

Avis de synthèse¹ sur les prescriptions génériques de l'ASNR² pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs de 1300 MWe en France³

Contenu

1	Explication de la mission de Greenpeace sur l'évaluation critique des dispositions de l'ASNR pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs 1300 MWe en France	3
2	Explications sur l'état des installations des centrales nucléaires équipées de réacteurs à eau pressurisée (REP) de 1300 MWe en France.....	8
3	Exigences en matière de sûreté des installations sur lesquelles l'ASNR doit se baser pour une exploitation des installations de 1300 MWe au-delà de leur durée d'exploitation initiale de 40 ans	10
3.1	Aperçu des exigences fondamentales en matière de sûreté des installations	10
3.2	Explication des prescriptions de l'ASNR pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de 1300 MWe /ASNR 2025/	13
4	Évaluation critique des Règles ASNR pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs de 1300 MWe /ASNR 2025/	24
4.1	Quels sont les résultats obtenus par les prescriptions de l'ASNR en matière de sûreté, quelles sont les exigences de sûreté actuelles qui ne peuvent pas être mises à jour, quelles sont les questions issues de l'expérience d'exploitation acquise jusqu'à présent sur les réacteurs nucléaires de 1300 MWe qui sont significatives pour une prolongation de la durée d'exploitation ?	24

¹Auteur : Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Mertins, University of Applied Sciences Brandenburg, manfred.mertins@th-brandenburg.de

²ASNR : L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) créée par la loi du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection est entrée en fonction le 1er janvier 2025. Elle est le résultat de la fusion de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN).

³"Conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 1300 MWe au-delà de 40 ans", <https://www.asn.fr/reglementation/consultations-du-public/conditions-de-la-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-1300-mwe-au-dela-de-40-ans>

4.1.1	Qu'est-ce que la réglementation ASNR apporte en termes de sûreté pour les réacteurs de 1300 MWe ?	24
4.1.2	Pour quelles exigences de sûreté actuelles est-il pratiquement impossible de réaliser une mise à niveau pour les réacteurs de 1300 MWe ? ..	26
4.1.3	Commentaires critiques sur les mesures de protection contre les influences externes transversales	35
4.1.4	Quelles sont les questions issues de la pratique d'exploitation actuelle des réacteurs nucléaires de 1300 MWe qui sont importantes pour une prolongation de la durée d'exploitation et qui font partie du programme de mise à niveau ?	47
4.2	Calendrier de mise en œuvre des mesures de mise à niveau nécessaires .	59
4.3	Autre positionnement de l'ASNR à venir sur les faits relatifs à la prolongation de la durée de vie	60
5	Connaissances sur les possibilités et les limites d'une mise à niveau des anciens réacteurs nucléaires en fonction du niveau de sûreté actuel, tel qu'il est défini par exemple par les exigences relatives à l'EPR	60
6	Évaluation synthétique de l'état de la sûreté des réacteurs de 1300 MWe en France à la lumière des prescriptions de l'ASNR relatives à leur mise en conformité.....	64
7	Bibliographie	72

1 Explication de la mission de Greenpeace sur l'évaluation critique des prescriptions de l'ASNR pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs de 1300 MWe en France

La prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires⁴ de 1300 MWe en service en France est actuellement à l'ordre du jour.

Les 20 réacteurs nucléaires de 1300 MWe (P4 et P'4)⁵ en France représentent une évolution des centrales CP(X) (900 MWe, conception à 3 boucles). La puissance électrique nette des réacteurs P4 et P'4 a été portée à 1300 MWe en utilisant une conception à 4 boucles. La conception initiale des centrales P4 était basée sur une licence Westinghouse, dont huit unités ont été construites dans les années 1980. Framatome a développé sa propre version "francisée" de la série P4 de Westinghouse, appelée P'4, dont 12 unités ont été construites. Au total, 20 réacteurs P4 et P'4 ont été construits, pour une puissance nette totale de 26 GW.
/EDF 2013/.

Les installations des séries P4 et P'4 sont conçues comme des installations individuelles.

La série P'4 se distingue de la série P4 par le fait que l'installation des bâtiments et des structures a été optimisée dans le but principal de réduire les coûts. Il en résulte une conception plus complexe des installations et des bâtiments et structures plus petits.

La construction des réacteurs nucléaires de 1300 MWe a débuté entre 1977 et 1984. Le concept de sûreté de ces installations est comparable à celui des réacteurs de 900 MWe de la série CP(X) et date du début des années 1970.

Les connaissances et les conclusions tirées de l'accident de Three Mile Island (1979), de la catastrophe de Tchernobyl (1987), de l'attentat du 11 septembre à New York (2001) et de la catastrophe de Fukushima (2011), qui ont entraîné un renforcement considérable des exigences de sûreté existantes, n'ont donc pas pu être prises en compte dans la conception de ces installations en matière de sûreté, mais elles constituent désormais le critère de référence pour la conception des réacteurs nucléaires.

⁴AKW : réacteur nucléaire

⁵P4 : Paluel, Saint-Alban, Flamanville ; P'4 : Cattenom, Belleville, Nogent, Golfech, Penly

Les normes de sûreté doivent être atteintes par les centrales nucléaires, qu'elles soient en cours de construction ou qu'elles continuent à fonctionner au-delà de leur durée de vie initiale.

En France, la durée de vie des réacteurs nucléaires n'est pas limitée dans les autorisations respectives. La décision de poursuivre l'exploitation d'un réacteur nucléaire, en règle générale pour une période de 10 ans, est prise par l'autorité compétente sur la base des résultats d'un réexamen périodique de la sûreté, qui a lieu tous les 10 ans. Les réexamens périodiques de la sûreté ne servent donc pas seulement à confirmer un niveau de sûreté existant, mais doivent également mettre en évidence des mesures définitives visant à augmenter le niveau de sûreté /IAEA 2013/.

En 2017, EDF⁶a lancé le quatrième réexamen périodique de ses vingt réacteurs nucléaires d'une puissance de 1300 MWe. Afin de tirer profit du caractère standardisé de ses réacteurs, EDF pratique ce réexamen périodique en deux phases :

- une phase de réexamen périodique, dite "générique", qui couvre des thèmes communs à tous les réacteurs de 1300 MWe. Cette approche générique permet de regrouper des études sur la maîtrise du vieillissement et de la conformité des installations, ainsi que des études de réévaluation de la sûreté et de conception d'éventuelles modifications des installations.
- une phase de réexamen périodique dite "spécifique", couvrant chaque réacteur séparément, qui aura lieu entre 2027 et 2035. Cette phase permet de prendre en compte les caractéristiques particulières des installations et de leur environnement, telles que l'ampleur et l'étendue des impacts naturels à prendre en compte.

Le calendrier des contrôles de sûreté périodiques des centrales nucléaires de 1300 MWe est présenté à la figure 1.

⁶EdF - Électricité de France SA

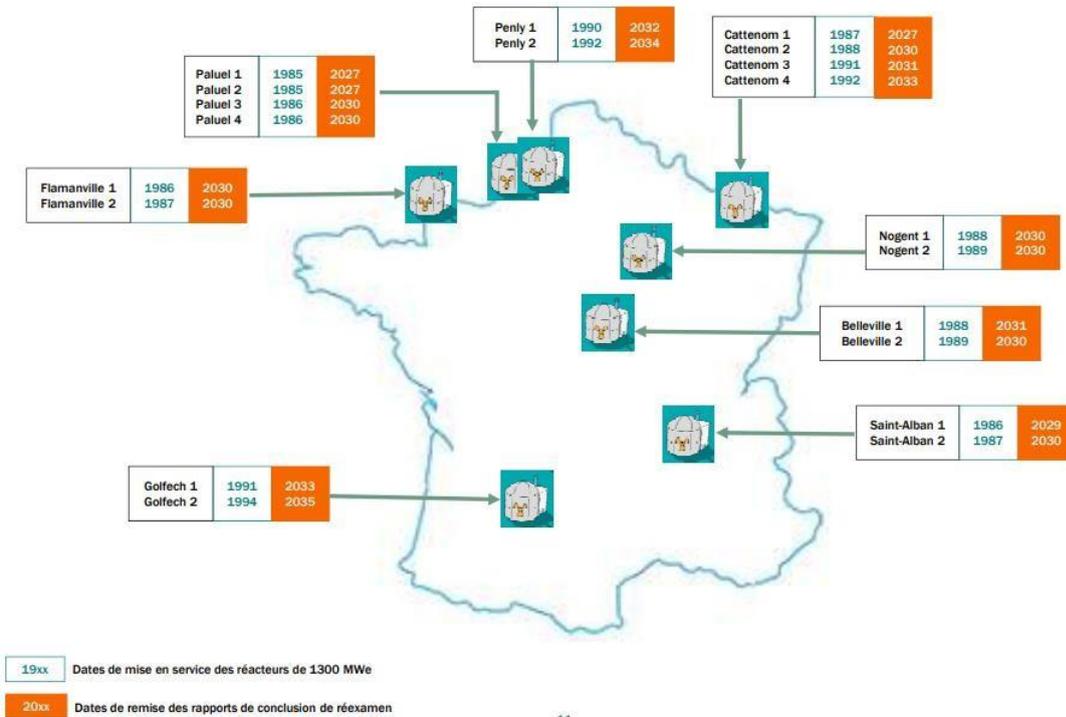


Figure 1 : CALENDRIER DES VÉRIFICATIONS RÉGULIÈRES des réacteurs nucléaires de 1300 MWe en France /ASN 2019b/

Le niveau de sûreté à atteindre pour les centrales nucléaires qui seront exploitées au-delà de leur durée de vie initiale d'environ 40 ans doit, conformément aux engagements pris par l'ASNR⁷, l'IRSN⁸ et EdF, s'appuyer notamment sur les recommandations publiées en septembre 2021⁹ par la Western European Nuclear Regulators Association (WENRA). "WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors" /WENRA 2021/ ainsi que sur les "WENRA Safety Objectives for New Nuclear Power Plants" /WENRA 2020/. Les exigences fixées par l'ASNR en France pour l'EPR¹⁰/ASN 2014/ sont également importantes, dans la mesure où elles reflètent l'état de la science et de la technique.

⁷ASN - Autorité de sûreté nucléaire

⁸IRSN - Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire

⁹Publié pour la première fois par WENRA en 2014, révisé par la suite.

¹⁰EPR - Réacteur pressurisé européen

Les recommandations de l'AIEA à ce sujet¹¹ constituent également une orientation. /IAEA 2006, IAEA 2016/ ainsi que celles de l'UE¹²/EU 2014/.

Les exigences de l'ASNR pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de 1300 MWe en France ont été publiées entre autres dans "Orientations de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe d'EDF (RP4-1300)"¹³ /ASN 2019a/ ainsi que dans /ASN 2013/. L'ASNR définit trois objectifs dans le cadre de la prolongation de la durée d'exploitation /ASN 2023/ :

- Premièrement, il s'agit de démontrer que les réacteurs sont conformes aux prescriptions en vigueur.
- Ensuite, l'exploitant doit démontrer qu'il est en mesure de contrôler et de suivre systématiquement le vieillissement et l'obsolescence des systèmes, des structures et des composants.
- Enfin, le niveau de sûreté des installations doit être relevé conformément aux nouvelles exigences de sûreté actuellement appliquées aux EPR ou aux réacteurs équivalents.

Selon /IRSN 2016c/, EDF a lancé en 2009 le projet de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs de 1300 MWe au-delà de 40 ans (LTE)¹⁴. Il comprend comme principaux éléments

- un programme spécifique pour la gestion du vieillissement,
- une réévaluation de la sûreté au regard des exigences applicables aux nouveaux réacteurs (EPR) et de l'état de l'art des technologies nucléaires, y compris les mises à niveau appropriées.

L'exigence de protection des radiers des réacteurs contre la fusion à la suite d'un accident de fusion du cœur jouait déjà un rôle central.

¹¹IAEA - Agence internationale de l'énergie atomique

¹²UE - Union européenne

¹³ <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/orientations-de-la-phase-generique-des-quatriemes-reexamens-periodiques-des-reacteurs-de-1300-mwe>

¹⁴LTE - Life Time Extension / Prolongation de la durée d'exploitation

Cette exigence a ensuite été renforcée suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon.

La décision de l'ASNR du 21 janvier 2014 à la centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire (Cher)¹⁵ contient déjà des exigences concrètes à cet égard : "... la mise en place (par EDF) d'un système ... pour empêcher le percement du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur...".

En France, il est prévu de poursuivre l'exploitation de l'ensemble des réacteurs nucléaires de 1300 MWe au-delà de la période de 40 ans sur laquelle repose le projet. Actuellement, l'ASNR soumet au débat public un "projet de décision de l'ASNR relative aux conditions de poursuite de l'exploitation des réacteurs nucléaires de 1300 MWe d'EDF au-delà de leur 4^e réexamen périodique"¹⁶.

Comme cela a déjà été constaté pour les réacteurs de 900 MWe, une série de déficits fondamentaux en matière de sûreté ne peuvent pas non plus être éliminés pour les réacteurs de 1300 MWe par rapport aux exigences de sûreté actuelles, même en procédant à des mises à niveau d'un point de vue pratique.

Dans le cadre de cette expertise succincte, il s'agit de déterminer si ces installations présentent encore des déficits en matière de sûreté et, le cas échéant, lesquels, même en cas de mise en œuvre des "prescriptions de l'ASNR pour la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs de 1300 MWe".

¹⁵Décision n°2014-DC-0394 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 janvier 2014 fixant à Électricité de France - Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Belleville-sur-Loire (Cher) au vu de l'examen du dossier présenté par l'exploitant conformément à la prescription (ECS-1) de la décision n°2012-DC0274 du 26 juin 2012 de l'Autorité de sûreté nucléaire

¹⁶ Décision n° 2025-DC-xxxx de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection du xx juin 2025 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires de Belleville-sur-Loire (INB n°s127 et 128), Cattenom (INB n°s124, 125, 126 et 137), Flamanville (INB n°s108 et 109), Golfech (INB n°s135 et 142), Nogent-sur-Seine (INB n°s129 et 130), Paluel (INB n°s103, 104, 114 et 115), Penly (INB nos 136 et 140) et Saint-Alban/Saint-Maurice (INB n°s119 et 120) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique " /ASNR 2025/

2 Explications sur l'état des installations des centrales nucléaires équipées de réacteurs à eau sous pression (REP) de 1300 MWe en France

Actuellement, 57 centrales nucléaires sont en service en France, réparties sur 18 sites, pour une puissance électrique totale installée d'environ 63,1 GW. Un réacteur de type EPR est en construction depuis le 3 décembre 2007 sur le site de Flamanville (Flamanville 3) et a été raccordé pour la première fois au réseau électrique le 21 décembre 2024 après environ 17 ans de travaux. Depuis lors, le réacteur EPR d'une puissance de 1.600 MW n'a fonctionné qu'à un niveau de puissance très faible, de nombreux tests devant encore être effectués pendant la phase de démarrage¹⁷.

La figure 2 donne une vue d'ensemble des centrales nucléaires en service et en construction en France.

⁽¹⁷⁾ "Entre-temps, la centrale nucléaire de Flamanville 3 est à l'arrêt, la production d'électricité est suspendue. Lors d'un contrôle effectué le 11 février 2025, un débit d'eau insuffisant a été constaté dans le système de refroidissement final (SRU). Le bâtiment réacteur étant normalement refroidi par le système SRU, ce dernier a dû être considéré comme indisponible conformément au Règlement général d'exploitation (RGE) et le réacteur a dû être arrêté.

Le 15 février 2025 (00h30), la production d'électricité a été stoppée en raison d'une baisse de puissance du circuit de refroidissement EVU/SRU. Ce circuit fait partie des circuits d'eau de mer et ne peut être utilisé que dans des situations exceptionnelles en cas d'accident grave. Les tests prévus, effectués sur ce système, ont donné des résultats inférieurs aux prévisions, a indiqué EDF.

Le 22 février 2025, l'arrêt de la centrale nucléaire a dû être prolongé afin de procéder à une intervention sur une sonde de température du circuit primaire principal.

Le 28 février 2025, l'arrêt du réacteur de Flamanville 3 a ensuite été prolongé une nouvelle fois afin de procéder à des ajustements sur l'unité du turbo-alternateur et d'optimiser son fonctionnement. En plus de ces activités, une autre maintenance a été réalisée sur une sonde de température du circuit primaire".

(<https://www.iwr.de/ticker/hochlauf-mit-hindernissen-neues-atomkraftwerk-flamanville-3-bleibt-weiter-abgecommute-article7344>)



Image 2 : Centrales nucléaires en France (https://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_power_in_France#/media/File:Nuclear_power_plants_map_France-en_2.svg)

A l'époque de la conception des réacteurs P4 et P'4, au début des années 1970, les exigences en matière de sûreté des centrales nucléaires étaient nettement moins élevées qu'aujourd'hui. Par conséquent, on constate pour ces réacteurs de nettes différences par rapport aux exigences actuelles, notamment en ce qui concerne la conception technique des systèmes, comme la redondance des systèmes de sûreté, leur séparation spatiale, leur qualification sismique ainsi que la conception contre les effets globaux tels que les tuyauteries à haute énergie, les inondations internes ou les incendies. Les aléas externes tels que les tremblements de terre, les inondations ou les chutes d'avion n'ont pas été systématiquement pris en compte dans la conception. Cela concerne également la preuve de la robustesse en cas d'événements dépassant le

dimensionnement de l'installation concernée), Les effets globaux liés à la météo (inondations, fortes pluies, tempêtes, sécheresse, etc.) revêtent une grande importance, car le changement climatique actuel dû à l'homme renforce déjà nettement les évolutions prévues en termes de fréquence et d'intensité de ces effets météorologiques.

Parmi les huit sites nucléaires équipés de réacteurs de 1300 MWe, les sites de Penly, Flamanville et Paluel sont des sites proches de la côte.

Les informations sur les installations relatives à la technologie des procédés, à l'alimentation électrique, au refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles ainsi qu'à la protection d'urgence interne des réacteurs de 1300 MWe sont présentées et expliquées en détail dans /EDF 2011 et Öko 2018/, à l'exemple de la centrale nucléaire de Cattenom. Des informations sur les tâches "Noyau dur" ainsi que sur sa structure sont décrites dans /ASN 2013a/.

Nous ne procéderons donc pas ici à une explication détaillée.

3 Exigences en matière de sûreté des installations sur lesquelles l'ASNR doit se baser pour une exploitation des installations de 1300 MWe au-delà de leur durée d'exploitation initiale de 40 ans.

3.1 Aperçu des exigences fondamentales en matière de sûreté des installations

Actuellement, le niveau de sûreté des centrales nucléaires en France est défini par les exigences posées à l'EPR. L'EPR dispose d'un concept de sûreté évolutif et est également appelé réacteur de troisième génération (sûreté) (génération III+). En particulier, un récupérateur de corium intégré à l'EPR doit permettre d'absorber et de refroidir une fusion du cœur accidentelle dans la zone de basse pression. Compte tenu de cette évolution par rapport aux concepts de sûreté des réacteurs à eau légère (REL) et d'autres mesures et dispositifs visant à maîtriser des états de l'installation considérés jusqu'à présent comme dépassant les limites de conception, on peut partir du principe que les exigences applicables au concept de sûreté de l'EPR /ASN 2014/ doivent être considérées comme correspondant à l'état de la science et de la technique en France.

L'ASN demande dans /ASN 2015, ASN 2019a/, en ce qui concerne les centrales nucléaires en service en France, qu'un niveau de sûreté fortement amélioré soit atteint comme condition préalable à l'exploitation de ces centrales au-delà de la durée d'exploitation initialement prévue de 40 ans. Le concept de sûreté de l'EPR a été cité comme référence à cet égard. Cette référence est également décrite actuellement dans /ASNR 2025/.

En ce qui concerne la référence aux exigences de sûreté de l'EPR dans l'évaluation de la sûreté des centrales nucléaires exploitées en France, il existe également des déclarations de l'IRSN, l'organisme d'expertise français travaillant pour l'ASN, dans lesquelles il est expliqué que les installations françaises devraient, en cas d'exploitation à long terme, être adaptées au niveau de sûreté de l'EPR /IRSN 2010/ (" le renforcement du niveau de sûreté avec l'objectif d'atteindre, s'il est réalisable, un niveau similaire à celui attendu pour les réacteurs de Gen III comme l'EPR.") ou de réduire l'écart par rapport à celui-ci /IRSN 2011/ ("Reinforced safety objectives are discussed with objective to reduce the difference between safety level of Gen II and Gen III (EPR) PWRs.").

EdF envisage également d'aligner les centrales nucléaires existantes sur les normes de sûreté de l'EPR pour leur exploitation à long terme /EDF 2015/ ("take into account as reference the GEN 3 safety objectives, like EPR").

Les réserves de conception nécessaires des SSC¹⁸ ne doivent toutefois pas être prises en compte dans la démonstration de la sûreté accrue requise en cas de prolongation de la durée d'exploitation.

Il résulte de ce qui précède qu'en cas de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires en service en France au-delà des 40 ans initialement prévus pour la conception, il convient d'utiliser comme critères d'évaluation les normes correspondant à l'état actuel de la science et de la technique. Pour le groupe des centrales nucléaires équipées de réacteurs de 1300 MWe en France, il convient donc de se baser et d'appliquer les exigences de sûreté actuellement en vigueur pour l'EPR /ASN 2014/.

¹⁸SSC - Structures, Systèmes et Composants

Les écarts éventuels devraient être présentés à la lumière de la non-réalisation de l'objectif de sûreté fondamentale susmentionné et évalués en termes de risques résiduels /voir également ASN 2023/.

