

Fontenay aux Roses, le 6 novembre 2020

Monsieur le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire

AVIS IRSN N° 2020-00176

Objet : EDF - REP - GP ESPN - Dossier « Zones en Inconel™ »

Réf. : [1] Saisine ASN - CODEP-DEP-2020-018672 du 25 mars 2020.
[2] Avis IRSN n° 2013 - 00092 du 5 mars 2013.
[3] Avis IRSN n° 2011 - 00475 du 28 novembre 2011.
[4] Avis du GP ESPN du 12 mars 2013.

Le retour d'expérience d'exploitation (REX) des centrales nucléaires a mis en évidence, dès les années 70, le risque de fissuration par corrosion sous contrainte (CSC¹) de certains alliages à base de nickel des tubes des générateurs de vapeur des réacteurs à eau sous pression (REP). La découverte, en septembre 1991, d'une fuite sur un adaptateur du couvercle de la cuve du réacteur n° 3 du Bugey, pendant l'épreuve hydraulique décennale, a confirmé ce risque. Cet évènement a montré que la CSC des alliages à base de nickel peut mettre en cause à terme l'intégrité² des composants des circuits primaires principaux (CPP) des REP. EDF a alors mené un vaste programme de compréhension du phénomène de CSC des alliages à base de nickel. En effet, EDF a évalué le risque de fissuration des divers composants du CPP, développé et mis en œuvre des examens non destructifs (END), ainsi que des réparations ou des changements de composants lorsque nécessaire.

Dans ce cadre, EDF a transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) un dossier de caractérisation des « zones en Inconel™³ » du CPP, qui présente notamment la synthèse des études d'EDF, du REX d'exploitation des REP en France et à l'étranger et les dispositions de surveillance en service. Par la saisine en référence [1], l'ASN demande à l'IRSN d'expertiser ce dossier, en particulier la stratégie de maintenance proposée par EDF. L'ensemble des points traités par l'IRSN est présenté aux paragraphes suivants.

-
- ¹ La corrosion sous contrainte résulte de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique de tension et d'un milieu vis-à-vis d'un matériau sensible. Elle se traduit par de la fissuration du matériau.
 - ² Intégrité d'une barrière (Guide n° 22 de l'ASN) : absence d'altération irréversible d'une barrière remettant en cause l'efficacité prévue dans la démonstration de sûreté nucléaire.
 - ³ Inconel™ est une marque déposée de Special Metals Corporation désignant différents alliages de métaux, particulièrement à base de nickel. La marque est utilisée comme préfixe pour environ 25 alliages, les plus couramment utilisés étant l'Inconel 600 (NiCr15Fe8), l'Inconel 625 (NiCr22Mo9Nb), et l'Inconel 718 (NiCr19Fe19Nb5Mo3).

1. CONTEXTE ET DESCRIPTION DU DOSSIER

Les alliages à base de nickel des composants du CPP comprennent 15 à 30 % de chrome, selon les nuances. Ces alliages ont été sélectionnés à la fin des années 50 pour leur coefficient de dilatation proche de celui des aciers ferriques et en raison, à l'époque, d'une bonne évaluation de leur tenue à la corrosion.

Ces matériaux sont utilisés pour divers composants, comportant des pièces forgées ou laminées, comme matériau d'apport pour les soudures ou comme matériau de revêtement pour les pièces en acier ; ils sont également utilisés lors de réparations. Les principaux composants concernés sont les tubes⁴ des générateurs de vapeur (GV), les adaptateurs de couvercles de cuve, les pénétrations de fond de cuve (PFC), les cloisons de GV, les drains de purge des GV des réacteurs de 1300 MWe, les liaisons bimétalliques (LBM) de certaines cuves de réacteurs de 1450 MWe et des revêtements, notamment de plaques à tubes des GV.

Historiquement, ces alliages comportaient environ 15 à 20 % de chrome (pour la nuance forgée ou laminée : alliage 600 et pour le métal d'apport : alliages 182⁵ et 82⁶). Ces alliages se sont rapidement révélés sensibles à la corrosion sous contrainte (CSC) en milieu primaire, conduisant à de nombreuses opérations de réparation et de remplacement, ainsi que de nombreux contrôles en service [2].

Depuis 1989, de nouvelles nuances d'alliages ont été progressivement introduites en remplacement des nuances précédentes. Il s'agit des alliages 690 pour les produits forgés ou laminés et des alliages 152 et 52 pour les métaux d'apport. Leur teneur en chrome, à hauteur d'environ 30 %, leur confère une meilleure résistance à la CSC. À ce jour, aucun cas de CSC affectant ces nouveaux alliages n'a été mis en évidence par le retour d'expérience industriel.

