production d'électricité à partir de charbon, et auraient développé massivement les énergies renouvelables sans que leur sécurité d'approvisionnement ne repose sur la capacité de

production française : le solde exportateur français serait alors réduit et la fermeture de réacteurs nucléaires permettrait de limiter les surcapacités.
- Une marge significative en matière de sécurité d'approvisionnement existerait sur les capacités nucléaires, permettant de faire face à une décision éventuelle de l'ASN de suspendre le fonctionnement de plusieurs réacteurs pour une raison de sûreté.
- Les prix de marché de l'électricité seraient maintenus à un faible niveau du fait de surcapacités de production de base à faible coût variable (énergies renouvelables et nucléaire), dégradant ainsi la rentabilité de la prolongation de tout le parc existant, et permettant d'envisager des réductions de capacité sans que cela ne pèse sur les consommateurs français.

L'analyse de ces conditions fera l'objet d'un rapport remis par la Commission de régulation de l'énergie au Gouvernement avant le 1er décembre 2022, et s'appuyant sur l'expertise de RTE.

5) Pour mettre en œuvre cette trajectoire d'évolution des capacités nucléaires installées, le Gouvernement a demandé à EDF de lui transmettre une liste de sites sur lesquels ces fermetures pourraient intervenir, définie de manière à minimiser l'impact économique et social, ainsi que sur le réseau électrique, des fermetures, et en privilégiant des arrêts de réacteurs ne conduisant à l'arrêt complet d'aucun site nucléaire. Sur la base de ces critères, EDF a proposé au Gouvernement d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

6) Les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre sur la base des données disponibles à ce moment permettant de s'assurer que les critères susmentionnés seront respectés. Elles seront engagées après l'arrêt des centrales à charbon, la décarbonation de la production électrique devant être engagée en priorité. Cette anticipation permettra par ailleurs d'accompagner les territoires concernés par les fermetures en établissant notamment des contrats de transition écologique, afin de leur permettre de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.