Les exigences de base en matière de sûreté des installations sont donc

- L'objectif de sûreté fondamentale, qui sert donc de référence en matière de sûreté, est le suivant, conformément à la directive européenne sur la sûreté /UE 2014, article 8a/ :
"Les États membres veillent à ce que le cadre national de sûreté nucléaire prévoie que les installations nucléaires soient conçues, construites, mises en service, exploitées et déclassées, et que leur localisation soit choisie en vue de prévenir les accidents et, en cas d'accident, d'en atténuer les effets et d'éviter
a) les rejets précoces de matières radioactives, qui nécessiteraient des mesures de protection d'urgence externes à l'installation, pour lesquelles on ne dispose pas de suffisamment de temps ;
b) des rejets importants de matières radioactives qui nécessiteraient des mesures de protection qui ne pourraient être limitées ni localement ni dans le temps."
- Conformément à l'article 8a(2b) de la directive européenne sur la sûreté nucléaire /EU 2014/, les centrales nucléaires existantes doivent faire l'objet, si nécessaire, d'"améliorations de la sûreté raisonnablement réalisables" pour atteindre l'objectif de sûreté fixé à l'article 8a. Le cadre permettant de déterminer les "améliorations de la sûreté raisonnablement réalisables" est indiqué par WENRA dans /WENRA 2017/.
- Pour l'évaluation du niveau de sûreté des centrales nucléaires existantes, il convient d'appliquer les normes actuelles, qui représentent l'état des connaissances.
- En France, cette situation est représentée par les exigences appliquées à l'EPR. L'ASN et l'IRSN⁽¹⁹⁾ l'expert auquel elle a fait appel, ont donc décidé de prendre les exigences de l'EPR comme référence pour les réacteurs nucléaires existants.
- Le niveau de sûreté technique requis doit être maintenu par des mesures de surveillance et d'entretien appropriées et être adapté en fonction des besoins.

⁽¹⁹⁾ L'IRSN et l'ASN sont devenus l'ASN le 1er janvier 2025 ("Le 1er janvier 2025, l'ASN et l'IRSN sont devenus l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection - ASN"), <https://www.french-nuclear-safety.fr>

La remise en question et l'amélioration constantes de la sûreté se fondent également sur l'évaluation, la hiérarchisation et la mise en œuvre de l'expérience acquise au cours de l'exploitation. La détection et l'élimination précoces des erreurs et des dysfonctionnements sont d'une grande importance pour la sûreté.

Comme indiqué ci-dessus, l'ASNR exige qu'un niveau de sûreté fortement amélioré soit atteint comme condition préalable à l'exploitation des réacteurs nucléaires existants au-delà de la durée d'exploitation initialement prévue de 40 ans. Or, il est actuellement signalé que les installations de 900 MWe rencontrent déjà d'importants problèmes de calendrier dans la réalisation des programmes de mise à niveau correspondants ("Le régulateur français de la sûreté nucléaire, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), a dit qu'il était prêt à accorder plus de temps à EDF pour mettre en œuvre les mises à niveau de sûreté requises sur son parc de réacteurs nucléaires de 900 MWe")²⁰.

3.2 Explication des prescriptions ASNR pour la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs de 1300 MWe /ASNR 2025/

"Le projet de décision de l'ASNR conclut la phase générique du 4^e réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Le projet définit les modalités communes à tous les réacteurs de 1300 MWe qu'EDF doit respecter pour envisager la poursuite de leur exploitation au-delà de 40 ans. Il constitue le cadre de la mise en œuvre des améliorations de sûreté décidées. Sa mise en œuvre débutera avec la quatrième visite décennale du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Paluel, début 2026". /ASNR 2025/

CONTRÔLE DU VIEILLISSEMENT ET DE LA CONFORMITÉ DES ÉQUIPEMENTS

L'ASNR estime qu'EDF assure la mise en œuvre d'un programme de vérification de la conformité des réacteurs. En outre, EDF aurait complété les mesures nécessaires à la vérification du vieillissement et de la conformité par des contrôles étendus sur site. L'étendue des contrôles doit également tenir compte des spécificités liées aux réacteurs de la classe de puissance 1300 MWe.

²⁰World nuclear news, 14 novembre 2023, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/ASN-to-extend-deadline-for-upgrades-to-900-MWe-rea>

En ce qui concerne les cuves de réacteur, EDF est confiant dans sa capacité à démontrer une prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans. En tout état de cause, l'augmentation de la température de l'injection de sécurité reste une option pour garantir les marges nécessaires à cet effet /EDF 2012/. D'autres mesures visant à limiter la fragilisation sont discutées et proposées par l'IRSN afin d'assurer une exploitation au-delà de 40 ans /IRSN 2023a/.

EDF a notamment justifié, selon l'ASNR, l'absence de risque de rupture brutale des cuves des réacteurs de 1300 MWe pendant la période de 10 ans suivant la 4^e visite décennale, sous réserve des résultats des contrôles à effectuer en continu sur chacune de ces cuves. /ASNR 2025/

L'ASNR rappelle qu'EDF s'est engagée à corriger les écarts, notamment ceux ayant un impact sur la sûreté, au plus tard lors de la 4^e visite décennale de chaque réacteur. Les écarts éventuellement constatés lors de la visite décennale doivent être corrigés dans les meilleurs délais en fonction de leur importance pour la sûreté.

L'ANSR a pris des dispositions :

- pour corriger les écarts constatés et les délais à respecter.
En cas de difficultés particulières, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la quatrième visite décennale est possible sur demande auprès de l'ASNR. Pour les écarts constatés lors de l'inspection décennale et qui ne peuvent être corrigés lors de cette inspection, l'exploitant doit justifier le calendrier de leur correction ultérieure.
- pour effectuer des tests sur l'installation afin de démontrer l'opérabilité et la fiabilité nécessaires des composants et des équipements concernés par les modifications,
- pour démontrer l'efficacité du refroidissement d'urgence en cas d'accident de perte de réfrigérant avec dégagement en particulier de matériaux isolants. Les analyses et les évaluations à effectuer font suite à un incident survenu à la centrale nucléaire de Barsebäck en Suède, qui a entraîné le colmatage d'un filtre de fond de cuve, mettant en péril le refroidissement du réacteur. Cet événement a conduit à des études dans le monde entier sur le comportement des matériaux isolants en cas de refroidissement d'urgence, et par la suite à des modifications des installations.

Il est toutefois intéressant de noter que l'ASNR prévoit d'accorder à l'exploitant un délai plus long après la quatrième inspection décennale pour réaliser les éventuelles modifications requises. En effet, **au plus tard lors du deuxième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible** après la quatrième visite décennale des réacteurs n^{os}1 et 2 des centrales nucléaires de Paluel et de Cattenom et du réacteur n^o1 de la centrale nucléaire de Saint-Alban/Saint-Maurice et au plus tard lors de la quatrième visite décennale des autres réacteurs, l'exploitant remplace sur les tuyauteries primaires et les fonds primaires des générateurs de vapeur les calorifuges susceptibles de libérer des fibres en cas de rupture d'un fond de générateur de vapeur.

- pour justifier le bilan de puissance des groupes électrogènes de secours pour l'ensemble des cas de demande avec une marge d'au moins 5 %.
- pour la réalisation de modifications sur l'alimentation côté froid du système de refroidissement de secours sur les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Paluel. Il est également remarquable que l'ASNR accorde à l'exploitant un délai plus long après la quatrième inspection décennale pour réaliser les modifications nécessaires. En effet, les modifications nécessaires doivent être effectuées sur les réacteurs n^{os}1 et 2 de la centrale nucléaire de Paluel **au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et changement de combustible après la quatrième inspection décennale.**
- pour démontrer le confinement des matières radioactives en cas d'accident de fusion du cœur du réacteur
 - pour l'étanchéité du sas matériel jusqu'à fin décembre 2026
 - pour l'efficacité du confinement jusqu'à fin décembre 2025

PRÉVENTION CONTRE LES INCENDIES, INONDATIONS, SEISMES...

Les centrales nucléaires sont conçues pour faire face à différents types d'agressions internes et externes susceptibles d'endommager directement ou indirectement les équipements et structures importants pour la sûreté.

Ainsi, les installations doivent pouvoir résister, entre autres, aux agressions suivantes, suite à :

- des agressions internes
 - entre autres les incendies, les explosions, les ruptures de composants sous pression, les chutes de charge, les inondations dues à des ruptures de canalisations ;
- des agressions externes
 - d'origine naturelle, comme les tremblements de terre, la foudre, les inondations, les conditions météorologiques ou climatiques extrêmes,
 - issues des activités industrielles et des voies de communication environnantes (explosions, rejets de substances dangereuses, crashes d'avions).

Selon l'ASNR, EDF a réévalué la sûreté de ses réacteurs au regard des risques pouvant résulter des différents types d'agressions. Les études menées auraient conduit à l'identification de nombreuses modifications sur les installations.

L'ASNR a pris des dispositions à ce sujet dans /ASNR 2025/ :

- Risques liés à la température extérieure
 - Au plus tard lors de la quatrième inspection décennale, l'exploitant détermine les températures extrêmes T_E et T_{min} associées aux vagues de chaleur, en tenant compte d'une fréquence annuelle de dépassement inférieure à $10^{(-2)}$ (limite supérieure de l'intervalle de confiance de 70 %).
- Risques d'incendies internes
 - Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant procède aux modifications nécessaires identifiées dans les études de risque d'incendie pertinentes pour la démonstration de sûreté.
 - **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant met en œuvre les modifications nécessaires pour limiter l'entreposage temporaire des éléments combustibles à un volume conforme aux hypothèses des études de risque d'incendie. Il détermine les mesures à prendre en cas de dépassement.

- Risques liés aux tremblements de terre
 - **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant procède aux renforcements nécessaires des systèmes, structures et composants afin de garantir la résistance sismique du noyau dur (HSC),
 - Pour les réacteurs des centrales nucléaires de Belleville-sur-Loire et de Saint-Alban/Saint- Maurice, l'exploitant étudie, au plus tard le 31 décembre 2027, les possibilités de renforcement permettant de faire face à des niveaux d'aléa sismique supérieurs à ceux indiqués ci-dessus, afin de tenir compte des incertitudes liées à la détermination de l'aléa extrême et des éventuels effets de site particuliers. Il définit les modifications éventuelles à mettre en œuvre au regard des enjeux de sûreté. L'exploitant met en œuvre les modifications **au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**.
- Risques d'inondation interne
 - Au plus tard le 30 juin 2026, l'exploitant définit l'approche qu'il adopte pour déterminer les traversées présentant la contribution au risque la plus élevée pour les études de risque d'inondation interne, ainsi que les exigences qui y sont associées.
 - Au plus tard le 31 décembre 2028, l'exploitant identifie ces tâches pour chaque réacteur.
 - **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour entretien et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant met en œuvre les dispositions d'exploitation nécessaires à ces opérations.
- Risques de défaillance des tuyauteries à haute énergie
 - Au plus tard le 31 décembre 2025, l'exploitant réexamine les hypothèses retenues dans ses études de risque de défaillance de tuyauterie à haute énergie en tenant compte de la configuration réelle d'au moins un réacteur de type P4 et d'un réacteur de type P'4. Pour la même date, il doit se prononcer sur la nécessité d'étendre la portée de ces réexamens.

- Au plus tard le 31 décembre 2026, l'exploitant doit établir un rapport sur les vérifications effectuées, y compris, le cas échéant, sur un périmètre élargi, et se prononcer sur la nécessité d'actualiser ses investigations.
- **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et remplacement d'éléments combustibles après la quatrième visite décennale**, l'exploitant doit apporter la preuve de la maîtrise des risques liés aux ruptures de tuyauteries à haute énergie, en tenant compte des mesures prises jusqu'au 31 décembre 2026, le cas échéant par la mise en œuvre de modifications.

ANALYSE DES INCIDENTS/ACCIDENTS SANS FUSION DU CŒUR DU RÉACTEUR

Un incident ou un accident sans fusion du cœur est un événement au cours duquel le combustible nucléaire n'est pas ou peu endommagé. Il peut néanmoins y avoir un rejet de radioactivité dans l'environnement. La maîtrise de ce type d'incident/accident permet d'éviter une fusion du cœur du réacteur.

La démonstration de sûreté des réacteurs traite à la fois des incidents et des accidents dus à une défaillance unique (par exemple une rupture du circuit primaire) et des incidents dus à des défaillances multiples et cumulatives (par exemple la perte de l'alimentation électrique interne et externe du site).

Selon l'ASNR, les modifications envisagées par EDF permettront d'améliorer la gestion des situations incidentelles et accidentelles sans fusion du cœur et donc la prévention des accidents avec fusion du cœur.

L'ASNR a pris les dispositions suivantes :

- Analyses d'accidents concernant le réacteur

Prévention du risque de surpression à froid dans le circuit primaire

- **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant procède aux modifications nécessaires pour assurer la protection du circuit primaire, y compris la cuve du réacteur, contre la surpression dans les états où le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) est en service.

- Analyses d'accidents concernant la piscine d'entreposage des éléments combustibles
Système de réalimentation et de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible nucléaire

- I. Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant met en œuvre et contrôle en service tous les SSC permanents de réalimentation de la piscine d'entreposage du combustible à partir de la source d'eau ultime, prévus par les décisions de l'ASN du 26 juin 2012 et du 21 janvier 2014. A ce stade, ce système est déjà une partie importante du système de protection pour lequel l'exploitant établit les exigences définies correspondantes.
- **II. au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant met en œuvre le système de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible prévu en application des décisions de l'ASN du 26 juin 2012 et du 21 janvier 2014 et en assure le suivi en service.
- **III. au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, les fonctions de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et d'approvisionnement ultime en eau font partie du noyau dur.

Analyses d'accidents

- **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant doit présenter dans un chapitre spécifique du rapport de sûreté les règles de conception pour la démonstration de la sûreté de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles et les situations incidentelles et accidentelles retenues. Ce chapitre couvre les situations suivantes :
 - Situations de défaillance partielle ou totale du refroidissement de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible, dans l'hypothèse de la survenue d'une circonstance aggravante ;
 - Situations de rupture de canalisation sur un tronçon isolable, en supposant l'apparition d'une circonstance aggravante ;
 - Situations concernant la piscine du bâtiment d'entreposage des assemblages combustibles et le bâtiment réacteur caractérisées par la défaillance d'une installation non parasismique en cas de séisme pouvant entraîner une perte de l'alimentation électrique externe.

On suppose que les deux bassins sont (ou ne sont pas) reliés entre eux par la ligne de transfert, avec l'hypothèse supplémentaire de la survenance d'une circonstance aggravante.

Le cas échéant, les modifications nécessaires résultant des analyses doivent être mises en œuvre.

- **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant choisit comme état sûr, à partir des analyses du rapport de sûreté, un état caractérisé par l'absence d'ébullition de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles et par la possibilité de reprendre le refroidissement en circuit fermé.
- **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale**, l'exploitant définit et met en œuvre les dispositions nécessaires pour améliorer la prévention des situations susceptibles d'être déclenchées par une rupture dans la section commune du système de refroidissement et du système de refroidissement diversifié de la piscine de stockage du combustible, et prévoit les dispositions de gestion post-accidentelle permettant d'atteindre à terme un état sans ébullition dans ces situations.

ÉTUDES SUR LES ACCIDENTS AVEC FUSION NUCLÉAIRE

- Dispositif de stabilisation du corium
 - Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant met en œuvre les dispositions techniques visant à maintenir au sec les locaux dans lesquels le corium peut se propager, les dispositions permettant cette propagation et les dispositions visant à assurer le noyage passif par l'eau, prévues en réponse aux décisions de l'ASN du 21 janvier 2014 et visant à éviter la traversée du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur :
 1. Pour les réacteurs où le corium doit être répandu dans une zone supplémentaire, l'exploitant dimensionne les dispositifs permettant de délimiter cette zone en tenant compte des volumes d'eau susceptibles de se trouver dans la partie basse du bâtiment réacteur en situation accidentelle ;

2. L'exploitant recherche les améliorations techniques possibles des portes et des murs qui participent à la délimitation de la zone d'expansion afin de limiter les risques d'entrée d'eau accidentelle ou de propagation incontrôlée du corium.
- Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant doit renforcer le radier du puits du réacteur. Pour ce faire, il optimise la conception des solutions retenues en tenant compte de la configuration réelle de chaque réacteur et des contraintes de construction afin de limiter au maximum l'érosion du radier existant.
 - **Évacuation de la puissance résiduelle du confinement sans éventage**
 - Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant met en œuvre le dispositif d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EAS-ND) prévu en réponse aux décisions de l'ASN du 21 janvier 2014, y compris la source froide ultime (SFu) qui permet d'évacuer la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement sans ouvrir le dispositif d'évent et de filtration.
 - **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et remplacement du combustible après la quatrième visite décennale,** l'exploitant renforce le système de ventilation et de filtration de l'enceinte de confinement de manière à ce qu'elle reste opérationnelle même après un séisme majoré de sécurité (SMS).
 - **Gestion de l'eau contaminée**
 - I. Au plus tard lors de la quatrième inspection décennale, l'exploitant doit, afin de réduire le risque de contamination des eaux souterraines à la suite d'un accident avec fusion du cœur, mettre en œuvre des mesures visant à limiter les fuites d'eau contaminée à l'extérieur du bâtiment du réacteur et du bâtiment annexe de sécurité.
 - II) **Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale,** l'exploitant dispose des moyens nécessaires pour réduire la contamination de l'eau dans le bâtiment du réacteur à la suite d'un accident ayant entraîné la fusion du cœur et s'assure qu'ils sont prêts à être utilisés sur place.
 - III. au plus tard deux ans après la présentation du rapport final de vérification

pour chaque réacteur, l'exploitant définit, afin de limiter l'étendue et la durée de la contamination de l'eau dans l'environnement en cas de fuite d'eau contaminée hors des bâtiments à la suite d'un accident avec fusion du cœur, en tenant compte des exigences de protection mentionnées à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, l'ensemble des mesures nécessaires pour limiter la dispersion des substances radioactives dans le sol et les eaux souterraines à l'extérieur du site ainsi que le calendrier correspondant.

NOYAU DUR

- Alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur
 - I. Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant doit mettre en œuvre la modification de l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur ainsi que la réalimentation du réservoir correspondant à partir de la source d'eau ultime.
 - II) Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et du renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale, les dispositifs d'évacuation de l'énergie résiduelle par le circuit secondaire en cas de fusion du cœur doivent faire partie du noyau dur.
- Dispositif d'urgence pour l'injection d'eau borée dans les joints des pompes primaires de refroidissement
 - I. Au plus tard lors de la quatrième visite décennale, l'exploitant doit installer un nouveau dispositif d'injection d'urgence dans les joints des pompes primaires de refroidissement afin de pouvoir injecter de l'eau borée lorsque le circuit primaire est sous haute pression.
 - II. Au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième visite décennale, ce moyen fait partie de l'inventaire du noyau dur.
- Mise à disposition complète du noyau dur
 - Sans préjudice des dispositions de la présente décision et des décisions du 21 janvier 2014, l'exploitant met en œuvre toutes les autres dispositions du réacteur nucléaire au plus tard lors du quatrième arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la quatrième inspection décennale.

FACTEURS ORGANISATIONNELS ET PERSONNELS

- Capacité des parties prenantes à mettre en œuvre des actions locales
 - I. Au plus tard le 30 juin 2026, l'exploitant réexamine la capacité effective des parties prenantes à accéder aux sites prévus et les mesures nécessaires dans le cadre de la garantie de la sûreté nucléaire en cas d'accident ou d'incident grave, en tenant compte des conditions d'intervention dans les situations concernées.
Pour la même date, l'opérateur détermine les modifications à effectuer et le calendrier correspondant.
 - II. Au plus tard le 31 décembre 2028, l'exploitant vérifie la capacité effective des forces d'intervention à atteindre les sites prévus et à mettre en œuvre les mesures nécessaires dans le cadre de la garantie de la sûreté nucléaire en situation de fusion du cœur, afin de prévenir une fusion du cœur et d'en limiter les conséquences, compte tenu des conditions d'intervention dans les situations concernées.
Pour la même date, l'opérateur détermine toutes les modifications à effectuer et le calendrier correspondant.

D'autres dispositions concernent des faits en rapport avec le fonctionnement normal de l'installation :

- pour le traitement des eaux usées,
- sur les effets sur l'environnement.

4 Évaluation critique des Règles ASNR pour la prolongation de la durée d'exploitaton des réacteurs de 1300 MWe /ASNR 2025/

4.1.1 Qu'est-ce que la réglementation ASNR apporte en termes de sûreté pour les réacteurs de 1300 MWe ?

Les mesures de rééquipement prévues pour les 1300 MWe ont le potentiel de contribuer à l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des structures, systèmes et composants des réacteurs nucléaires concernés. Les mesures se concentrent essentiellement sur

- la suppression des points faibles identifiés dans l'installation,
- l'identification des problèmes d'obsolescence et de vieillissement des structures, des systèmes et des composants, leur suivi et, si possible, leur élimination
- les améliorations visant à augmenter la robustesse de l'installation contre les influences extrêmes internes et externes, ici notamment par l'installation du noyau dur
- l'atténuation des effets d'éventuels scénarios de fusion du cœur en installant des dispositifs de rétention et de refroidissement du cœur en fusion dans le cas de scénarios de fusion du cœur supposés.

D'autres mesures visent également à améliorer la culture de sûreté.