L'enjeu de sûreté associé au phénomène de CSC est la perte d'intégrité du circuit primaire principal, avec pour conséquences des risques de fuite, voire de brèche conduisant à un accident de perte de réfrigérant primaire (APRP).

Ainsi, en 2002, des dommages importants du couvercle du réacteur de Davis Besse aux États-Unis ont été découverts, dommages dus à une fuite de fluide primaire au niveau d'un adaptateur fissuré par CSC. Ce retour d'expérience illustre les enjeux associés à la maîtrise du phénomène de CSC eu égard aux conséquences possibles d'une faible fuite, non détectée. L'incident de Davis Besse aurait pu conduire à un APRP avec éjection d'une grappe de contrôle.

Le dossier d'EDF examiné par l'IRSN présente notamment un état des fabrications, la synthèse des connaissances des mécanismes d'endommagement, la description des méthodes d'examen non-destructifs (END), le périmètre et la périodicité des contrôles pour la détection et la caractérisation de fissures de CSC, ainsi que les traitements curatifs à associer⁷.

Ce dossier a fait l'objet de trois indices successifs, le premier datant de 1995 et les suivants de 1999 et 2009. Un nombre conséquent de réunions du Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires ont été consacrées à ce sujet.

⁴ Les tubes de GV ne sont pas inclus dans le périmètre du dossier « Zones en Inconel ».

⁵ Alliage 182 : nuance de soudage utilisée pour le soudage à l'électrode enrobée (EE).

⁶ Alliage 82 : nuance de soudage utilisée pour le soudage à l'arc avec une électrode non fusible, en présence d'un métal d'apport (TIG). TIG est un acronyme de Tungsten Inert Gas, où Tungsten (Tungstène) désigne l'électrode et Inert Gas (Gaz inerte) le type de gaz plasmagène utilisé.

⁷ Le périmètre de l'expertise est ici limité au circuit primaire principal. Ces matériaux peuvent être rencontrés ailleurs dans les REP.

Le dossier d'EDF examiné dans le cadre du présent avis met en évidence un travail conséquent d'intégration du retour d'expérience disponible et des résultats de recherche et développement (R&D). Il comprend notamment :

- **la mise à jour de l'analyse du retour d'expérience (REX), national et international.** En particulier, les expertises des PFC fissurées du réacteur n° 1 de Gravelines et de celui de South Texas (États-Unis) sont présentées en détail. EDF recense et analyse aussi le retour d'expérience des réparations et de la mise en œuvre de techniques préventives ou curatives ;
- **la mise à jour des connaissances relatives aux matériaux et à leur comportement vis-à-vis de la CSC (R&D) depuis 1999.** Les connaissances se sont étoffées en matière de cinétiques de propagation de fissures, pour lesquelles EDF définit des lois qu'il considère comme enveloppes. L'état de l'art des connaissances sur les risques associés aux alliages à haute teneur en chrome est également développé ;
- **une évolution de la méthode d'évaluation du risque de CSC pour les « Zones en Inconel ».** EDF introduit un nouveau modèle issu de sa R&D ; ce modèle a pour objectif de prévoir le risque d'amorçage de la CSC et de sa propagation ;
- **le développement de méthodes de simulation numérique du soudage** en vue d'affiner la détermination des contraintes résiduelles dans les joints soudés ;
- **une mise au point de méthodes préventives ou curatives de la CSC.** EDF a choisi de déployer trois méthodes en vue d'inhiber ou ralentir l'amorçage de fissures de CSC. Deux méthodes chimiques (injection de zinc et évolution de la teneur en hydrogène dissous dans le fluide primaire) et une méthode mécanique, par une mise en compression des surfaces grâce à du « peening⁸ », est prévue pour les 14 PFC non détensionnées⁹ du réacteur n° 3 du Bugey avant 2023 ;
- **une mise au point de méthodes d'examens non destructifs (END).**

Les synthèses zone par zone et le programme de maintenance pluriannuelle intègrent ces évolutions. L'analyse de l'IRSN pour ces points est présentée ci-après avec un point particulier relatif à la maintenance des PFC.

2. RETOUR D'EXPÉRIENCE INTERNATIONAL

EDF a réalisé une analyse du retour d'expérience international sur la période 2009-2017. Cette analyse porte sur les cas de CSC survenus, leurs causes, ainsi que sur les méthodes préventives ou curatives mises en œuvre par les exploitants étrangers pour inhiber ou ralentir le phénomène de fissuration. EDF a aussi mené des expertises, en laboratoire, sur des prélèvements de PFC ayant fissuré aux États-Unis.

La synthèse menée par EDF est exhaustive sur la période 2009-2017. Cependant, l'IRSN considère que l'analyse ne devrait pas être limitée dans le temps. De plus, l'analyse du risque de CSC des LBM de cuve des réacteurs de 1450 MWe devrait être approfondie compte tenu de la fissuration ayant affecté une LBM détensionnée d'un GV d'un réacteur de North Anna aux États-Unis. **Ces points font l'objet des engagements n° 1, 2 et 4 de la part d'EDF en Annexe 3.**

Par ailleurs, l'IRSN considère qu'EDF devrait analyser les fissurations circonférentielles ayant affecté des soudures en J de traversées de couvercles de cuve à l'international et se positionner ensuite sur le risque qu'une telle fissuration survienne sur les soudures en J des PFC du parc. **Ce point fait l'objet de l'engagement n° 3 de la part d'EDF en Annexe 3.**

⁸ Le peening est un procédé de mise en compression des surfaces en contact avec le fluide primaire. Il vise à inhiber la CSC.

⁹ Le traitement thermique des composants en acier faiblement allié est couramment appelé traitement de détensionnement. Ce détensionnement vise premièrement à réduire les contraintes résiduelles dans les gros composants en acier faiblement allié, en particulier dans les assemblages soudés. Il conduit aussi à une relaxation partielle des contraintes résiduelles des composants en alliages à base de nickel qui favorisent la CSC.

3. MISE À JOUR DES CONNAISSANCES RELATIVES AUX MATÉRIAUX

3.1. CINÉTIQUES DE FISSURATION

L'estimation de la cinétique de fissuration par CSC, issue d'essais de laboratoire, complétée par l'analyse du REX d'exploitation, gouverne la périodicité des END. En effet, l'intégrité du composant doit être garantie entre deux contrôles.

Pour établir des lois de cinétique de propagation enveloppes de la CSC, EDF distingue différents matériaux et types de fabrication¹⁰. Ces lois sont comparées à celles utilisées par d'autres exploitants.

Cette démarche n'appelle pas de commentaire de la part de l'IRSN.

Pour ses évaluations concernant les PFC, EDF a retenu une loi de cinétique de fissuration issue de résultats obtenus pour un matériau qui est jugé par l'IRSN plus résistant à la CSC que ceux présents sur certains composants. Pour l'IRSN, EDF doit retenir une loi de cinétique de propagation issue de matériaux représentatifs les plus sensibles à la CSC. **Cela fait l'objet de l'engagement n° 5 d'EDF en Annexe 3.**

L'IRSN n'a pas de remarque quant aux lois retenues par EDF pour les alliages 82 et 182. Toutefois, la loi retenue pour l'alliage 182 ne permet pas de garantir qu'un défaut amorcé dans la soudure en J des PFC ne devienne pas traversant au cours des dix ans, au vu des dimensions de ces soudures. **Cela conduit l'IRSN à formuler la recommandation n° 1 en Annexe 1 demandant la mise en place d'un programme d'inspection adapté pour ces soudures.**

Enfin, EDF se base sur ces lois pour déterminer une fréquence d'inspection qui garantisse l'absence de risque de propagation d'un défaut qui deviendrait traversant entre deux inspections. Cette approche ne tient compte que de la CSC, mais pas explicitement des mécanismes possibles de fissuration par l'hydrogène à froid. Or ceux-ci sont susceptibles de conduire à une propagation non négligeable des défauts hors des périodes d'arrêt et de démarrage des réacteurs, à basse température (< 150 °C). **EDF s'engage à mener deux actions sur ce sujet, portées par les engagements n° 7 et 8 en Annexe 3.**

3.2. ALLIAGE 690 ET MÉTAUX D'APPORT ASSOCIÉS

Pour le CPP, les alliages à base de nickel contenant 30 % de chrome ont remplacé progressivement les alliages à basse teneur en nickel depuis la fin des années 80. Leur excellent retour d'expérience en service (aucune fissuration reportée au niveau mondial depuis 1989) est confirmé par une grande difficulté à les faire fissurer en laboratoire. Néanmoins, certains essais ont pu être menés pour obtenir des lois de propagation de fissures.

EDF a mené une revue exhaustive de ces essais et les a analysés. Il en ressort que le métal de base correctement fabriqué ne devrait présenter qu'un faible risque de fissuration. Pour ce qui concerne les métaux déposés, les résultats de laboratoire sont de même nature que pour le métal de base. Toutefois une évaluation plus précise des niveaux d'écrouissage dans les soudures et dans leur zone affectée thermiquement par le soudage est nécessaire pour qu'une conclusion définitive soit apportée. **Cela fait l'objet de l'engagement n° 9 de la part d'EDF en Annexe 3.**

¹⁰ La fabrication commence par le choix des matières premières. Une composition chimique particulière de l'alliage en résulte. L'ensemble des opérations de fabrication (coulée, forgeage, laminage, usinage et soudage) peut avoir un impact sur le comportement du matériau vis-à-vis de la CSC, notamment les points jouant de manière importante sur les contraintes résiduelles qui sont le « moteur » de la CSC (traitement thermique de détensionnement des composants, usinage et soudage).