Exemples de mise à niveau des réacteurs nucléaires de 1300 MWe en France :

- Améliorations apportées aux réacteurs nucléaires de 1300 MWe suite à l'évaluation et au transfert de l'expérience acquise lors de l'exploitation de réacteurs nucléaires en Suisse et à l'étranger, par exemple

- Amélioration des systèmes importants pour la sûreté, en particulier dans le domaine de l'alimentation électrique de secours, des soupapes de sécurité des pressuriseurs, de l'alimentation des générateurs de vapeur ainsi que des filtres à sable de l'enceinte de confinement ;
 - Renforcement de la protection contre les agressions internes et externes, en particulier augmentation de la résistance sismique des tuyauteries d'alimentation de secours des générateurs de vapeur, amélioration de la protection contre l'incendie ;
 - Améliorer les conditions de la radioprotection ;
 - Remplacement des générateurs de vapeur ;
 - Extension de la classification des matériaux.
- Exemples de mises à niveau suite à des contrôles de sûreté périodiques
 - Amélioration de la gestion des incidents par la possibilité d'un arrêt automatique des pompes principales de refroidissement au cours de certains incidents ;
 - Modification des conditions de fonctionnement des générateurs de vapeur ;
 - Mises à niveau fondamentales /Ferraro 2015/. Il s'agissait notamment de la mise à niveau de systèmes tels que
 - un turbo-alternateur LLS entraîné par de la vapeur vive par réacteur et
 - un générateur de secours TAC par site
 - Améliorer la fiabilité des diesels de secours ;
 - Installation de recombineurs d'hydrogène autocatalytiques passifs ;
 - Renforcement des sas du confinement, amélioration de l'étanchéité des passages du confinement
 - Assurer la fiabilité de l'ouverture des soupapes du pressuriseur en cas d'accident grave ;
 - Mesures visant à empêcher la vidange de la piscine de stockage BE²¹ et le dénoyage des éléments de combustible ;

²¹BE - élément combustible

- Remplacement des soupapes par des soupapes qui résistent aux conditions d'accident ;
- Amélioration de la protection sismique et de la protection contre les inondations et les incendies ;
- Amélioration de la résistance des constructions et des installations aux effets climatiques tels que les vents forts ou les plaques de glace.

4.1.2 Quelles sont les exigences de sûreté actuelles qui ne peuvent pratiquement pas être mises à jour sur les réacteurs de 1300 MWe ?

- **Concept de défense en profondeur, niveau de sûreté 3 (maîtrise des incidents de dimensionnement)**

Le concept de défense en profondeur (Defence-in-Depth Concept, DiD) a été continuellement développé depuis l'application de l'énergie nucléaire. Le DiD constitue la base de la conception et de l'exploitation des centrales nucléaires. Les principes d'action sont fondamentalement orientés vers la prévention. Dans /IAEA 2016/, il est formulé à ce sujet, en ce qui concerne les exigences relatives au 3e niveau de sûreté (maîtrise des incidents de conception) : „Il en résulte que les dispositifs de sécurité inhérents et/ou techniques, les systèmes de sécurité et les procédures doivent être capables d'empêcher les dommages sur le cœur du réacteur ou les rejets radioactifs nécessitant des mesures de protection hors site, et de remettre l'installation dans un état sûr.“

Les exigences à appliquer actuellement pour la conception des systèmes de sûreté pour l'EPR et pour l'application pour le rééquipement des réacteurs de 1300 MWe sont présentées dans/ASN 2014/.

- **Exigences en matière de redondance des systèmes de sûreté, incidents de conception**

Le système de sûreté des centrales nucléaires de 1300 MWe est en principe à deux niveaux (n+1 degré de redondance). Cela concerne entre autres les dispositifs de

- post-refroidissement côté primaire (RRA, RRI, SEC)²²
- complément de réfrigérant primaire en cas de panne de perte de réfrigérant (RIS)

²²Pour la signification des codes des centrales électriques, voir figure 3.

- Refroidissement du confinement en cas d'incident de perte de réfrigérant (EAS, RRI, SEC)
- Refroidissement du bassin d'entreposage (PTR).

Un degré de redondance plus élevé en ce qui concerne les composants actifs est disponible pour les fonctions de sécurité de l'alimentation du générateur de vapeur côté secondaire (ASG) ainsi que pour la suralimentation côté primaire et l'alimentation en eau borée des pompes principales de refroidissement (RCV), mais la conception de ces fonctions système est également fondamentalement à deux branches.

Il n'est pas prévu de moderniser les systèmes de sûreté des réacteurs de 1300 MWe pour atteindre un degré de redondance plus élevé, comparable à celui de l'EPR, y compris pour les dispositifs d'alimentation électrique de secours.

En ce qui concerne les dispositifs d'alimentation électrique de secours, on constate que le degré de redondance de l'alimentation électrique de secours attribuée au niveau de sûreté 3 est également (n+1). Le faible degré de redondance de l'alimentation électrique de secours est compensé, pour certaines fonctions nécessaires à la sûreté, par des dispositifs entraînés par de la vapeur vive indépendants de l'alimentation électrique de secours (turbopompes d'alimentation côté secondaire) ou par une alimentation électrique de secours supplémentaire par le LLS (turbo-alternateur entraîné par de la vapeur vive), dans la mesure où une pression de vapeur vive suffisante est disponible pour l'entraînement des systèmes.

Dans l'intervalle, c'est-à-dire jusqu'à la réalisation du noyau dur, des générateurs diesel DUS sont utilisés en cas d'urgence. Ces générateurs diesel doivent notamment fournir la puissance nécessaire au fonctionnement d'une pompe d'alimentation d'urgence en eau et d'une pompe d'injection dans la cuve du réacteur en cas d'urgence. En outre, la puissance doit être suffisante pour alimenter les armatures de fermeture du bâtiment ainsi que la ventilation de la salle de commande, du bâtiment des installations auxiliaires et du bâtiment de la piscine de stockage BE.

Pour les nouvelles installations, comme l'EPR, on réalise en revanche un degré de redondance plus élevé (n+2, pour l'EPR : n+3), qui permet également de maîtriser les événements en cas de maintenance simultanée. Dans ces installations, une maintenance préventive (planifiée) est également autorisée pendant l'exploitation de la puissance des installations. Pour de telles périodes, le degré de redondance disponible est réduit en conséquence à (n+1, pour l'EPR : n+2). Toutefois, les opérations de maintenance préventive ne sont autorisées pendant le service qu'à condition de

respecter certaines conditions restrictives, telles que la disponibilité des autres redondances de manière à ce que le critère de défaillance unique soit rempli pendant la durée de l'opération de maintenance, que les mesures de maintenance préventive soient en principe effectuées pendant les phases de service au cours desquelles une demande de cet équipement n'est pas prévue ou peu probable, par exemple pendant les périodes de non-service, ou que l'indisponibilité totale des équipements qui en résulte soit limitée dans le temps.

Dans l'ensemble, un degré de redondance plus élevé augmente nettement la fiabilité des dispositifs du système de sûreté pour la maîtrise des événements du niveau de sûreté 3, parce qu'il existe un plus grand nombre de dispositifs et que plusieurs erreurs ou indisponibilités survenant indépendamment les unes des autres n'entraînent pas une perte de la fonction requise du système.

Pour la conception inchangée (n+1) des installations de 1300 MWe, la fiabilité suffisante de la maîtrise des événements au niveau de sûreté 3 doit donc être remise en question en relation avec les autres points faibles présents au niveau de sûreté 3. En cas d'indisponibilité de l'une des deux redondances dans cet état, il ne resterait plus qu'une seule branche du système de sûreté pour maîtriser un incident. Dans de tels cas, les prescriptions d'exploitation prévoient que l'installation concernée doit être mise dans un état garantissant à nouveau une situation pouvant être considérée comme "sûre". Pendant une telle phase de fonctionnement transitoire, aucune redondance n'est disponible dans le système de sûreté (n+0). Sans une fiabilité suffisante des dispositifs du système de sûreté, il est nettement plus probable que les processus d'événements à supposer au niveau de sûreté 3 ne soient pas maîtrisés conformément à la conception, mais que des processus d'accidents hors dimensionnement puissent se produire.

En ce qui concerne l'efficacité requise du système de sûreté, les événements classés dans /ASN 2014/ pour l'EPR comme PCC2²³ à PCC4 doivent être pris en compte et analysés globalement dans les conditions des réacteurs de 1300 MWe, conformément aux dispositions de l'ASN. Ainsi, par exemple, l'événement de référence PCC4 est la rupture de deux tubes de générateur de vapeur dans un générateur de vapeur donné dans le cadre de l'étude des risques de l'EPR /ASN 2014/ comme preuve d'efficacité pour l'EPR en tenant compte des conditions de marge d'analyse déterministe pour le niveau de sûreté 3.

²³PCC - Plant Conditions Category /ASN 2014/

Le système de sûreté pour le réacteur de 1300 MWe est en revanche conçu pour la rupture d'un tube de générateur de vapeur. Afin d'obtenir pour les réacteurs de 1300 MWe une protection comparable à celle de l'EPR contre les séquences de contournement²⁴ de l'enceinte de confinement, il convient donc d'exclure pratiquement les situations de rupture de plus d'un tube de générateur de vapeur. Cela doit être garanti dès la fabrication des générateurs de vapeur et pendant leur fonctionnement. Le programme de modernisation /ASNR 2025/ ne contient pas d'indications concrètes à ce sujet.

– **Défaillances de cause commune, diversité des fonctions de sécurité**

La protection contre les défaillances de cause commune est réglée de manière exhaustive pour les nouveaux réacteurs dans les exigences relatives à l'EPR français /ASN 2014/. Le chapitre A 2.2 stipule notamment : "Une attention particulière doit être accordée à la minimisation des possibilités de défaillances de cause commune. La séparation physique et spatiale doit être appliquée dans la mesure du possible. Les fonctions de support (énergie, contrôle, refroidissement, etc.) doivent également être indépendantes dans la mesure du possible. Une attention particulière doit être accordée à la redondance et à la diversité des alimentations électriques. En outre, des dispositions (y compris la diversité matérielle et logicielle) doivent être mises en œuvre au niveau de l'architecture globale d'instrumentation et de contrôle afin de limiter les défaillances de cause commune induites par le logiciel."

Il faudrait donc prendre des dispositions générales pour réduire la probabilité d'occurrence des pannes de cause commune de telle sorte qu'une défaillance multiple des dispositifs de sûreté n'ait pas à être postulée.

- Les dispositifs de sûreté redondants, pour lesquels des possibilités de défaillances dues à une cause commune peuvent être identifiées, doivent être conçus de manière diversifiée, dans la mesure où cela est techniquement possible.

²⁴Voir à ce sujet /ASN 2014/, A.1.3.a) : "Les séquences d'accidents impliquant un contournement de l'enceinte de confinement (via les générateurs de vapeur ou via des circuits connectés au système primaire qui sortent de l'enceinte de confinement) doivent être « pratiquement éliminées » par des dispositions de conception (telles qu'une pression de conception adéquate des tuyauteries) et des dispositions d'exploitation visant à garantir une isolation fiable et à prévenir les défaillances."

En ce qui concerne la protection contre les effets envahissants de l'intérieur, tels que l'incendie ou l'inondation interne

- En cas d'influences internes, les sous-systèmes redondants des dispositifs de sûreté doivent être séparés physiquement ou protégés de manière à empêcher une défaillance de l'ensemble des redondances.

Les inondations internes sont donc surtout possibles dans les locaux d'une centrale nucléaire traversés par des conduites à grand débit d'eau. De telles inondations internes peuvent se produire en cas de fuite, de rupture de conduite ou de vanne mal actionnée. Cela devient important pour la sûreté si d'autres systèmes de sûreté se trouvent dans la pièce concernée et peuvent être mis hors service par l'inondation (par exemple par l'apparition de courts-circuits électriques). Un exemple en est l'infiltration d'eau dans un canal de liaison lors de la mise en service de Cattenom-1 à l'automne 1986. L'importance toujours élevée des événements dus à des inondations internes s'est également manifestée lors de deux événements survenus dans les installations de Fessenheim et du Blayais en 2014, voir /IRSN 2015a/. Lors de ces deux événements, les installations électriques ou de contrôle-commande ont été affectées par un rejet d'eau interne. L'événement du Blayais a également révélé un déficit générique potentiel de toutes les installations françaises de 900 et 1300 MWe. Dans le cadre de travaux de modernisation, des percements de parois avaient été rénovés par le passé, mais l'étanchéité requise contre le passage de l'eau d'une pièce à l'autre n'avait pas été rétablie conformément au dimensionnement. Par la suite, un programme de vérification²⁵a été lancé par EDF pour toutes les installations potentiellement concernées afin de vérifier la conformité des traversées de paroi. La vérification finale des pénétrations de paroi fait partie du programme de mise en conformité des 1300 MWe. Les résultats finaux pour l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe ne sont pas disponibles.

En ce qui concerne la conception diversifiée des dispositifs de sûreté du niveau de sûreté 3, il convient de noter qu'un générateur de secours TAC diversifié est disponible pour l'alimentation en énergie électrique en cas de panne des diesels de secours requis par la réglementation. Le site dispose donc d'une installation de secours diversifiée par rapport à l'alimentation de secours normale.

²⁵Plan d'action d'EdF pour éliminer les vulnérabilités potentielles liées aux "inondations internes" dans toutes les installations françaises : "Tous les écarts de conformité concernant les bâtiments électriques des réacteurs de 900 MW devraient être résorbés d'ici 2016. Ce travail doit se poursuivre jusqu'en 2018 pour les autres bâtiments des réacteurs de 900 MW et pour les bâtiments des réacteurs de 1300 et 1450 MW" ;Sûreté et radioprotection dans les centrales nucléaires en France en 2014, POSITION DE L'IRSN

Cependant, celle-ci n'est disponible que pour une seule branche pour toutes les tranches et n'est pas qualifiée sur le plan sismique, elle n'est donc pas disponible pour maîtriser un séisme de dimensionnement (niveau de sécurité 3). La TAC n'est pas non plus en mesure d'alimenter tous les dispositifs de sécurité éventuellement nécessaires au niveau de sécurité 3. En ce qui concerne la fonction de sûreté de l'évacuation de la chaleur du côté secondaire par les pompes d'alimentation turbo existantes, il existe, en plus des pompes d'alimentation à entraînement électrique, une conception diversifiée en ce qui concerne les entraînements de l'alimentation en eau. Toutefois, l'alimentation par les pompes d'alimentation turbo n'est disponible que dans des conditions d'installation avec une pression de vapeur vive suffisante dans le système secondaire. C'est pourquoi il est nécessaire pour cela d'assurer le fonctionnement du LLS (26). En outre, selon l'état des connaissances, il n'existe pas d'autres dispositifs divers au niveau de sûreté 3 pour les installations de procédé et électrotechniques importantes du point de vue de la sûreté.

Pour les fonctions de sûreté essentielles au niveau de sûreté 3, comme

- Le complément de réfrigérant côté primaire,
- L'évacuation de la chaleur côté primaire,
- L'évacuation de la chaleur du confinement,
- Le refroidissement du bassin d'entreposage

il n'existe pas de systèmes ou d'institutions diversitaires.

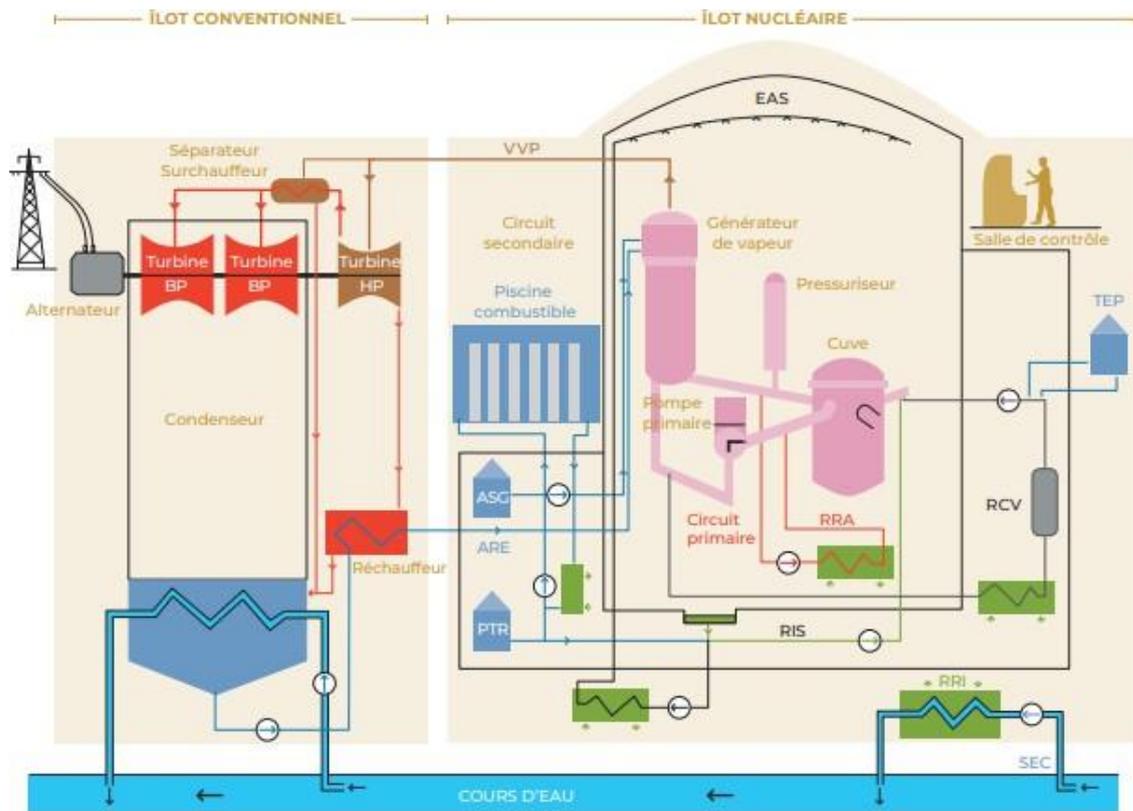
En l'état actuel des connaissances, aucun équipement ultérieur n'est prévu à cet égard. L'autorité de surveillance renvoie aux mises à niveau prévues en rapport avec le noyau dur (HSC, figure 4). Le noyau dur est toutefois classé comme système de 4e niveau de sûreté. Le 4e niveau de sûreté est nécessaire en tant que niveau supplémentaire et indépendant par rapport aux dispositifs du 3e niveau de sûreté. Selon les principes du concept de défense en profondeur, les dispositifs du 4e niveau de sûreté ne sont pas disponibles pour compenser les déficits du 3e niveau de sûreté mentionnés ici. Les déficits au niveau 3 de la sûreté doivent être considérés comme des restrictions à la maîtrise efficace et fiable des accidents. Dans l'optique d'une conception diversifiée des dispositifs de sûreté, celle-ci est requise dans une mesure qui garantit une grande fiabilité de la maîtrise des événements au niveau de sûreté 3.

²⁶LLS : turbo-alternateur pouvant être entraîné par la vapeur vive produite au secondaire.

– Indépendance et démaillage

Le paragraphe A.2.2 de /ASN 2014/ exige pour les nouveaux réacteurs des mesures visant à garantir l'indépendance des systèmes de sûreté. Cette exigence est également formulée concrètement pour les systèmes auxiliaires et d'alimentation respectifs. Les exigences en matière de protection contre les défaillances d'origine commune concernent également, pour l'EPR français /ASN 2014/, des composants importants pour la sûreté tels que les tuyauteries, les pompes, les vannes, etc. Le point F1.2.1 exige à ce sujet : "La conception et la disposition des conduites, des cuves, des réservoirs, des pompes et des vannes reposent autant que possible sur le principe de la séparation physique ou spatiale afin d'empêcher l'aggravation d'un événement initial, en supposant notamment une défaillance aggravante conformément aux règles appliquées pour les transitoires, incidents et accidents de référence, et d'éviter les défaillances d'origine commune dans les systèmes nécessaires pour atteindre et maintenir un état d'arrêt sûr."

Sur les réacteurs de 1300 MWe, toutes les branches du système d'alimentation de secours secondaire, d'importance centrale, ont recours à un seul réservoir (figure 3) ; leurs composants passifs sont donc maillés (en partie aussi via une utilisation commune de tuyauteries). Les systèmes d'appoint de réfrigérant côté primaire (RIS, EAS), de rechargement du système primaire (RCV) et de refroidissement de la piscine d'entreposage (PTR) ont également recours à un seul réservoir de stockage (PTR) ; ces systèmes sont également maillés dans leurs composants passifs (utilisation partielle de tuyauteries communes).



ARE : circuit de régulation du débit d'eau alimentaire
 ASG : circuit d'eau alimentaire de secours des générateurs de vapeur
 EAS : circuit d'aspersion dans l'enceinte du bâtiment réacteur
 PTR : circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines
 RCV : système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur
 RIS : circuit d'injection de sécurité

RRA : système de refroidissement du réacteur à l'arrêt
 RRI : circuit de réfrigération intermédiaire
 SEC : circuit d'eau brute secourue
 TEP : circuit de traitement des effluents primaires
 Turbine BP ou HP : pour basse pression ou haute pression
 VVP : systèmes d'évacuation de la vapeur

Figure 3 : Représentation des principaux composants d'une centrale nucléaire française de 1300 MWe²⁷

²⁷Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020

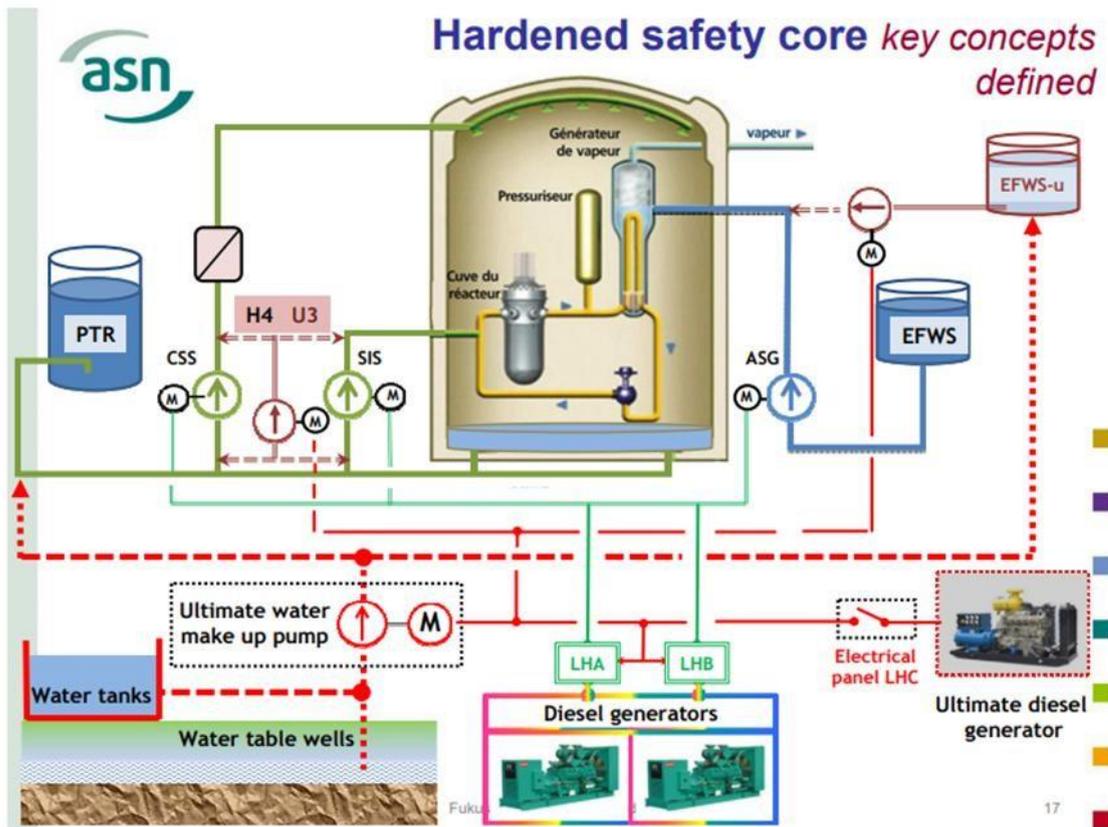


Figure 4 : Intégration du noyau dur dans la structure de la centrale nucléaire /ASN 2013/.

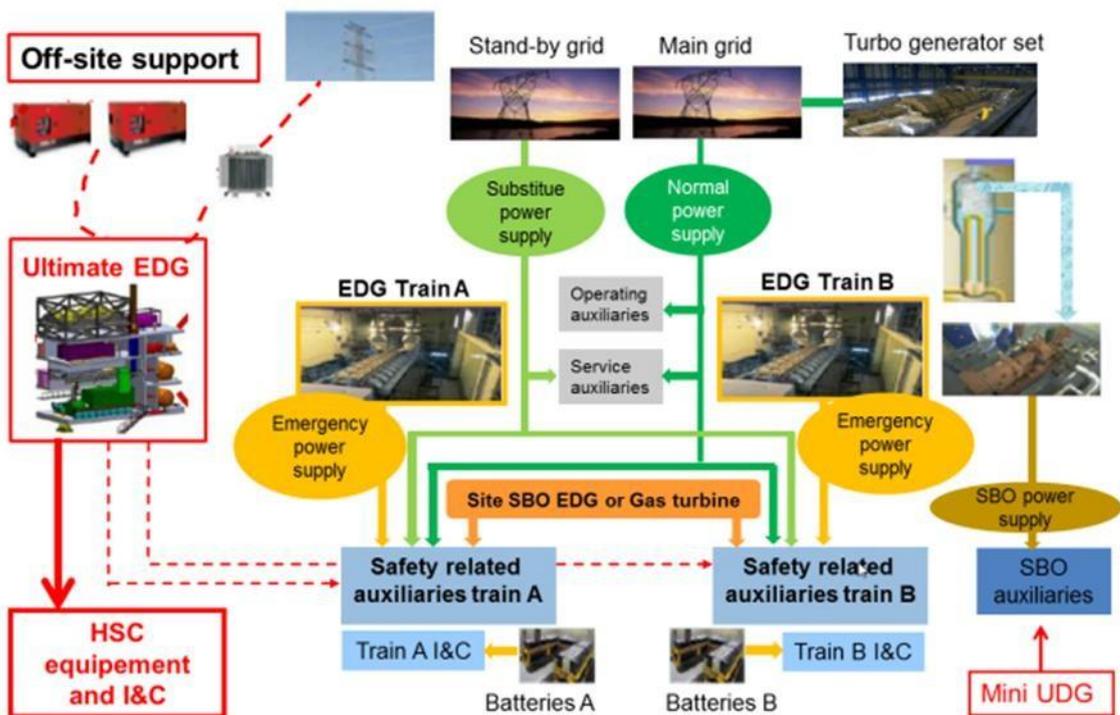


Figure 5 : Future architecture électrique sur les REP françaises, y compris les diesels d'ultime secours /IRSN 2015/.

Ceci est considéré comme un point faible particulièrement important du point de vue de la sûreté. Il n'y a donc pas d'indépendance totale de ces systèmes ou de leurs différentes redondances. Si, par exemple, des événements internes tels qu'un incendie ou une défaillance de la tuyauterie, ou encore des influences extérieures, provoquent une défaillance dans ces domaines, les fonctions de sûreté nécessaires seraient alors totalement hors service.

Pour améliorer l'indépendance des fonctions techniques de sûreté, /ASN 2017/ renvoie aux dispositifs du noyau dur (figure 4). Comme indiqué plus haut, le noyau dur est toutefois classé comme système de 4e niveau de sécurité et ne peut donc pas être utilisé pour compenser les faiblesses de conception du niveau de sûreté 3 selon les principes du concept de défense en profondeur.

4.1.3 Commentaires critiques sur les mesures de protection contre les influences externes transversales

Les effets externes ont le potentiel d'affecter simultanément tous les niveaux de sûreté du concept de sûreté échelonné d'une centrale nucléaire. Un concept de protection robuste contre les influences externes est donc particulièrement important pour la sûreté des centrales nucléaires. Les influences externes (d'origine naturelle ou anthropique) doivent être prises en compte aussi bien lors de la conception des dispositifs de sûreté des centrales nucléaires qu'en tant que déclencheurs potentiels d'incidents. Les exigences correspondantes sont indiquées dans les normes de sûreté de l'AIEA dans /IAEA 2016, Exigence 17/, une liste d'exigences relatives aux influences externes à prendre en compte lors de la conception des centrales nucléaires figure dans /IAEA 2016a/, notamment pour les tremblements de terre (3.1- 3.4), les inondations (3.18-3.32) et les chutes d'avion (3.44-3.47). En ce qui concerne plus particulièrement la conception contre les effets naturels, le document /IAEA 2016/ exige que les effets d'écrêtage soient exclus :

"5.21 La conception de l'installation doit prévoir une marge suffisante pour protéger les éléments importants pour la sûreté contre les niveaux de dangers externes à prendre en compte pour la conception, issus de l'évaluation des dangers pour le site, et pour éviter les effets de falaise".

En accord avec les recommandations de l'AIEA, WENRA demande dans le Niveau de référence E5.2 la prise en compte des effets externes à l'installation lors de la conception du réacteur nucléaire /WENRA 2021/. Selon WENRA Niveau de référence F2.2, les effets externes à l'installation dépassant le cadre de la conception doivent également être pris en compte.

- **Commentaires critiques sur les mesures de protection contre les effets naturels externes (EVA) - Tremblements de terre**

L'insuffisance du dimensionnement des centrales nucléaires françaises face aux agressions naturelles (séismes) est clairement démontrée²⁸ dans /Leers 2020/: "Le nombre d'incidents graves sur les réacteurs a nettement augmenté depuis 2017. Une majorité d'incidents graves sont liés au risque de séisme".

En ce qui concerne la conception contre les tremblements de terre, la norme WENRA Niveau de référence T4.2 exige /WENRA 2021/ : "Les fréquences de dépassement des événements de référence sont suffisamment faibles pour garantir un degré élevé de protection contre les risques naturels. Une valeur cible de fréquence, ne dépassant pas 10^{-4} par an, est utilisée pour chaque événement de référence."

/WENRA 2015/ précise que lors de la détermination d'une telle évaluation, les incertitudes doivent être prises en compte de manière appropriée en choisissant un niveau de confiance élevé :

"Lorsqu'il existe un modèle probabiliste pour définir la relation entre la sévérité du danger et la fréquence, les paramètres de base de la conception doivent être sélectionnés à partir d'un événement dont la fréquence de dépassement n'est pas supérieure à 10^{-4} /année, avec une prise en compte appropriée des incertitudes. L'utilisation d'un niveau de confiance supérieur à la médiane de la courbe de danger est attendue".

⁽²⁸⁾ "La majorité des incidents graves depuis dix ans sur le parc nucléaire EDF est liée à la vulnérabilité des réacteurs en cas de séisme, alors qu'un tremblement de terre près des centrales nucléaires de Cruas (Ardèche) et du Tricastin (Drôme) en 2019 pourrait provoquer la réévaluation à la hausse du risque sismique en France, avertit la note. Le risque sismique affecte tout particulièrement les moteurs diesels de secours des centrales nucléaires, qui fournissent, en cas de panne, l'électricité nécessaire au refroidissement du combustible radioactif. Sur les 17 incidents répertoriés par l'ASN entre 2010 et 2020, 10 concernent les diesels de secours. Mais en suivant le classement des incidents de l'AIEA par couple " incident-réacteur ", ce sont 67 incidents qui concernent les diesels de secours. Des incidents qui ont presque tous eu lieu entre 2017 et 2020". /Leers 2020/

En France, les exigences en matière de protection des centrales nucléaires contre les charges dues aux séismes sont actuellement celles de la règle fondamentale de sûreté n°2001-01 /ASN 2001/. Selon cette règle, le système de sûreté nucléaire français, marqué par le déterminisme, est construit sur la base d'un modèle de sûreté.

Le concept de protection contre les charges dues aux tremblements de terre est basé sur un "Séisme Maximum Historiquement Vraisemblable" (SMHV) considéré comme le séisme le plus pénalisant susceptible de se produire sur une période comparable à la période historique, soit environ 1000 ans. A partir de là, un séisme de référence, appelé "Séisme Majoré de Sécurité" (SMS), est déterminé. Pour cela, on utilise une équation simple en se référant à l'intensité sismique I liée au site : $I(\text{SMS}) = I(\text{SMHV}) + 1$. Le niveau sismique fixé au minimum selon /ASN 2001/ est de 0,1g, voir également /ASN 2017a, 3.3.3.2.9/.

Conformément à /ENSREG 2012/, les séismes de dimensionnement français pour le site sont déduits de manière purement déterministe sur la base

- d'un séisme historique maximal (SMHV)
- d'un séisme de référence ou de sécurité (SMS) correspondant à $\text{SMS} = \text{SMHV} + 1$
- ainsi qu'un séisme de dimensionnement (Spectre de Dimensionnement - SDD), qui s'oriente sur des spectres considérés comme couvrants, en l'occurrence les spectres de la NRC américaine, qui se basent toutefois sur des conditions sismiques américaines.

En ce qui concerne la conception du noyau dur, des exigences accrues sont requises en France.

Exigences discutées dans le cadre des tests de résistance après Fukushima. Le noyau dur doit être conçu contre les tremblements de terre comme suit /ASN 2014c/ : "Tous les SSC du noyau dur ont un arrêt sécurisé du tremblement de terre spécifique appelé SND. Le SND est 1,5 fois plus élevé que le SSE des autres systèmes de sûreté de la centrale. Il est à noter que le SND est défini dans le respect du SSE en fonction de la sismologie du site. Le facteur 1,5 est de l'ordre de grandeur des marges entre le séisme maximum historiquement probable (MHPE) et le SSE »".

Le Niveau de référence F4.7 de la WENRA exige en outre que l'évacuation de la chaleur résiduelle du cœur du réacteur et de la piscine des assemblages combustible soit également possible en cas d'influences externes dépassant le cadre du dimensionnement.

La probabilité de dépassement du SMHV déterminé de manière déterministe est de l'ordre de 10^{-3} par an, l'intensité du SMS est fixée à un niveau d'intensité supérieur à celui du SMHV. Selon l'ASN, une augmentation de l'intensité d'une intensité sur l'échelle MSK signifie en principe environ un doublement des paramètres d'accélération, voir /ASN 2011/.

On peut donc s'attendre à une probabilité de dépassement de l'événement de référence déduit, compte tenu de toutes les incertitudes, de l'ordre de 10^{-4} par an, ce qui devrait toutefois être prouvé. Il n'existe pas de preuves vérifiables dans /ASNR 2025/.

Dans l'ensemble, on constate également des déficits en ce qui concerne les effets sismiques.

- concernant la maîtrise à la conception du séisme de dimensionnement dû à des écarts de conformité dans le système de refroidissement intermédiaire, dans le système d'extinction d'incendie et dans le système de distribution d'²⁹eau dans l'installation,
- en ce qui concerne le faible degré de redondance et de diversité, en particulier des dispositifs garantissant l'alimentation électrique de secours en cas de séisme de dimensionnement, et
- en ce qui concerne les réserves limitées et insuffisamment vérifiées pour maîtriser les effets dépassant les limites de conception³⁰.

- **Remarques critiques sur les mesures de protection contre les effets naturels - inondations extrêmes, autres effets**

Des études pertinentes prévoient une tendance à l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des intempéries.

L'US NRC conclut que la grande majorité des centrales nucléaires ne sont pas conçues pour faire face aux futurs impacts climatiques et que beaucoup sont déjà touchées par des inondations :

²⁹Les turbo-alternateurs sont refroidis à l'hydrogène en raison de ses meilleures propriétés de refroidissement - les composants de l'installation contenant de l'hydrogène requièrent de l'attention afin de manipuler les gaz en toute sécurité pour protéger le personnel et l'équipement de l'installation.

³⁰Les effets dépassant les limites de conception résultent d'événements nettement plus importants que les événements de conception de l'installation.

"La Commission américaine de régulation nucléaire conclut que la grande majorité de ses sites nucléaires n'ont jamais été conçus pour résister aux futurs impacts climatiques auxquels ils seront confrontés, et que beaucoup ont déjà connu quelques inondations. Un récent rapport de l'US Army War College indique également que les installations de production d'énergie nucléaire sont à haut risque de fermeture temporaire ou permanente en raison des menaces climatiques - avec 60% de la capacité nucléaire américaine menacée par une future montée du niveau de la mer, des tempêtes de mer, et des pénuries d'eau de refroidissement.

Avant même de penser à construire de nouvelles centrales nucléaires, l'industrie doit considérer comment les modèles des futurs extrêmes météorologiques et des impacts climatiques sont susceptibles de les affecter. Non seulement ils devraient tenir compte de l'évolution des modèles météorologiques au fil des saisons, des années et des décennies, mais ils devraient aussi essayer d'envisager le pire en termes de potentiel d'événements extrêmes soudains". /UCL 2021/

– **Inondations extrêmes, sécheresses et tempêtes**

Les inondations, les sécheresses et les tempêtes extrêmes, qui étaient rares auparavant, deviennent de plus en plus fréquentes, rendant obsolètes les mesures de protection conçues par l'industrie. Les risques climatiques pour les centrales nucléaires ne seront pas linéaires ou prévisibles. Si l'élévation du niveau de la mer, les raz-de-marée et les fortes pluies sapent la protection contre les inondations sur les côtes et à l'intérieur des terres, les barrières naturelles et construites atteindront leurs limites.

L'élévation du niveau de la mer est un effet important du changement climatique. Depuis 1880, le niveau moyen a augmenté d'environ 23 cm, et de 7,5 cm au cours des 25 dernières années. Selon des recherches récentes, le niveau de la mer devrait augmenter de 30 cm d'ici 2050, même si nous réduisons drastiquement nos émissions de carbone. En France, l'élévation du niveau global de la mer d'ici 2100 est estimée entre 50 cm et 1 m, mais ces chiffres sont des prévisions qui mériteraient d'être affinées.³¹

En raison du réchauffement climatique, l'augmentation des périodes de chaleur et de sécheresse peut également avoir un impact négatif sur la disponibilité de l'eau de refroidissement des centrales nucléaires et donc sur leur performance. Les projections du GIEC indiquent qu'à l'avenir, la production des centrales thermiques situées au bord de lacs et de rivières sera particulièrement sensible au réchauffement climatique. Elles pourraient être soumises à des restrictions d'eau plus fréquentes car la température des

³¹ <https://www.mer-ocean.com/le-littoral-francais-face-aux-changements-climatiques/>

sorties d'eau dépasse de plus en plus les limites fixées par les autorités. Les installations européennes, notamment dans le sud de la France, pourraient enregistrer les pourcentages d'augmentation les plus élevés lors de journées de sécheresse consécutives /IAEA 2022/.

La situation s'est aggravée en raison de la sécheresse et de la chaleur en Europe en 2023. Les centrales nucléaires ont besoin d'eau de refroidissement prélevée dans les cours d'eau et renvoyée après utilisation. Pour répondre aux exigences environnementales, la température et le débit de l'eau ne doivent pas dépasser certaines limites lors du recyclage. Il a donc été nécessaire de réduire temporairement la puissance de certaines centrales nucléaires, ce qui a notamment été le cas durant l'été 2022. Afin de garantir la stabilité du réseau, l'ASN a autorisé cinq centrales nucléaires à relever ces valeurs limites jusqu'à la mi-septembre (Golfech sur les bords de la Garonne, Blayais sur la Gironde et Saint-Alban, Bugey et Tricastin sur le Rhône) /GRS 2023/.

Les exigences de conception des installations françaises contre les inondations étaient jusqu'à présent définies par la règle RFS 1.2.e de 1984. Selon cette règle, les possibilités d'inondation de l'installation concernée doivent être prises en compte pour les sites fluviaux en cas de crue et de défaillance des barrages. Une crue maximale (Cote Majorée de Sécurité, CMS) est définie selon la RFS 1.2.e par le niveau d'eau le plus élevé résultant de la crue millénale déterminée avec une fiabilité statistique de 70% et une marge de sécurité de 15% sur le débit ainsi déterminé (Crue fluviale, CF) ou de la défaillance d'un barrage existant superposé à une crue centennale (Rupture de Barrage, REB).

³²en tant que développement de la règle RFS 1.2e de 1984

³³L'inondation du Blayais en 1999 a mis en évidence des faiblesses dans la protection du site contre les inondations extérieures. Le règlement de sûreté standard français comportait deux critères pour la protection contre les inondations :

- (1) la plate-forme qui supporte les équipements liés à la sûreté doit être au moins aussi haute que le niveau d'eau maximale et (2) toutes les voies possibles d'infiltration d'eau dans les équipements de sûreté situés sous la plate-forme doivent être bloquées. Au Blayais, ces deux critères n'étaient pas remplis : La plateforme n'était pas assez haute ; la résistance des portes coupe-feu dans les tunnels par rapport aux dispositifs de sûreté souterrains était mal calculée : L'eau s'est infiltrée dans les tunnels, a franchi les portes et a provoqué l'inondation du sous-sol du bâtiment du réacteur et la défaillance simultanée des systèmes de sûreté.

En 2013, l'ASN a publié le guide n° 1332/ASN 2013b/, qui traite du risque d'inondation externe. Ce guide a été élaboré en réaction à l'inondation du site nucléaire du Blayais en 1999, qui a mis en évidence des lacunes importantes dans la détermination des niveaux d'eau potentiels et des risques d'inondation externe³³. En réponse à l'inondation de la centrale du Blayais³⁴ en 1999, des événements supplémentaires à prendre en compte ont été introduits. Il s'agit de la contribution des vents forts aux niveaux de crue des rivières (Influence du Vent, IVF), de la remontée de la nappe phréatique (NP), de la défaillance de digues ou de canalisations (Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation, DOC), Pluies de Forte Intensité (PFI) et Pluies Régulières et Continues (PRC), défaillance de composants aquifères sur l'installation (Rupture de Circuits et d'Equipements, RCE) ainsi que l'apparition de raz-de-marée (Intumescence, INT). De plus, il faut considérer des scénarios d'inondation d'origine sismique. Pour tenir compte de l'influence des vents forts FIV, la hauteur des vagues dues aux vents forts est superposée à une crue millénale (intervalle de confiance de 70%) avec une vitesse de vent centennale (intervalle de confiance de 70%). L'éventuelle montée du niveau de la nappe phréatique NP est examinée spécifiquement pour chaque site, en particulier dans les conditions de l'événement de crue CMS. Pour les événements pluvieux, on se base sur l'intervalle de confiance de 95% pour l'événement pluvieux centennial, qui doit être superposé à un niveau d'eau moyen de la rivière, comme pluie forte PFI. Comme pluie permanente PRC, on prend la moyenne des précipitations sur 24 heures d'un événement pluvieux centennial, à superposer à un niveau de crue centennial.

Cependant, les dispositions relatives à la protection contre les inondations externes du Guide ASN n° 13 ne sont pas entièrement conformes aux exigences correspondantes de WENRA dans /WENRA 2021/. Bien que la réglementation française prenne en compte tous les phénomènes et processus importants qui conduisent à des risques d'inondation sur des sites situés le long de rivières ou sur la côte atlantique, certains des phénomènes ne sont pris en compte que pour des périodes de retour très courtes (par exemple, précipitations et vagues locales en 100 ans ; vagues de vent en 1000 ans). En tout état de cause, il est toutefois clair qu'au moment de la publication du guide ASN n° 13 en 2013, les niveaux de référence de sûreté publiés par la WENRA des années 2014 et 2015 n'ont pas pu être intégrés dans la réglementation française en raison des délais mentionnés.

³⁴L'accident de Fukushima au Japon est un événement récent grave.

Le Guide ASN n° 13 a été développé entre 2005 et 2012 et doit désormais être considéré comme obsolète. Le guide ne tient pas compte des documents correspondants de WENRA, qui ont été développés après l'accident de Fukushima. L'évaluation se base en grande partie sur des méthodes déterministes tenant compte des marges et des combinaisons de dangers, avec un objectif de dépassement "probabiliste" de moins de 10^{-4} par an, mais principalement sur la base de jugements d'experts. Pour de nombreux événements d'inondation pertinents, les probabilités de dépassement sont trop faibles et les changements climatiques ne sont pris en compte que dans une mesure limitée. Dans le guide ASN n° 13 (obsolète) sur la protection contre les inondations externes, seule l'élévation du niveau de la mer est considérée comme une variable qui augmente en raison du changement climatique. Or, les fortes pluies représentent un risque considérable et croissant pour le risque d'inondation externe. En raison du changement climatique, on observe de plus en plus souvent des conditions météorologiques persistantes, en particulier pendant les mois d'été. La longue durée de certaines conditions météorologiques peut conduire à des résultats extrêmes.

Les scénarios d'inondation sismique ayant un impact sur la sûreté devraient être étudiés de manière approfondie et des mesures de protection appropriées devraient être prises. En conséquence, des exigences plus strictes devraient être incluses dans le guide ASN n° 13.

Comme indiqué dans l'introduction, il existe dans le cadre réglementaire français le Guide ASN n° 22, publié en 2017, qui contient des règles conformes à WENRA sur les effets naturels. Il serait maintenant nécessaire d'harmoniser le contenu des règles mentionnées, le Guide ASN n° 22 et le Guide ASN n° 13. Dans le cadre de ce rapport, il n'a pas été possible de déterminer de manière définitive si et quand le guide ASN n° 13 sur l'évaluation des dangers météorologiques doit être mis en conformité avec les exigences du guide ASN n° 22, et donc avec les exigences de WENRA.

L'IRSN a évalué dans /IRSN 2012/ la méthodologie utilisée pour déterminer la protection nécessaire du noyau dur ³⁵ contre les submersions externes par EDF. L'IRSN souligne entre autres quelques lacunes, par exemple le niveau de la mer utilisé pour le noyau dur ne présente pas de marges de sécurité suffisantes.

Selon les résultats de l'analyse probabiliste inondation, l'intégration des enseignements post-Fukushima, y compris ceux relatifs à la protection du noyau dur contre les inondations, permet de réduire significativement le risque de fusion du cœur dans les centrales nucléaires françaises. Des tests de l'ASN ont toutefois montré que les mesures prévues ainsi que les équipements prévus à cet effet présentaient un certain nombre de points faibles. /ASN 2022/.

Le cas inévitable d'une inondation complète de longue durée, en particulier sur les sites côtiers, doit être considéré comme une situation d'installation dépassant les limites de conception. Dans une telle situation, l'ensemble de l'infrastructure serait affecté. Le raccordement de la centrale nucléaire au réseau électrique externe serait notamment affecté. Les installations disposent certes d'un certain délai de carence, mais une panne complète de l'alimentation électrique externe et de secours due à l'impossibilité de fournir du gazole entraînerait une situation d'urgence incontrôlable pour la centrale nucléaire.

Sous l'influence d'une telle évolution, qui ne peut être exclue, il convient de prendre des mesures pour assurer la sûreté de l'infrastructure, même dans le cas d'une telle situation de catastrophe. Les exigences en la matière ne figurent pas dans l'ASNR 2025.

– **Commentaires critiques sur les mesures de protection contre les autres effets**

Outre les tremblements de terre et les inondations externes, les autres effets naturels externes tels que le vent (effets directs et projectiles), la grêle et la foudre sont pris en compte.

³⁵HSC - Hardened Safety Core/Noyau dur. Ce système (« système d'urgence ») doit permettre d'équiper toutes les centrales nucléaires françaises pour les protéger contre les agressions externes extrêmes.

Dans le cadre des contrôles de sûreté périodiques, des études ont été menées sur les dommages potentiels causés par des projectiles en cas de vents violents. Des déficits ont été constatés au niveau des tuyauteries d'aspiration de la pompe d'alimentation de secours à l'extérieur des bâtiments, du refroidissement par air des diesels de secours, d'autres tuyauteries des diesels de secours, des conduites de raccordement et des robinetteries entre les réservoirs ASG et SER ainsi que d'autres dispositifs importants pour la sûreté ont été constatés. Ces déficits doivent avoir été éliminés entre-temps, mais aucune information concrète n'est disponible.

Selon /ASN 2016/, EDF conclut que les projectiles déclenchés par des vents violents ne peuvent pas affecter les bâtiments contenant des équipements importants pour la sûreté. Des vitesses de vent allant jusqu'à 200 km/h ont été étudiées, ce qui correspond à une probabilité de dépassement d'environ 10^{-4} par an.

Selon l'état de la science et de la technique, la conception d'une installation contre les effets naturels doit se baser sur des événements de référence qui, compte tenu des incertitudes, doivent présenter une probabilité de dépassement inférieure à 10^{-4} par an. Il n'existe cependant pas de documentation complète et vérifiable pour les actions naturelles à considérer.

- **Commentaires critiques sur les mesures de protection contre les effets civilisateurs**

Selon le Reference Level E5.2 de la WENRA /WENRA 2021/, il convient de prendre en compte les effets liés à la civilisation en plus des effets naturels. Parmi les actions liées à la civilisation, on compte entre autres la chute accidentelle d'un avion. Les hypothèses de charge concrètes relatives à la chute d'avion ne sont pas explicitement présentées dans les Niveaux de référence de WENRA.

Selon /ASN 1980, 2001a/, les centrales nucléaires françaises ont été conçues sur la base d'analyses probabilistes de la fréquence des chutes d'avions, en fonction du site, contre les effets des petits avions civils ("les petits avions civils (aviation générale, de masse inférieure à 5,7 tonnes)").

En ce qui concerne les réacteurs de 1300 MWe, il est précisé que:

"Ces études statistiques conduisent à la conclusion que, dans la mesure où les structures des centrales standard de 1300 MWe sont concernées, le seul risque à prévoir en France est celui résultant de l'accident d'un avion d'aviation générale. Deux types

d'avions d'aviation générale sont pris en compte dans la conception de ces bâtiments :

- Un projectile 'dur' (avec une action principalement perforante) : moteur (0,2 t) de CESSNA 210 moteur unique (1,5 t à 360 km/h) ;
- Un projectile 'mou' (provoquant principalement un choc de l'impact) : LEAR à double action JET (5,7 t à 360 km/h)".

Les exigences actuellement en vigueur en France pour la conception (déterministe) de l'EPR contre les chutes d'avion sont indiquées dans /ASN 2014/ sous forme de fonctions charge-temps (figure 6) :

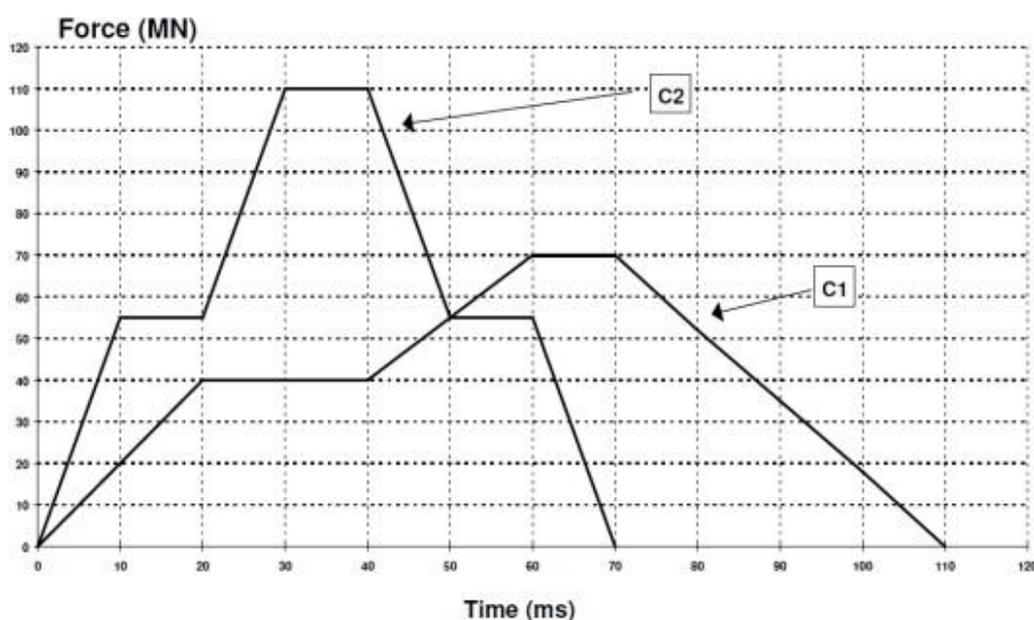


Figure 6 : Fonction charge-temps de la chute d'un avion EPR

Les différentes approches de la conception contre les chutes d'avion dans les centrales nucléaires existantes en France par rapport à l'EPR peuvent être présentées comme suit

- "La RFS (RFS-I.2.a. du 05/08/1980) /ASN 1980/ requiert une évaluation de la fréquence des dommages aux trois fonctions de sûreté principales, pour deux types d'avions (Cessna 210 et Learjet 23) du trafic aérien général. La protection est considérée comme acceptable si la fréquence est inférieure à une valeur déterminée, qui est un objectif probabiliste.
- Les directives techniques /ASN 2014/ exigent une approche déterministe, basée

sur les diagrammes charge-temps C1 et C2 représentant le crash d'un avion militaire. Le bâtiment du réacteur, le bâtiment du combustible et certains bâtiments auxiliaires doivent être conçus contre ces cas de charge".

La conception des installations de 1300 MWe dans la perspective d'une chute d'avion accidentelle repose sur une étude probabiliste datant de l'époque de la construction des installations. Il n'existe aucune indication d'études probabilistes actualisées sur la mise en danger des sites en tenant compte des modifications des mouvements aériens pertinents autour des sites des centrales nucléaires concernées. Des questions subsistent donc quant à l'actualité des hypothèses de charge sur lesquelles repose la conception. Les charges définies lors de la conception initiale n'atteignent clairement pas les exigences déterministes fixées en France pour les nouvelles installations. Ainsi, les installations présentent en principe une faible protection physique contre de telles actions civiles extérieures par rapport aux exigences actuelles pour l'EPR en construction en France.

Les bâtiments importants du point de vue de la sûreté, aussi bien le bâtiment du réacteur que le bâtiment de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles en particulier, ne sont donc que relativement peu conçus pour résister aux effets mécaniques d'une chute d'avion. Si, lors d'un crash d'avion, les parois du bâtiment de la piscine d'entreposage sont percées, cela peut entraîner une perte (totale) d'eau de la piscine d'entreposage. Dans ce cas, le refroidissement des éléments de combustible n'est plus possible. Il peut en résulter des rejets massifs de radioactivité. Il n'est pas possible d'empêcher ces rejets. L'IRSN prévoit de réaliser une expertise sur le risque de chute d'un avion sur le bâtiment de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles /IRSN 2023/.

Si le bâtiment du réacteur est touché, des pièces d'avion pénétrant dans le réacteur ou un incendie de carburant peuvent perturber les installations nécessaires à la sûreté. Si le refroidissement du cœur du réacteur ne peut pas être garanti, il en résulte également une libération massive de radioactivité. Dans ce cas également, une rétention n'est pas possible en raison de la destruction du bâtiment du réacteur. Des rejets importants et précoces sont donc envisageables, ce qui doit être pratiquement exclu selon /EU 2014/. La protection actuelle contre les effets externes ne correspond pas à l'état de la technique déjà réalisé dans les nouvelles installations en France (EPR). Compte tenu du faible niveau de protection de base, il existe donc un risque nettement accru de déroulement d'accident pouvant aller jusqu'à un accident avec des rejets importants et précoces en cas de chute d'avion.

Exigences spécifiques à remplir pour la protection contre les effets externes de la civilisation

- En l'état actuel des connaissances scientifiques et techniques en France, ce sont les exigences de l'ASN 2014 qui sont représentatives pour la démonstration de la sûreté des centrales nucléaires en cas de chute accidentelle d'un avion.
- Dans le cas où la démonstration de la sûreté contre les chutes d'aéronefs se fonde sur une analyse de la fréquence des chutes justifiée par le site, l'actualité de l'analyse des risques correspondante doit être garantie.
- L'évacuation de la chaleur résiduelle du cœur du réacteur et de la piscine des assemblages combustibles doit également être assurée en cas de chute d'avion importante dépassant les limites de conception.

Avec l'attaque de la Russie contre l'Ukraine, des scénarios considérés jusqu'ici comme peu réalistes se sont produits. Le risque d'accidents catastrophiques s'est encore aggravé.

Avec la guerre en Ukraine, les installations nucléaires civiles sont devenues pour la première fois la cible directe et indirecte de conflits armés. La Russie a clairement fait savoir que les règles internationales interdisant les actes de guerre autour des centrales nucléaires ne peuvent être maintenues que tant que tous les acteurs se sentent liés par elles. Dans de tels cas, les installations nucléaires deviennent une menace particulière /BASE 2022/.

Sur une période plus longue, il est plus difficile d'exclure les conflits armés. C'est pourquoi les risques supplémentaires doivent être pris en compte de manière appropriée, notamment

- Crash d'un avion militaire chargé d'armes.
- Utilisation de drones télécommandés chargés d'explosifs.

Des armes plus modernes et plus destructrices que celles présentées jusqu'à présent par les autorités pourraient également tomber entre les mains de terroristes et être utilisées.

4.1.4 Quelles sont les questions issues de la pratique d'exploitation actuelle des centrales nucléaires de 1300 MWe qui sont importantes pour une prolongation de la durée d'exploitation et qui font partie du programme de mise à niveau ?

- **Confinement**

Les enceintes de confinement des tranches de 1300 MWe (séries P4, P'4) sont conçues avec une double paroi (figure 7) : La paroi intérieure en béton précontraint doit résister à la pression d'un incident de fuite (Enceinte interne en béton précontraint), la paroi extérieure en béton armé doit résister aux dangers extérieurs (Enceinte externe en béton armé). Les fuites éventuelles sont captées et traitées dans l'espace en dépression entre les parois (Espace entre enceintes en dépression).

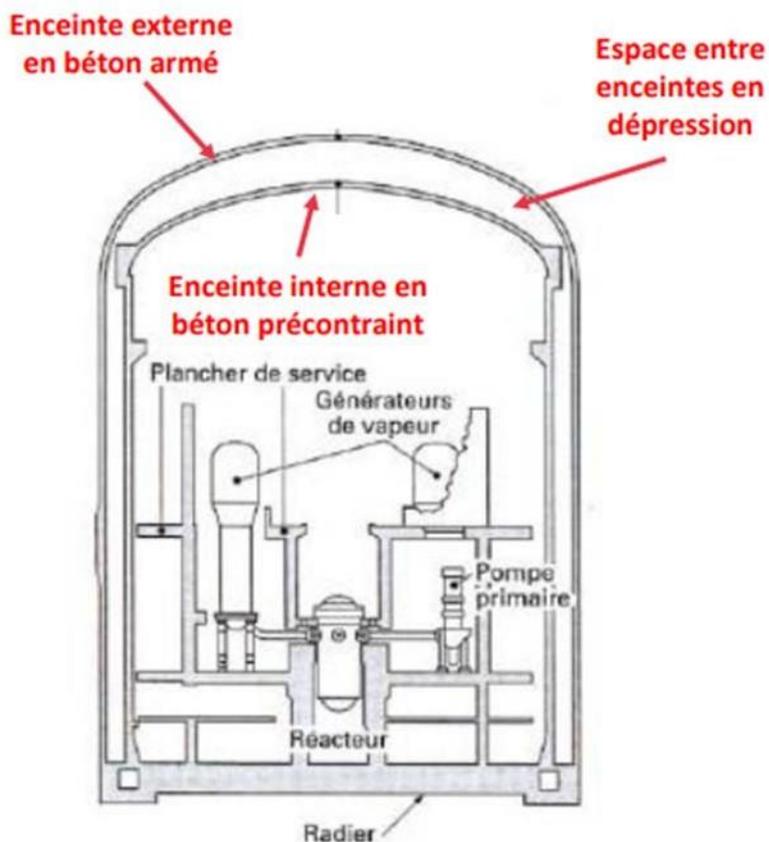


Figure 7 : Principe de confinement d'une centrale nucléaire de 1300 MWe (source : /IRSN 2023c/)

La pression de conception de l'enceinte de confinement est de 5 bar_{abs}. Dans l'espace entre le confinement intérieur et le confinement extérieur en béton, une dépression est créée par le système de dépression de confinement EDE pour retenir la radioactivité. L'étanchéité du confinement est contrôlée dans le cadre des contrôles de sûreté décennaux. L'étanchéité des pénétrations du confinement (tuyauteries, etc.) est obtenue en cas d'incident par la fermeture du bâtiment (fermeture des vannes d'arrêt double, ITS).

Les câbles utilisés pour la précontrainte des enceintes de confinement sont comprimés avec du mortier de ciment et ne peuvent donc pas être retendus, et les phénomènes irréversibles affectent d'autant plus les structures. C'est pourquoi un programme de surveillance spécial a été mis en place afin d'obtenir les données nécessaires sur le comportement et les modifications des structures. Il permet de vérifier si le taux de fuite et la précontrainte résiduelle répondent aux critères de sûreté pendant la durée de vie prévue de l'installation, qui était initialement de 40 ans. Ce programme sera complété par des études de recherche et de développement afin d'améliorer la compréhension des phénomènes et d'établir des modèles de prédiction du comportement du béton précontraint. Les résultats obtenus jusqu'à présent devraient montrer que le comportement est généralement satisfaisant /IRSN 2023c/.

La reprise de charge du béton est essentiellement déterminée par le processus de fluage du béton. Le déroulement et l'ampleur du fluage sont influencés non seulement par la charge et l'âge du béton, mais aussi par le volume de la pâte de ciment et le rapport eau/ciment. D'autres paramètres sont l'humidité de l'air, la géométrie de la section de l'élément de construction, la vitesse de durcissement du ciment et la résistance à la compression du béton.

Lors du calcul d'éléments en béton précontraint, le fluage du béton est un paramètre important dont il faut tenir compte, car la précontrainte entraîne toujours de grandes contraintes de compression du béton. Les allongements de fluage qui en résultent pour l'élément en béton précontraint réduisent l'allongement de l'acier de précontrainte et, par conséquent, la force de précontrainte.

Des études de prévision de la durée de vie indiqueraient que deux ou trois enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe pourraient tomber en dessous du niveau acceptable de la contrainte résiduelle minimale après une période d'exploitation de 40 ans.³⁶ Dès le moment de la construction, les structures en béton armé peuvent commencer à se dégrader sous l'effet de facteurs environnementaux (par ex. température, humidité et charges cycliques). La durée de vie d'un composant prend fin lorsqu'il ne peut plus répondre à ses exigences fonctionnelles et de performance, lorsqu'il devient obsolète ou lorsque les coûts d'entretien deviennent excessifs.

³⁶Prestress losses in NPP containments - The EDF experience, Conference : Joint WANO/OECD-NEA workshop on pre-stress loss in NPP containments, Poitiers (France), 25-26 Aug 1997

Parmi les principaux mécanismes (facteurs) qui, dans des conditions défavorables, peuvent entraîner une détérioration prématurée des structures en béton armé, on trouve ceux qui affectent le béton ou les matériaux de renforcement de l'acier (armature ou précontrainte).

L'une des formes de dommages les plus fréquentes sur les éléments de construction en béton armé est la corrosion du béton, qui a souvent des conséquences graves sur la stabilité et la capacité d'utilisation des éléments³⁷. Les dommages aux ouvrages en béton sont³⁸ également dus, entre autres, à des erreurs dans la mise en œuvre du béton.

La résistance et l'insensibilité des matériaux, des sections et des éléments de construction d'un ouvrage aux influences de l'environnement dépendent d'une part du type et de l'intensité de l'attaque et d'autre part des propriétés du béton. Lors de la conception d'un ouvrage, l'aspect de la durabilité doit être dûment pris en compte afin de garantir l'aptitude au service à long terme (figure 8).

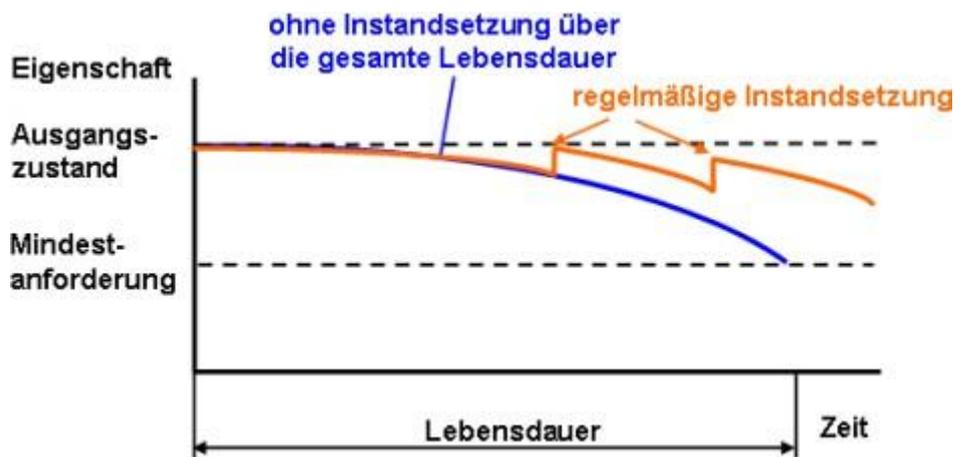


Figure 8 : Influence des mesures de réparation sur la durabilité /Source : UBW 2020/

³⁷Par corrosion du béton, on entend des modifications de la surface du béton qui, après une longue période d'exposition sans entrave, peuvent avoir une influence considérable sur la stabilité du conteneur. Lors de l'évaluation d'une fissure dans le béton, il convient de faire la distinction entre les fissures purement superficielles et les fissures de séparation. Les premières ne représentent pas un danger pour la construction de l'élément de construction, mais mettent souvent en péril la protection anticorrosion de l'armature, qui n'est garantie que par un revêtement en béton intact. Les fissures de séparation, qui traversent une grande partie de l'ouvrage, n'assurent plus la transmission des forces nécessaires à la stabilité.

³⁸Voir à ce sujet entre autres les déclarations sur le déroulement de la construction de l'EPR finlandais d'Olkiluoto, https://de.wikipe- dia.org/wiki/Kernkraftwerk_Olkiluoto

Malgré la constatation susmentionnée dans /IRSN 2023c/, l'IRSN explique également que le vieillissement entraîne par exemple un gonflement du béton ou une corrosion des armatures. Il est par ailleurs fait référence à la nécessité d'identifier et de suivre les différents mécanismes de vieillissement dans le cadre des processus de maintenance. Des données détaillées relatives aux installations concernant les processus de vieillissement du béton dans la zone de confinement n'ont pas été mentionnées dans /IRSN 2023c/ et ne sont pas non plus disponibles.

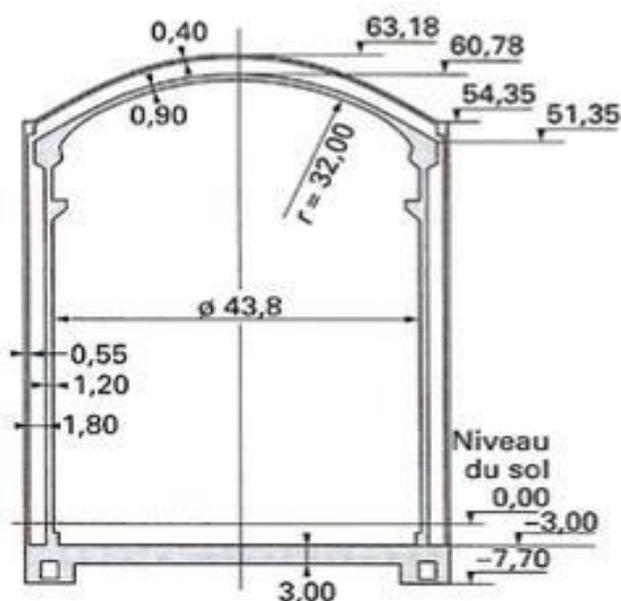


Figure 9 : Dimensions principales du confinement (source /COS 1997/)

Selon /COS 1997/, le radier des réacteurs de 1300 MWe est constitué de béton armé traditionnel et doit seulement être étanche en cas d'accident. Le volume libre intérieur est d'environ 70.000 m³ contre environ 90.000 m³ pour l'EPR. Le radier de l'EPR est quant à lui conçu pour résister aux contraintes d'un accident de fusion du cœur, ce qui n'est pas le cas des réacteurs de 1300 MWe. Cela devrait changer avec le rééquipement des réacteurs de 1300 MWe, qui devraient eux aussi pouvoir supporter à l'avenir les charges résultant d'un accident de fusion du cœur. L'IRSN fait état d'études approfondies sur le comportement de différents types de béton sous l'effet de la fusion du cœur /IRSN 2013/. Du côté d'EDF, l'objectif du rééquipement est de stabiliser la fusion du cœur dans une mesure telle qu'une rupture du radier soit empêchée /EDF 2022/. La question de savoir dans quelle mesure les radiers réalisés dans les 1300 MWe conviennent à cet effet nécessite des analyses supplémentaires /IRSN 2023d/. Les surfaces

des radiers des réacteurs de 1300 MWe sont, entre autres, traitées par silicification de haute qualité. Dans ce cas, les agents de traitement pénètrent en profondeur dans le béton de la dalle de base afin de renforcer la matrice de béton et de consolider durablement le béton. Dans ce contexte, l'IRSN renvoie également aux analyses qui doivent encore être effectuées sur les bétons "très silicatés", afin de pouvoir tirer des conclusions définitives sur la stabilité des radiers en situation de fusion du noyau.

Un autre problème concernant l'évaluation de la durée de vie des enceintes de confinement des centrales de 1300 MWe en France est signalé dans /EDF 2012/. Il est expliqué que certaines installations pourraient avoir des difficultés à remplir les critères de l'épreuve d'étanchéité décennale sans autres mesures supplémentaires.

La stratégie d'EDF consiste désormais, premièrement, à effectuer des travaux de réparation et de renforcement pour maintenir l'étanchéité des parois internes et, deuxièmement, à lancer un programme d'essais avec le soutien de la R&D afin d'améliorer le système de contrôle des fuites et de mieux évaluer la résistance de l'enceinte de confinement dans des conditions accidentelles graves.

EDF espère ainsi obtenir les marges nécessaires concernant la démonstration de l'étanchéité de l'enceinte de confinement à double paroi sur la durée de vie prévue des installations.

Une évaluation complète de tous les facteurs influençant la fonction de confinement

- pour un fonctionnement sûr au-delà de 40 ans (LTE) ainsi que
- pour le transfert des charges résultant d'un accident de fusion nucléaire

en tenant compte des faits mentionnés ci-dessus n'existe pas encore.

- **Cuve sous pression du réacteur**

En ce qui concerne la cuve du réacteur, EDF est confiant dans sa capacité à démontrer une prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans. Dans tous les cas, l'augmentation de la température d'injection de sécurité reste une option pour garantir les marges nécessaires à cet effet /EDF 2012/. D'autres mesures visant à limiter la fragilisation sont discutées et proposées par l'IRSN afin d'assurer une exploitation au-delà de 40 ans /IRSN 2023a/.

- **Dommages importants pour la sûreté dans le système d'injection de sécurité des centrales nucléaires françaises**

Dans de nombreuses tranches de réacteurs français, des fissures ont été constatées sur des soudures dans les systèmes d'alimentation de sécurité (figure 10).

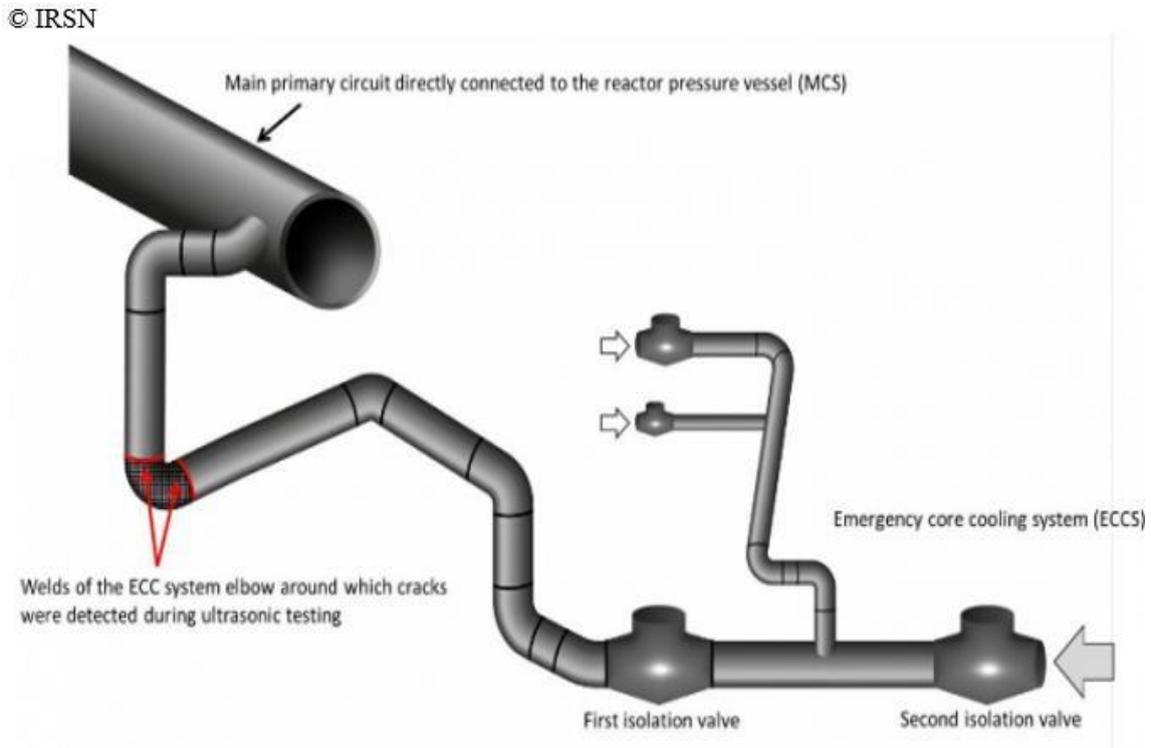


Figure 10 : Emplacement des tronçons de tuyauterie présentant des défauts

Les dommages ont été constatés pour la première fois dans le cadre des contrôles de sûreté décennaux du réacteur à eau pressurisée de Civaux-1.

Selon EDF, sont particulièrement sensibles au phénomène de corrosion (situation en août 2022)

- les conduites du système d'injection de sécurité, qui se trouvent dans la branche froide, et les conduites d'aspiration du système de post-refroidissement des réacteurs de type N4 (respectivement deux unités de 1.450 MW à Chooz B et Civaux) ;
- les lignes du système d'alimentation de sécurité situées dans la branche froide des réacteurs de type P'4 (au total douze tranches de 1.300 MW sur les sites de Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent-sur-Seine et Penly).

Les systèmes correspondants des réacteurs de type P4 (1 300 MW) et des réacteurs de 900 MW sont, en l'état actuel des connaissances, peu sensibles à cette forme de corrosion fissurante. La stratégie de contrôle prévoit donc de donner la priorité aux réacteurs de type N4 et P'4.

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a informé le 07.03.2023 d'une déclaration actualisée de l'exploitant EdF concernant de nouvelles constatations de corrosion sous contrainte dans la tranche 3 de la centrale nucléaire de Cattenom ainsi que dans les centrales nucléaires de Civaux, Chooz B et Penly. Dans le cadre de l'avancement des investigations, une fissure a été découverte dans la tranche 1 de la centrale nucléaire de Penly, qui se trouve - comme dans les autres réacteurs concernés - à proximité d'une soudure d'une tuyauterie du système d'alimentation de sécurité. Contrairement aux fissures trouvées jusqu'à présent, celle-ci se situe dans l'une des branches chaudes du réacteur. Jusqu'à présent, EdF estimait que les conduites situées dans les branches froides étaient particulièrement sensibles au phénomène de corrosion.

De plus, la fissure découverte dans le bloc 1 de la centrale nucléaire de Penly est nettement plus profonde que toutes les autres fissures découvertes jusqu'à présent : Elle s'étend sur 155 mm, ce qui correspond à environ un quart de la circonférence de la conduite ; sa profondeur maximale est de 23 mm pour une épaisseur de paroi de 27 mm.

La présence d'une fissure de cette dimension ne permet plus de démontrer la résistance de la tuyauterie, selon l'ASN. Toutefois, la démonstration de sûreté du réacteur prend en compte la rupture de cette tuyauterie. Cela signifie que l'installation est conçue de manière à garantir le refroidissement du cœur du réacteur même en cas de rupture d'une telle conduite.

L'autorité de surveillance a classé la découverte de Penly-1 comme INES événement 2 en raison de la probabilité accrue d'une rupture de conduite et des conséquences possibles pour la sûreté. Les fissures dans les autres réacteurs mentionnés au début ont été catégorisées comme événement INES 1.

L'ASN a annoncé le 16 mars 2023³⁹ qu'EdF avait présenté une révision de la stratégie de contrôle et de réparation que l'exploitant avait soumise en décembre. Cette révision doit être considérée à la lumière des dernières découvertes de fissures sur les soudures, notamment celle de Penly-1.

⁽³⁹⁾ L'ASN précise ses attentes sur la stratégie de contrôle d'EDF face au phénomène de corrosion sous contrainte (CSC), Publié le 16/03/2023

Une fissure particulièrement longue et profonde a été découverte dans une conduite qui n'était jusqu'à présent pas considérée comme sujette à la corrosion sous contrainte ; la soudure concernée avait toutefois été réparée à deux reprises lors de la construction du réacteur⁴⁰. En outre, l'examen de sections de conduites déjà découpées a également révélé deux fissures dont la structure laisse supposer qu'elles sont dues à des fissures de fatigue thermique.

– **Pertinence des dommages pour la sûreté**

Si les fissures atteignent une certaine taille en fonctionnement continu, une fuite ou une rupture de l'une des conduites concernées peut se produire, notamment en cas de charge mécanique supplémentaire. Comme il existe une liaison directe entre l'emplacement des fissures et le circuit primaire, il se produirait alors un incident de perte de réfrigérant.

Il est possible d'imaginer des scénarios dans lesquels des charges mécaniques agissent simultanément sur toutes les lignes concernées du système d'alimentation de sécurité, par exemple en cas de séisme majeur. Si, dans un tel cas, plusieurs de ces lignes devaient être arrachées en même temps, des dommages au cœur, voire une fusion du cœur, ne pourraient être évités que si d'autres mesures d'urgence pour le refroidissement du réacteur pouvaient être mises en œuvre avec succès.

La fissure découverte dans la tranche 1 de la centrale nucléaire de Penly est nettement plus profonde que toutes les autres fissures détectées jusqu'à présent : Elle s'étend sur 155 mm, ce qui correspond à environ un quart de la circonférence de la conduite ; sa profondeur maximale est de 23 mm pour une épaisseur de paroi de 27 mm. Cette fissure a été découverte dans une conduite qui, jusqu'à présent, n'était pas considérée comme sujette à la corrosion fissurante. Avec cette configuration de fissure, la résistance de la canalisation ne peut plus être démontrée selon l'ASN.

Les causes possibles des fissures sont la fatigue thermique, la corrosion par fissuration sous contrainte et les vibrations gênantes. Les dommages dus aux vibrations mécaniques et aux pulsations doivent être évités dans la mesure du possible dès la phase de planification et de montage par des mesures préventives. Les résultats existants nécessitent une réparation appropriée.

⁴⁰<https://www.powerinfotoday.com/europe/civaux-1-2-france/>

Dans le cadre du rééquipement des réacteurs de 1300 MWe, la situation décrite ci-dessus doit être clarifiée et résolue de manière définitive. Une exigence correspondante figure dans /ASNR 2025/. Il convient de souligner une fois de plus qu'une clarification complète des causes est nécessaire comme base d'une stratégie de réparation.

- **Inondations internes aux centrales nucléaires du Blayais et de Fessenheim /IRSN 2015b/**

"Les deux événements qui se sont produits aux centrales nucléaires de Fessenheim (avril 2014) et du Blayais (mars 2014) ont révélé une certaine faiblesse des bâtiments électriques des réacteurs nucléaires vis-à-vis des risques d'inondation interne, malgré les mesures de protection mises en œuvre pour s'en prémunir. Ces événements ont également montré que la documentation de sûreté fixant les exigences en matière d'étanchéité des ouvertures était incomplète et soulignait les limites du programme de maintenance préventive. EDF a donc entrepris d'améliorer la documentation de sûreté et les programmes de maintenance pour mettre ses installations en conformité. Suite à l'examen technique de l'IRSN, EDF a défini un plan d'action visant principalement à s'assurer que les informations contenues dans la base de données relative aux ouvertures soumises aux exigences d'étanchéité étaient exhaustives et conformes, à réaliser des inspections des ouvertures et à rectifier les éventuels défauts de conformité détectés. EDF va également mettre à jour son programme de maintenance.

Elle a entrepris de mettre à jour sa documentation de sûreté, d'inspecter et de corriger tout manque de conformité concernant les ouvertures de tous les bâtiments des centrales nucléaires pour l'ensemble de son parc de réacteurs. Toutes les lacunes de conformité concernant les bâtiments électriques des réacteurs de 900 MW devraient être éliminées d'ici 2016. Ce travail devait se poursuivre jusqu'en 2018 pour les autres bâtiments des réacteurs de 900 MW et pour les bâtiments des réacteurs de 1300 et 1450 MW."

Dans le cadre de la mise à niveau des réacteurs de 1300 MWe, la situation décrite ci-dessus doit être clarifiée et résolue de manière définitive.

- **Déficits dans la sécurité sismique des générateurs diesel de secours dans les réacteurs des centrales de 1300 MWe**

Le 20 juin 2017, EDF a déclaré à l'ASN un événement significatif de sûreté de niveau 2 sur l'échelle INES relatif à l'indisponibilité potentielle des générateurs diesel de secours des réacteurs 1300 MWe en cas de séisme. L'IRSN constate /IRSN 2017/ qu'un séisme de niveau SMS⁽⁴¹⁾ (voire SMHV⁽⁴²⁾), associé à une perte potentielle d'alimentation électrique externe, pourrait conduire à terme à une fusion du cœur du réacteur. L'enceinte de stockage du combustible usé serait également touchée /IRSN 2017/.

- Un événement significatif affectant le générateur diesel d'urgence sur le Civaux, Gravelines et Paluel NPPs⁴³

Un événement significatif de sûreté nucléaire concernant un défaut de tenue au séisme des tuyauteries des groupes électrogènes diesel de secours des centrales de Civaux, Gravelines et Paluel a été classé au niveau 2 de l'échelle INES par l'ASN.

Chaque réacteur dispose de deux groupes électrogènes diesel de secours, qui fournissent une alimentation électrique redondante à certains systèmes de sûreté en cas de perte de la puissance électrique hors site, plus notamment dans le sillage d'un séisme. L'événement significatif concerne un risque d'endommagement des canalisations en raison de leur contact potentiel avec les structures de génie civil des groupes électrogènes diesel de secours en cas de tremblement de terre. Ces dommages pourraient entraîner la rupture de ces conduites et la défaillance des groupes électrogènes diesel de secours.

EDF a initialement détecté cet écart à la fin du mois d'octobre 2018 sur l'un des deux groupes électrogènes diesel d'urgence des réacteurs 2 et 3 du NPP du Tricastin. Le 6 mai 2019, EDF a informé l'ASN que, suite à une caractérisation, elle concernait également les deux groupes électrogènes diesel d'urgence des réacteurs des PNR de Civaux, Gravelines et Paluel ainsi qu'un des deux groupes électrogènes diesel d'urgence des réacteurs des PNR de Fessenheim, Cruas, Saint-Laurent-des-eaux et Nogent, du réacteur 3 du PNR de Dampierre, des réacteurs 2 et 3 du PNR du Tricastin et du réacteur 1 du PNR du Blayais.

⁴¹SMS - "Safe Shutdown Earthquakes" (Séismes majorés de sécurité - SMS)

⁴²SMHV - "Séismes Maximaux Historiquement Vraisemblables"

⁴³Note d'information ASN, publiée le 14/05/2019

Des réparations ont été effectuées sur les réacteurs concernés, à l'exception d'un groupe électrogène diesel de secours pour le réacteur 4 de la centrale de Paluel, qui est actuellement à l'arrêt. Cette anomalie sera corrigée avant le redémarrage du réacteur. L'ASN vérifie, notamment au cours de ses inspections, que ces réparations sont réalisées de manière satisfaisante. »

Dans le cadre du rééquipement des réacteurs de 1300 MWe, la situation décrite ci-dessus aurait déjà été résolue. L'ASNR devrait confirmer que tous les travaux de renforcement sismique des installations de secours des réacteurs de 1300 MWe ont été réalisés dans le respect des normes de qualité.

- **Remplacement nécessaire des générateurs de vapeur**

Il est prévu d'installer de nouveaux générateurs de vapeur dans toutes les centrales nucléaires de 1300 MWe /EDF 2005/.

La rupture d'au moins un des tubes d'un générateur de vapeur (GV) doit pouvoir être maîtrisée de manière fiable par le système de sécurité en place. En cas d'autres défaillances supposables dans le déroulement de l'incident, il existe en principe le risque d'atteindre une situation d'accident pouvant aller jusqu'à un état de fusion du cœur. En conséquence, il convient d'éviter préventivement des dommages importants dus à la corrosion sur les tubes de GV en service. Dans ce sens, il convient d'éviter à titre préventif les modes de fonctionnement susceptibles d'entraîner des états de corrosion sur les tubes de GV. Les états de corrosion ou les impuretés à l'origine de la corrosion dans les générateurs de vapeur sont toutefois inhérents au système et ne peuvent donc pratiquement pas être exclus.

La Commission allemande de sûreté des réacteurs constate, en ce qui concerne la situation des dommages sur les tubes dans les générateurs de vapeur, que "le mécanisme de dommage de la corrosion fissurante sous contrainte permet en principe une progression rapide des fissures. Dans ce contexte, il ne peut être exclu que le mécanisme d'endommagement de la corrosion sous contrainte puisse entraîner des fissures locales traversant les parois au cours d'un cycle d'exploitation". /RSK 2019/

C'est pourquoi il faut également mettre en œuvre des stratégies de prévention de la corrosion pour les "nouveaux" générateurs de vapeur déjà en service dans les réacteurs de 1300 MWe en France et démontrer l'absence de fissures induites par la tension sur les tubes de chauffage des générateurs de vapeur pendant la période d'exploitation prévue.

Les générateurs de vapeur, en tant qu'interface entre le circuit primaire et le circuit secondaire, jouent en outre un rôle important dans le confinement des substances radioactives, notamment en cas d'accident (voir également les explications au chapitre 4.1.2). Les tubes de générateur de vapeur rompus en cas d'accident représentent un risque de séquences de contournement de l'enceinte de confinement. De telles situations sont pratiquement exclues.

4.2 Délai de mise en œuvre des mesures de mise à niveau nécessaires

L'IRSN indique d'ores et déjà dans /IRSN 2023/ qu'il ne sera pas possible de réaliser l'ensemble des modifications du RP4 1300 pendant les périodes d'arrêt pour les visites décennales des réacteurs. Actuellement, il est signalé que les installations de 900 MWe rencontrent également d'importants problèmes de calendrier pour la réalisation des programmes de mise à niveau. On peut donc se demander si les programmes de rééquipement prévus seront réalisés dans les délais prévus et nécessaires pour garantir la sûreté des installations.

Il a manifestement été reconnu que les rééquipements nécessaires à la réalisation des prescriptions de l'ASNR pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs de 1300 MWe ne peuvent pas être entièrement réalisés pendant les périodes d'arrêt de la 4^{ème} inspection décennale. C'est pourquoi les prescriptions de l'ASNR prévoient d'ores et déjà des délais de réalisation pouvant aller jusqu'à 4 ans après la 4^e inspection décennale ("**Au plus tard lors du 4^e arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la 4^e inspection décennale**"). Par ailleurs, il est également possible, en cas de difficultés particulières, de reporter la correction des écarts sur demande auprès de l'ASNR.

Il n'est donc pas clair à quelle date les réacteurs de 1300 MWe disposeront effectivement du niveau de sûreté prévu pour une prolongation de la durée d'exploitation. Il faudrait décider de ne permettre l'exploitation au-delà de 40 ans qu'une fois que toutes les mesures de mise à niveau nécessaires auront été réalisées et testées.

Un tel état transitoire "ancienne/nouvelle" installation sur une période de plusieurs années n'est pas admissible du point de vue de la sûreté, car il peut entraîner des risques élevés. Voici quelques exemples

- Modifications constantes des règles de fonctionnement,

- Exigences de formation continue pour le personnel,
- Fonctionnement en parallèle de la technique de contrôle analogique et numérique,
- etc.

4.3 Autres positions attendues de l'ASNR sur la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires

L'ASNR souhaite encore s'exprimer en 2025 sur différentes questions relatives aux prescriptions de l'ASNR. Cela concerne notamment

- Les problèmes de vieillissement du confinement ("Prestress losses in 1300 MWe Containments")
- La mise en œuvre des niveaux de référence de WENRA pour les impacts externes (niveau TU)
- L'exhaustivité de la liste des actions (internes et externes) appliquées lors de la conception.
- La conception et les exigences de qualité concernant le nouveau SSC pour le noyau dur
- Conception du récupérateur de corium

5 Connaissances sur les possibilités et les limites d'un rééquipement des anciens réacteurs nucléaires pour atteindre le niveau de sûreté actuel, tel qu'il est défini par exemple par les exigences posées pour l'EPR.

- La protection des personnes et de l'environnement contre les effets nocifs des rayonnements ionisants doit être garantie de manière conséquente, qu'il s'agisse d'une ancienne ou d'une nouvelle centrale nucléaire. La sûreté des centrales nucléaires ne peut pas être à double tranchant par rapport à la protection des personnes et de l'environnement. Si une ancienne centrale nucléaire ne peut pas être modernisée conformément aux exigences de protection actuellement en vigueur, la seule conséquence est l'arrêt de cette installation.
- En ce qui concerne l'impact de l'évolution climatique due à l'homme sur la sûreté des centrales nucléaires, il convient actuellement de prendre en compte les

changements prévisibles de cet impact jusqu'en 2050 au moins lors de l'évaluation de la sûreté des anciens réacteurs, en particulier dans le cas d'une prolongation prévue ou déjà pratiquée de leur durée de vie.

- Les concepts de sûreté des anciennes centrales nucléaires en service reposent sur un état des connaissances en matière de sûreté des réacteurs qui a été appliqué à partir du milieu des années 1960 jusqu'à la fin des années 1970. Les connaissances et les conclusions de l'accident de réacteur de Three Mile Island (1979), de la catastrophe de Tchernobyl (1987), de l'attentat du 11 septembre à New York (2001) et de la catastrophe de Fukushima (2011), qui ont à chaque fois conduit à un renforcement considérable des exigences de sûreté existantes, n'ont donc pas pu être prises en compte dans la conception technique de sûreté de ces installations, mais constituent désormais la référence pour un standard de sûreté à atteindre pour les centrales nucléaires qui sont actuellement construites ou qui doivent continuer à fonctionner au-delà de leur durée de vie initiale.
- Pour les anciennes centrales nucléaires, qui sont maintenant en service depuis environ 40 ans et plus, on constate parfois de nettes divergences par rapport aux exigences actuelles en ce qui concerne la conception technique des systèmes, comme la redondance des systèmes de sûreté, leur séparation spatiale, leur qualification sismique ainsi que la conception contre les effets transversaux tels que les tuyauteries battantes, les inondations internes ou les incendies. Les effets externes tels que les tremblements de terre, les inondations ou les chutes d'avion ne sont pas systématiquement pris en compte dans la conception. Cela concerne également la nécessité de prouver la robustesse de l'installation en cas d'effets externes dépassant le cadre de la conception.), car le changement climatique actuel, provoqué par l'homme, renforce déjà nettement les évolutions prévues à l'époque en ce qui concerne la fréquence et l'intensité des effets météorologiques.
- Les déficits de conception des anciennes centrales nucléaires ne peuvent pas tous être comblés par des rééquipements : une grande partie des normes de sûreté sont déjà fixées lors de la conception de la centrale nucléaire et ne peuvent plus être modifiées par des rééquipements. Le respect des normes de sûreté actuelles nécessiterait en pratique la construction complète d'une nouvelle centrale nucléaire. Les différences qui ne peuvent pas être éliminées concernent notamment la protection contre les influences externes et les risques terroristes ainsi que la prévention insuffisante contre les incidents dépassant le dimensionnement. Les anciennes centrales nucléaires ne peuvent donc pratiquement pas être mises au niveau des nouvelles.

De nouveaux risques, résultant du terrorisme et des conséquences climatiques, sont apparus,

- Aucun pays au monde n'a jusqu'à présent modernisé ses anciennes centrales nucléaires pour atteindre le niveau scientifique et technique représenté par le réacteur européen à eau pressurisée EPR. Les objectifs de mise à niveau des centrales nucléaires françaises s'orientent explicitement vers l'EPR. Des rééquipements décisifs, coûteux et techniquement difficiles, comme l'installation d'un récupérateur de corium ou d'un système similaire pour maîtriser les phénomènes de fusion du cœur, n'ont toutefois pas encore été mis en œuvre. De plus, les points faibles élémentaires des concepts de sûreté dépassés n'ont pas pu être éliminés jusqu'à présent par des rééquipements. Il n'est pas certain non plus que la France puisse satisfaire à son exigence de mise à niveau scientifique et technique. Il faut partir du principe qu'il existe toujours une différence entre le niveau de sûreté des réacteurs les plus anciens et celui des réacteurs les plus récents. Le risque d'un accident de fusion du cœur non maîtrisable ne peut donc pas être exclu pour les anciens réacteurs.
- En raison de l'augmentation de la température moyenne mondiale, le changement climatique modifie la gravité et la fréquence des phénomènes météorologiques, tels que les températures extrêmes, les périodes de fortes pluies, les vents violents et les augmentations importantes du niveau de la mer. Ces changements devraient s'intensifier à court et à long terme. L'un des défis du changement climatique est que les observations et les modèles de prévision antérieurs perdent en fiabilité au fur et à mesure que le climat change et que les conditions deviennent plus extrêmes. Les évaluations de la sûreté en cas de prolongation de la durée d'exploitation doivent tenir compte de cette évolution.
- L'élévation du niveau de la mer est un effet important du changement climatique. Sur les côtes françaises, belges et néerlandaises, l'élévation du niveau global de la mer est estimée à au moins 1 mètre d'ici 2100. L'élévation du niveau de la mer modifie la dynamique des inondations et augmente la probabilité d'événements graves.
- Les risques météorologiques et climatiques peuvent affecter directement une centrale nucléaire, mais les conséquences individuelles peuvent être tout aussi importantes, soit parce qu'elles affectent les environs ou limitent l'accès à la centrale, soit parce qu'elles l'excluent totalement pour une durée indéterminée (par exemple, des incendies de forêt ou des inondations prolongées), soit parce qu'elles

provoquent des problèmes en cascade à partir d'une autre source (par exemple, une rupture de barrage en amont), soit parce qu'elles affectent le réseau électrique (par exemple, des interruptions dues à la chute d'arbres), avec des conséquences sur l'approvisionnement en électricité en dehors du site et/ou sur l'électricité produite par la centrale. Après un glissement de terrain ou une inondation des voies d'accès, il peut être difficile, voire impossible, d'accéder à l'installation concernée. De plus, les débris peuvent bloquer les entrées d'eau nécessaires au refroidissement de la centrale. Ce refroidissement est essentiel pour la sûreté, car la perte de la source froide peut entraîner une fusion du cœur et donc un accident nucléaire.

- La guerre en Ukraine a montré que les centrales nucléaires, qui sont essentielles pour l'infrastructure énergétique d'un pays, peuvent être la cible d'attaques militaires. Et ce, malgré les accords internationaux qui visent à empêcher toute attaque contre des installations industrielles particulièrement dangereuses. Les centrales nucléaires sont certes conçues pour résister aux influences extérieures (tremblements de terre, inondations, crash d'avion, etc.), mais les actes de guerre sur le site du réacteur et les tirs sur les bâtiments situés sur le site de la centrale, ainsi que la destruction délibérée du raccordement au réseau ne font pas partie de la conception ni des analyses de sûreté d'une centrale nucléaire. La guerre en Ukraine a toutefois montré que de tels effets sur une centrale nucléaire sont possibles dans un conflit armé. Étant donné que les effets de la guerre n'ont pas été pris en compte lors de la conception et qu'ils n'ont pas été étudiés dans le cadre d'analyses de sûreté et de risques, une grande vulnérabilité et une grande sensibilité aux perturbations sont probables ou du moins possibles. Cela reste vrai même si aucun des deux belligérants n'a l'intention directe de détruire le réacteur.
- En cas d'accident d'avion grave, dépassant massivement le dimensionnement actuel des centrales nucléaires contre les chutes d'avion, on ne peut pas exclure une défaillance de l'enceinte de confinement et un endommagement des structures internes du bâtiment situé en dessous. Il n'est pas non plus exclu que le système de refroidissement du réacteur ou les piscines de combustible soient endommagés. Dans le pire des cas, cela pourrait conduire à un accident majeur de perte de refroidissement avec libération de substances radioactives dans l'environnement. En cas d'endommagement ou de défaillance des systèmes de refroidissement de secours redondants, un accident de fusion du cœur ne peut plus être exclu.
- Les mesures de sûreté peuvent certes réduire la probabilité d'un accident de

fusion du cœur provoqué intentionnellement ou la probabilité de réussite d'une action de sabotage, mais elles ne peuvent pas exclure par principe de telles actions.

6 Evaluation synthétique de l'état de la sûreté des réacteurs de 1300 MWe en France à la lumière des prescriptions de l'ASNR pour leur mise en conformité

En France, la durée de vie des réacteurs nucléaires n'est pas limitée dans les autorisations respectives. L'autorité compétente décide de la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire au-delà de la durée d'exploitation prévue de 40 ans, pour une période initiale de 10 ans (Lifetime Extension - LTE), sur la base des résultats d'un réexamen périodique de la sûreté, effectué tous les 10 ans.

A l'époque de la conception des réacteurs P4 et P'4, au début des années 1970, les exigences en matière de sûreté des centrales nucléaires étaient nettement moins élevées qu'aujourd'hui. Par conséquent, on constate pour ces réacteurs de nettes différences par rapport aux exigences actuelles, notamment en ce qui concerne la conception technique des systèmes, comme la redondance des systèmes de sûreté, leur séparation spatiale, leur qualification sismique ainsi que la conception contre les effets internes transversaux tels que les tuyauteries battantes, les inondations internes ou les incendies. Les effets externes tels que les tremblements de terre, les inondations ou les chutes d'avion ne sont pas systématiquement pris en compte dans la conception. Cela concerne également la preuve de la robustesse des fonctions importantes en matière de sûreté en cas d'effets externes dépassant le cadre de la conception de l'installation. Après l'accident de réacteur de Fukushima Dai-ichi, au Japon, les effets transfrontaliers d'origine météorologique revêtent une grande importance, car le changement climatique actuel, provoqué par l'homme, renforce déjà nettement les évolutions prévues concernant la fréquence et l'intensité des effets d'origine météorologique.

Après les accidents survenus dans le réacteur américain de Three Mile Island, dans le réacteur de Tchernobyl en Ukraine et dans la centrale nucléaire japonaise de Fukushima Dai-ichi, les exigences relatives au concept de défense en profondeur (Defence-in-Depth Concept) ont été considérablement développées. Les exigences relatives à la maîtrise des incidents (niveau de sûreté 3) ont notamment été renforcées. En outre, le concept de sûreté a été complété par d'autres mesures, les mesures d'urgence internes à l'installation, à un quatrième niveau de sûreté.

Malgré toutes les précautions prises lors de la conception, de la construction et de l'exploitation des centrales nucléaires en France, l'ASN constate également que des accidents graves avec rejets dans l'environnement ne peuvent pas être exclus pour les centrales nucléaires en service. Il reste donc un risque qu'il convient toutefois de réduire nettement, en accord avec les objectifs de sûreté de l'EPR, en procédant aux rééquipements nécessaires pour améliorer la sûreté des centrales nucléaires en service, condition préalable à une prolongation de leur durée de vie.

Dès 2003, l'ASN a indiqué que même les derniers réacteurs français de type N4 mis en service ne seraient plus autorisés en France en raison de leur niveau de sûreté insuffisant.

Dans cette déclaration de l'autorité française ASN⁴⁴ du 07.07.2010 sur la sûreté des futures centrales nucléaires, on peut lire notamment ceci : "En 2003, le directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection a déclaré à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques (OPECST) : "Il est évident que nous attendons des exigences de sûreté plus ambitieuses pour le réacteur EPR par rapport à la génération précédente de réacteurs. Je peux le préciser de manière plus directe : nous n'autoriserions plus la construction d'un réacteur N4⁴⁵".

L'ASN a également précisé que les exigences de sûreté des installations en service sont déterminées par les exigences de sûreté de l'EPR en France.

Les mesures de rééquipement réalisées jusqu'à présent par EDF et prévues par la suite conformément aux prescriptions de l'ASNR /ANSR 2025/ contribuent à améliorer la fiabilité des structures, systèmes et composants des centrales nucléaires de 1300 MWe concernées. Les mesures se concentrent essentiellement sur l'élimination des points faibles identifiés en cours d'exploitation, sur l'identification des problèmes d'obsolescence et de vieillissement des structures, systèmes et composants, sur leur suivi et leur élimination lorsque cela est possible, sur les améliorations visant à augmenter la robustesse de l'installation contre les effets externes extrêmes par l'installation du noyau dur et sur l'atténuation ponctuelle des effets d'éventuels scénarios de fusion du cœur.

⁴⁴Déclaration de la Commission ASN : "Quel niveau de sûreté pour les nouveaux réacteurs nucléaires construits dans le monde ?", communiqué de presse, publié le 07/07/2010, (<http://www.french-nuclear-safety.fr/ASN/About-ASN/The-ASN-doctrine/The-ASN-position-statements/New-nuclear-reactors-built-around-the-world>)

⁽⁴⁵⁾ "Les réacteurs N4 sont les réacteurs nucléaires les plus récents qui ont été construits en France, à Chooz et à Chivaux".

En outre, les mesures visent également à améliorer la culture de sûreté.

Sur l'évaluation de la réglementation ASNR en ce qui concerne :

- *La fiabilité et l'efficacité du niveau 3 de sûreté du concept de défense en profondeur*

Les déficits fondamentaux existant sur les réacteurs de 1300 MWe par rapport aux exigences indiquées par l'ASNR, à savoir se rapprocher le plus possible du niveau de sûreté de l'EPR comme condition d'une exploitation au-delà de la durée de vie initiale, ne font pas partie du programme de modernisation et subsistent donc. Elles concernent notamment le domaine de la maîtrise fiable et efficace des incidents (niveau de sûreté 3).

Le système de sécurité destiné à maîtriser les incidents doit répondre à des exigences particulièrement élevées en matière de conception, de fabrication, d'installation et de contrôle ainsi que d'exploitation et de maintenance des composants et systèmes importants pour la sûreté.

Si, comme dans le cas des réacteurs de 1300 MWe, le système de sûreté présente des déficits techniques, la fiabilité et l'efficacité requises pour la maîtrise des événements supposés dans une centrale nucléaire ne sont plus garanties (cf. chap. 4.1.2).

Le système de sûreté des réacteurs de 1300 MWe est en principe conçu à deux niveaux (n+1 degré de redondance), ce qui a pour conséquence qu'en cas de défaillance d'une redondance, le système de sûreté concerné ne dispose plus de redondance pendant un certain temps (n+0). Pour les nouvelles installations, un degré de redondance plus élevé (au moins n+2) est en revanche exigé, ce qui permettrait également de maîtriser les événements en cas de maintenance simultanée. Dans le cas de l'EPR français, le système de sûreté est également conçu avec plusieurs redondances, ce qui est considéré par exemple par l'IRSN comme un avantage particulier de l'EPR en matière de sûreté par rapport aux réacteurs nucléaires exploités jusqu'à présent en France.

Dans les réacteurs de 1300 MWe, toutes les branches du système d'alimentation de secours ASG côté secondaire, d'importance centrale, ont recours à un seul réservoir de stockage ; leurs composants passifs sont donc interconnectés, en partie aussi via une utilisation commune de tuyauteries.

Les systèmes d'appoint de réfrigérant côté primaire (RIS, EAS), de remontée du système primaire (RCV) ainsi que de refroidissement du bassin de stockage (PTR) ont également recours à un seul réservoir de stockage (PTR), ces systèmes sont également maillés dans leurs composants passifs, en partie aussi par l'utilisation commune de tuyauteries.

Il n'y a donc pas d'indépendance totale de ces systèmes ou de leurs différentes redondances. Si, par exemple, des événements internes tels qu'un incendie ou une défaillance de la tuyauterie, ou encore des influences extérieures, provoquent une défaillance dans ces domaines, les fonctions de sûreté nécessaires seraient totalement hors service.

Les déficits existants en matière de diversité, de redondance, d'indépendance et de démantèlement du système de sûreté augmentent considérablement la probabilité d'accidents graves.

Les rééquipements visant à combler ces déficits dans le domaine de la maîtrise des accidents (niveau de sûreté 3) ne font pas partie des prescriptions de l'ASNR et ne sont donc pas prévus. L'ASNR renvoie toutefois, en ce qui concerne les déficits de l'installation, aux mises à niveau prévues en rapport avec le "noyau dur" ("Hardened Safety Core", HSC). Le noyau dur est toutefois classé comme système de 4e niveau de sûreté. Le 4e niveau de sûreté est efficace en tant que niveau indépendant par rapport aux dispositifs du 3e niveau de sûreté. Toutefois, les dispositifs du 4e niveau de sûreté ne sont en principe pas disponibles pour compenser les déficits existants au 3e niveau de sûreté.

- *Maîtrise des incidents susceptibles d'entraîner un contournement de la fonction de barrière de l'enceinte de confinement*

La rupture d'au moins un des tubes du générateur de vapeur (GV) doit pouvoir être maîtrisée de manière fiable par le système de sûreté en place. En cas d'autres défaillances supposables dans le déroulement de l'incident, il existe en principe le risque d'atteindre une situation d'accident pouvant aller jusqu'à un état de fusion du cœur. En conséquence, il convient d'éviter préventivement des dommages importants dus à la corrosion sur les tubes de GV en service. Dans ce sens, il convient d'éviter à titre préventif les modes d'exploitation susceptibles d'entraîner des états de corrosion sur les tubes de GV. Les états de corrosion ou les impuretés qui provoquent la corrosion

dans les générateurs de vapeur sont toutefois inhérentes au système et ne peuvent donc pratiquement pas être exclues.

C'est pourquoi il convient de mettre en œuvre des stratégies de prévention de la corrosion sur les "nouveaux" générateurs de vapeur déjà en service dans les réacteurs de 1300 MWe et de démontrer l'absence de fissures induites par la tension sur les tubes de chauffage des générateurs de vapeur pendant la période d'exploitation prévue.

Les générateurs de vapeur, en tant qu'interface entre le circuit primaire et le circuit secondaire, jouent en outre un rôle important dans le confinement des substances radioactives, notamment en cas d'accident (voir également les explications au chapitre 4.1.2). La rupture des tubes de chauffage du générateur de vapeur dans des conditions accidentelles constitue un risque de séquences de contournement de l'enceinte de confinement. De telles situations doivent être pratiquement exclues. Il n'existe pas de dispositions à ce sujet dans /ASNR 2025/.

- *Installation du noyau dur comme dispositif du 4e niveau de sûreté du concept de défense en profondeur, Actions extrêmes externes à l'installation*

En cas d'influences externes extrêmes dépassant largement le cadre de la conception, le refroidissement de composants importants de la centrale nucléaire doit être assuré par le *noyau dur* (cf. figure 4), un système de niveau de sûreté 4 plus solide que le reste de l'installation.

Les exigences posées pour le noyau dur ainsi que ses tâches sont décrites en détail dans /ASN 2014a/ :

"Le noyau dur doit être :

- composé d'un nombre limité de systèmes, de structures et de composants (fiabilité),
- protégé contre les tremblements de terre extrêmes, les inondations et les tornades, les explosions, la foudre, les conditions climatiques extrêmes, le vent, la neige, les fortes pluies, les tempêtes de vent, les missiles générés par le vent ...
- protégés contre les effets qui pourraient être induits par ces dangers,
- opérationnel même si tous les autres composants sont hors service (par ex. source électrique dédiée et I&C),

- opérationnel sans aucun soutien matériel ou humain de l'extérieur pendant les 24 heures suivant l'événement jusqu'à la mise en place de la FARN (Force d'intervention rapide nucléaire)".

Il convient de noter que des "systèmes d'urgence"⁴⁶ comparables au noyau dur ont déjà été installés dans les années 1980 et 1990 dans des centrales nucléaires européennes, par exemple en Allemagne, en Suisse, en Espagne et en Belgique. Dans les réacteurs KONVOI, aujourd'hui définitivement arrêtés en Allemagne, le "système d'urgence" faisait déjà partie de la conception.

Le noyau dur devrait être entièrement installé et testé avant le début de l'exploitation après la 4e inspection décennale, ce qui n'est toutefois pas prévu ainsi selon /ASNR 2025/.

Dans le but d'empêcher la fusion du radier en cas de défaillance de la cuve du réacteur due à une fusion du cœur, les réacteurs de 1300 MWe doivent être protégés par l'installation d'un récupérateur de corium. Celui-ci doit s'inspirer du principe de base du récupérateur de corium de l'EPR.

Il manque encore des déclarations définitives dans ce contexte,

- la prévision de la durée de vie des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe après une durée d'exploitation de 40 ans (cf. chap. 4.1.4) et
- sur la stabilité des radiers dans des conditions de fusion du cœur (cf. chap. 4.1.4).

Le processus d'un accident de fusion du cœur est déterminé de manière décisive par l'abaissement de la pression du réacteur à une faible pression. Le dispositif de dépressurisation à rééquiper pour abaisser rapidement la pression du circuit primaire en cas d'accident de fusion du cœur doit être suffisamment efficace pour exclure pratiquement toute défaillance de la cuve du réacteur sous haute pression. Le programme de rééquipement /ASNR 2025/ ne contient pas d'indications à ce sujet.

Selon /IRSN 2015a/, une meilleure dépressurisation du circuit de refroidissement primaire est nécessaire pour éviter accidents de fusion du cœur sous haute pression.

⁴⁶Les "systèmes d'urgence" visent à maîtriser les influences externes extrêmes, un récupérateur de corium n'a pas été prévu.

⁴⁷"Afin d'éviter une fusion de la cuve sous haute pression (pression supérieure à une valeur de 15 à 20 bars) ou une rupture du tube du générateur de vapeur, le sommet du pressuriseur de l'EPR présente trois soupapes de surpression

- *Dangers extrêmes liés aux conditions météorologiques et au climat*

Les risques météorologiques et climatiques extrêmes peuvent affecter directement une centrale nucléaire, mais leurs effets directs peuvent être tout aussi importants parce qu'ils affectent les environs ou le site, ou qu'ils limitent l'accès à la centrale, ou encore qu'ils l'excluent totalement pour une durée indéterminée (par ex.), ou parce qu'ils provoquent des problèmes en cascade provenant d'une autre source (par exemple, une rupture de barrage en amont) ou parce qu'ils affectent le réseau électrique (par exemple, des interruptions dues à la chute d'arbres), avec des conséquences pour l'approvisionnement en électricité en dehors du site et/ou l'émission d'électricité produite par la centrale. Après un glissement de terrain ou une inondation des voies d'accès, il peut être difficile, voire impossible, d'accéder à l'installation concernée. De plus, les débris peuvent bloquer les entrées d'eau nécessaires au refroidissement de la centrale. Ce refroidissement est essentiel pour la sûreté, car la perte de la source froide peut entraîner une fusion du cœur et donc un accident nucléaire.

Les prescriptions de l'ASNR ne contiennent jusqu'à présent aucune indication sur les actions et les mesures à prendre en cas de tels effets extrêmes externes à l'installation.

- *Conception contre la chute d'un avion*

Les actions définies lors de la conception initiale des réacteurs de 1300 MWe en vue d'une chute accidentelle d'avion n'atteignent clairement pas les exigences fixées de manière déterministe en France pour les nouvelles installations. Ainsi, les installations présentent en principe une faible protection physique contre de telles actions civiles extérieures. Si un avion s'écrase accidentellement sur la centrale nucléaire avec des effets plus importants que ceux supposés jusqu'à présent pour cette installation, les conséquences peuvent aller d'accidents avec des défaillances multiples des dispositifs de sûreté jusqu'à des séquences d'accidents avec des rejets importants et précoces, et entraînent ainsi des risques graves pour l'homme et l'environnement. Or, les exigences françaises pour les nouveaux réacteurs nucléaires imposent d'exclure pratiquement tout déroulement d'accident pouvant conduire à des rejets précoces importants, ce qui signifie que ces événements sont soit physiquement impossibles, soit extrêmement improbables.

et deux autres soupapes, qui assurent soit l'alimentation et le remplissage, soit l'arrêt d'urgence du RCS en cas d'accident grave. Les trois vannes de secours protègent le RCS de la surpressurisation. Pour les autres vannes, le mode d'alimentation et de blanchiment est utilisé en cas de perte totale de l'eau d'alimentation du générateur de vapeur ; le mode d'arrêt d'urgence du RCS est utilisé pour éviter la fusion du cœur à haute pression. L'une ou l'autre vanne peut être utilisée pour le fonctionnement alimenté et blanchi et pour l'arrêt d'urgence du RCS".

Dans le contexte des événements du 11 septembre 2001 et de la persistance d'un risque terroriste élevé, cette thématique revêt une importance particulière. A cet égard, une protection de base n'existe jusqu'à présent que sur la base d'une conception contre une chute d'avion accidentelle au niveau d'un petit avion d'affaires. Les installations ne présentent donc qu'une faible robustesse des bâtiments et des équipements importants en matière de sûreté.

Cela concerne en particulier les réservoirs de stockage du liquide réfrigérant et d'alimentation du générateur de vapeur, qui ne sont que très simples. Ceux-ci, tout comme d'autres équipements importants pour la sûreté, sont situés à l'extérieur du bâtiment du réacteur et ne sont donc pas particulièrement protégés contre les effets mécaniques ou thermiques d'une chute d'avion. En outre, les bâtiments importants pour la sûreté, aussi bien le bâtiment du réacteur que le bâtiment de la piscine de chargement des assemblages combustibles, ne sont que relativement peu conçus pour résister aux effets mécaniques d'une chute d'avion.

Pour une période plus longue, il est plus difficile d'exclure totalement les conflits armés. C'est pourquoi les risques supplémentaires doivent être pris en compte de manière appropriée, notamment

- Crash d'un avion militaire chargé d'armes.
- Utilisation de drones télécommandés chargés d'explosifs.

La protection actuelle contre les influences extérieures dues à la civilisation ne correspond pas à l'état de la technique déjà réalisé pour l'EPR en France.

- *Délai de mise en œuvre des mesures de mise à niveau nécessaires*

L'IRSN indique dans /IRSN 2023/ qu'il ne sera pas possible de réaliser l'ensemble des 1300 modifications pendant les périodes d'arrêt pour les 4e visites décennales des réacteurs. Actuellement, il est signalé que les installations de 900 MWe rencontrent également des problèmes importants dans la réalisation des programmes de mise à niveau dans les délais impartis. On peut donc se demander si les programmes de rééquipement prévus seront réalisés dans les délais prévus et nécessaires pour garantir la sûreté des installations.

Il a manifestement été reconnu que les rééquipements nécessaires à la réalisation des prescriptions de l'ASNR pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs de 1300 MWe ne peuvent pas être entièrement réalisés pendant les périodes d'arrêt de la 4ème inspection décennale. C'est pourquoi les prescriptions de l'ASNR prévoient d'ores et déjà des délais de réalisation pouvant aller jusqu'à 4 ans après la 4e inspection décennale ("**Au plus tard lors du 4e arrêt programmé pour maintenance et renouvellement du combustible après la 4e inspection décennale**"). Par ailleurs, il est également possible, en cas de difficultés particulières, de demander à l'ASNR de reporter la correction des écarts.

Il est donc difficile de savoir à quelle date les réacteurs de 1300 MWe disposeront effectivement du niveau de sûreté prévu pour une prolongation de la durée d'exploitation.

Un tel état transitoire "ancienne/nouvelle" installation sur une période de plusieurs années n'est pas admissible du point de vue de la sûreté, car il peut s'accompagner de risques élevés pour la sûreté. (voir chapitre 4.2)

Il convient de faire pression de toute urgence pour que les mises à niveau nécessaires soient achevées avant le début de l'exploitation des réacteurs après la quatrième inspection décennale.

7 Bibliographie

ASN 1980 : Prise en compte des risques liés aux chutes d'avions (Règles fondamentales de sûreté (RFS) No. I.2.a).

ASN 2014 : " Lignes directrices techniques pour la conception et la construction des unités de production d'eau pressurisée nucléaire de nouvelle génération " adoptées lors des réunions plénières du GPR et des experts allemands les 19 et 26 octobre 2000.

ASN 2001 : Règle fondamentale de sûreté n°2001-01 concernant les installations nucléaires de base (ASN Basic Safety Rule 2001-01).

ASN 2001a : Protection des installations nucléaires contre les chutes d'avions, **Publié le 13/09/2001, Date de la dernière mise à jour : 03/09/2021**

ASN 2011 : Évaluation complémentaire de sûreté des centrales nucléaires françaises.
Rapport de l'Autorité de sûreté nucléaire française, décembre 2011

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

ASN 2013a : Leçons apprises et actions ultérieures entreprises en France après l'accident de Fukushima, ASN 2013

ASN 2013b : Protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes - GUIDE N° 13 ; Version du 08/01/2013

ASN 2014c : Questions posées à la France en 2014. Convention sur la sûreté nucléaire.

ASN 2014a : L'ASN demande à EDF de se conformer à des exigences supplémentaires pour la mise en œuvre du "noyau dur de sûreté", ASN, Publié le 23/01/2014, Date de la dernière mise à jour : 01/06/2017

ASN 2015 : Fabien FERON, NPP Periodic Safety Reviews (PSR) in France, Autorité française de sûreté nucléaire (ASN), Atelier ENSREG, avril 2015

ASN 2016 : Septième rapport national pour la réunion d'examen de 2017. Convention sur la sûreté nucléaire

ASN 2017 : Mise à jour du plan d'action de l'autorité de sûreté nucléaire (Updated National Action Plan of the French Nuclear Safety Authority). Suivi du test de stress des centrales nucléaires françaises (Suivi des tests de résistance des centrales nucléaires françaises). ASN 2017

ASN 2017a : Conception des réacteurs à eau sous pression (Guide ASN n° 22), 2017

ASN 2019a : Lettre CODEP-DCN-2019-009228 du 11 décembre 2019, Orientations de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe d'EDF (RP4-1300)

ASN 2019b : ORIENTATIONS DU 4^e RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS
NUCLÉAIRES DE 1300 MWe, 16 octobre 2019

ASN 2022 : Contrôle des installations nucléaires de base (INB) ; Lettre de suite de l'inspection du 26 octobre 2022 sur le thème des améliorations de sûreté post-Fukushima ; N° dossier : Inspection n° INSSN-LYO-2022-0524 ; Référence courrier : CODEP-LYO-2022-060936 ; Lyon, le 13 décembre 2022

ASN 2023 : OBJECTIFS ET ENJEUX DE SÛRETÉ, Quatrième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe Réunion de dialogue technique du 30 mai 2023

ASNR 2025 : Décision n° 2025-DC-xxxx de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection du xx juin 2025 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des réacteurs nucléaires de Belleville-sur-Loire (INB nos 127 et 128), Cattenom (INB nos 124, 125, 126 et 137), Flamanville (INB nos 108 et 109), Golfech (INB nos 135 et 142), Nogent-sur-Seine (INB nos 129 et 130), Paluel (INB nos 103, 104, 114 et 115), Penly (INB nos 136 et 140) et Saint-Alban/Saint-Maurice (INB nos 119 et 120) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique ", ASNR 2025

BASE 2022 : BASE - Office fédéral de la sécurité de la gestion des déchets nucléaires (2022), Prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires allemandes ? Situation au 26.07.2022.

BMU 2015 : Exigences de sécurité pour les centrales nucléaires du 3 mars 2015 (BANz AT 30.03.2015 B2)

COS 1997 : Confinement (Enceintes), Référence B3290| Date de publication : 10 avr. 1997, Jean-Louis COSTAZ

EDF 2005 : STRATÉGIE FRANÇAISE DE GESTION DE LA DURÉE DE VIE DES CENTRALES NUCLÉAIRES APPLICATION AUX CUVES SOUS PRESSION DES RÉACTEURS ET AUX GÉNÉRATEURS DE VAPEUR , 18th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMiRT 18) Beijing, Chine, août 7-12, 2005 SMiRT18-D01-6

EDF 2011 : Cattenom, Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima, 15 septembre 2011. Disponible sur <https://www.asn.fr/sites/rapports-exploitants-ecs/EDF/cattenom/>, consulté en dernier lieu le 23.10.2023.

EDF 2012 : Long Term Operation For EDF Nuclear Power Plants : Towards 60 years, Françoise Ternon-Morin, Claude Degrave, IAEA -CN-194-036, 14-18 May Salt Lake City, 2012

EDF 2013 : THE FRENCH NUCLEAR PROGRAM : EDF'S EXPERIENCE, <http://apw.ee.pw.edu.pl/tresc/-eng/08-FrenchNuclearProgram.pdf>

EDF 2015 : EDF France modernisation programme for the existing NPPs, OECD/NEA Workshop, Innovations in Water-cooled Reactor Technologies, February 11-12th, 2015 - NEA Headquarters, Paris

EDF 2022 : 4 e réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe - dialogue technique Journée du 9 décembre 2022, Améliorations de sûreté issues du 3 e réexamen 1300 MWe et du 4e réexamen 900 MWe

ENSREG 2012 : Stress Test Peer Review Board : Peer Review Country Report - France

GRS 2023 : Situation des centrales nucléaires en France - comment la situation a-t-elle évolué depuis l'été dans le pays voisin ?, GRS 2023

AIEA 2006 : PRINCIPES DE SAUVEGARDE FONDAMENTAUX, STANDARDS DE SAUVEGARDE DE L'AIEA SE-RIES No. SF-1, Vienne 2006

IAEA 2013 : IAEA SAFETY STANDARDS SERIES, No. SSG-25 PERIODIC SAFETY REVIEW FOR NUCLEAR POWER PLANTS SPECIFIC SAFETY GUIDE, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY VIENNA, 2013

IAEA 2016 : IAEA SAFETY STANDARDS SERIES No. SSR-2/1 (Rev. 1) SAFETY OF NUCLEAR POWER PLANTS : DESIGN SPECIFIC SAFETY REQUIREMENTS, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY VIENNA, 2016

AIEA 2016a : Site Evaluation for Nuclear Installations (IAEA Safety Standards Series - Safety Requirements NS-R-3 (Rev. 1)), Vienne 2016

AIEA 2022 : Climate Change and Nuclear Power 2022. AIEA 2022, p. 50

IRSN 2009 : E. Raimond et al., Progrès dans la mise en œuvre des mesures de prévention des accidents majeurs sur les REP français en exploitation - quelques points de vue et activités de l'IRSN, IRSN 2009.

IRSN 2011 : E. RAIMOND, J.M. BONNET, G. CENERINO, F. PICHEREAU. F. DUBREUIL, J.P. VAN-DORSSELAERE, Poursuite des efforts pour améliorer la ro- bilité des REP français Gen II vis-à-vis des risques d'ac- cides graves. EUROSAFE 2011- 11- 08

IRSN 2012 : Définition d'un noyau dur post-Fukushima pour les REP d'EDF : objectifs, contenu et exigences associées. (Définition d'un noyau dur post Fukushima pour les REP d'EDF : objectifs, contenu et exigences associées RAP- PORT IRSN N°2012-009I) Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires du 13 décembre 2012 IRSN Report N°2012-009 ; 2012.

IRSN 2013 : Les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissance, IRSN 2013

IRSN 2010 : Pascal QUENTIN, Jean COUTURIER : Point de vue de l'IRSN sur l'évaluation du fonctionnement à long terme des installations, IRSN, Forum EUROSAFE 2010

IRSN 2015 : Patricia Dupuy, Carine Delafond, Alexandre Dubois : Provisions de conception temporaires et à long terme prises sur la flotte française du NPP pour faire face aux black-out de stations en cas d'événements extérieurs rares et graves. IRSN, France, NEA/CSNI/R(2015)4

IRSN 2015a : Accidents de fusion du cœur d'un réacteur nucléaire. État actuel des connaissances, IRSN 2015

IRSN 2015b : POSITION de l'IRSN, Sûreté et protection radiologique sur les sites nucléaires en France en 2014, IRSN 2015

IRSN 2016c : J.M. Bonnet, E. Raimond, G. Cénérino, D. Vola, F. Fichot : Stratégie de stabilisation du corium en cas d'accident grave pour les REP français, Réunion technique de l'AIEA sur la phénoménologie et les technologies pertinentes pour la rétention des masses en fusion dans les cuves et le refroidissement du corium ex-vessel, Shanghai, Chine 17-21 octobre 2016

IRSN 2017 : Note d'information, Non-tenue au séisme des groupes électrogènes de secours à moteur Diesel des réacteurs nucléaires du palier 1300 MWe, : 21 juin 2017

IRSN 2023 : DIALOGUE TECHNIQUE SUR LE 4ÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 1300 MWE, Réunion du 30 mai 2023 - Agressions d'origine externe

IRSN 2023a : DIALOGUE TECHNIQUE SUR LE 4E RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 1300 MWE JOURNÉE DU 30 JUIN 2023 - Cuve des réacteurs

IRSN 2023c : DIALOGUE TECHNIQUE SUR LE 4E RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 1300 MWE JOURNÉE DU 30 MAI 2023 Enceinte de confinement - Vieillessement

IRSN 2023d : DIALOGUE TECHNIQUE SUR LE 4E RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 1300 MWE, JOURNÉE DU 30 MAI 2023, Accidents graves

Leers 2020 : Augmentation préoccupante des incidents graves sur le parc nucléaire EDF, 13.12.2020,
<https://journaldelenergie.com/nucleaire/augmentation-incident-graves-nucleaire-edf/>

UE 2014 : DIRECTIVE DU CONSEIL 2014/87/EURATOM du 8 juillet 2014 modifiant la directive

la mise en œuvre de la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires

Ferraro 2015 : Programme de modernisation d'EDF France pour les NPPs existantes,
Paris février 2015

Öko 2018 : Défis de sécurité de la centrale nucléaire de Cattenom, Darmstadt, mars
2018

Raimond et. al. : Raimond, E. ; Bonnet, J.-M. ; Cenerino, G. ; Pichereau, F. ; Dubreuil,
F. & van-Dorsselaere, J. P. : Poursuite des efforts pour améliorer la
robustesse des REP français Gen II face aux risques d'activités graves.
Safety assessment and research activities. Eurosafe 2011, Paris.

RSK 2019 : Recommandation RSK, 512e réunion de la Commission relative à la sûreté
des réacteurs (RSK) les 22 et 23 octobre 2019

UBW 2020 : Chimie de la construction et matériaux de construction Durabilité du
béton, professeur K.-Ch. Thienel, printemps 2020

UCL 2021 : 'L'énergie nucléaire n'est pas un pari sûr dans un monde qui se réchauffe -
voici pourquoi', Paul Dorfman, The Conversation, juin 2021

WENRA 2015 : Guidance Document Issue T : Natural Hazards Head Document, 2015

WENRA 2017 : WENRA Guidance, Article 8a of the EU Nuclear Safety Directive :
"Timely Implementation of Reasonably Practicable Safety Improvements to
Existing Nuclear Power Plants", Rapport du groupe ad hoc à WENRA 13
juin 2017

WENRA 2020 : Rapport sur les objectifs de sûreté de WENRA pour les nouvelles
centrales nucléaires et rapport de WENRA sur la sûreté des nouvelles
conceptions de centrales nucléaires - position du RHWG sur la nécessité
d'une révision - 30 septembre 2020

WENRA 2021 : Rapport WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors 2020 -
17th February 2021