Dans ce cadre, EDF va expertiser plusieurs bouchons de tubes de GV déposés en alliage 690 afin de conforter sa position quant à la tenue vis-à-vis de la CSC de ces composants fortement écrouis sur le long terme. **Ce point fait l'objet de l'engagement n° 10 de la part d'EDF en Annexe 3.**

4. ÉVOLUTION DE LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DU RISQUE DE LA CSC

EDF a mené des travaux pour affiner sa capacité de prédiction de la CSC des alliages à base de nickel, sur la base d'un modèle dit « modèle des indices ». EDF considère que ce modèle a été utile pour établir les priorités des contrôles, mais n'est plus nécessaire pour cette application, car l'ensemble des zones a désormais été contrôlé.

Pour l'IRSN, ce modèle n'a pas permis de conforter le programme de contrôles par sondage d'EDF, ni pour les plaques de partition des GV en raison de la fissuration non prévue par ce modèle de la zone de jonction entre l'attente et la plaque de partition du GV de la boucle 2 du réacteur n° 4 de Chinon B, ni pour les PFC. En effet, le modèle considère comme précurseur les PFC non détensionnées du réacteur n° 3 du Bugey alors que de la CSC a été détectée pour la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de Gravelines et la PFC n° 58 du réacteur n° 3 de Cattenom. **Pour l'IRSN, ces échecs du modèle des indices sont à relier au manque de connaissance fine des fabrications (déformations dues au soudage, état de surface et contraintes résiduelles qui en résultent).**

Dans l'objectif de progresser dans l'appréciation du risque de CSC, EDF a entrepris d'apporter des améliorations au modèle des indices. Les améliorations apportées par EDF sont conformes à l'état des connaissances scientifiques. L'IRSN considère toutefois que l'introduction de deux nouveaux indices doit s'accompagner d'une étude de sensibilité et d'explicitation de la transition entre l'ancien et le nouveau modèle. **EDF s'engage à mener deux actions en ce sens, via les engagements n° 11 et 12 en Annexe 3.**

Malgré ces avancées significatives, la simulation numérique du soudage, permettant la détermination des contraintes résiduelles dans les joints soudés, n'a pas atteint un caractère prédictif suffisant pour une utilisation industrielle. En particulier, elle nécessite encore des ajustements à partir de maquettes et nécessiterait d'intégrer des données de fabrication qui ne sont pas accessibles, notamment vis-à-vis des états de surface. Par conséquent, **l'IRSN considère que les résultats de la simulation numérique, du fait des incertitudes, ne permettent pas, à ce jour et à eux seuls, d'exclure une zone de tout contrôle.**

Par ailleurs, EDF capitalise les modèles de CSC dans le code CORIOLIS à partir d'essais de CSC sur des éprouvettes de laboratoire. Le code CORIOLIS est ensuite utilisé pour simuler la CSC d'un composant, notamment pour réaliser des études paramétriques visant à évaluer, par exemple, le gain apporté par le déploiement de moyens de limitation de la CSC : changement de la chimie de l'eau, changement de l'état de surface (contraintes résiduelles), remplacement de matériaux ou modification de conception. **Pour ce qui concerne la modélisation CORIOLIS, l'IRSN considère que cette modélisation doit rester un outil d'expertise, mais ne peut, en l'état actuel, être considéré comme un modèle prédictif.**

5. EXAMENS NON DESTRUCTIFS

Des END sont mis en œuvre par EDF pour le suivi en service des composants en alliage à base de nickel du CPP. Ces composants comprennent notamment les LBM des cuves qui raccordent les tubulures en acier ferritique à la tuyauterie primaire, les pénétrations de fond de cuve, les supports M utilisés pour guider les équipements internes de la cuve, les zones de réparation des tubulures de la cuve et des arrondis de tubulure de la cuve. Au titre de la défense en profondeur, EDF met également en œuvre des contrôles sur les adaptateurs de traversées de couvercle en alliage 690, réputé insensible à la CSC en milieu primaire, pour quelques couvercles de cuve de remplacement.

5.1. CONTRÔLE DES LIAISONS BIMÉTALLIQUES

Lors des visites décennales, EDF contrôle les LBM réalisées en alliage 82 de certains réacteurs de 1450 MWe afin de s'assurer de l'absence de fissuration par CSC. EDF met systématiquement en œuvre quatre procédés complémentaires d'END : un procédé surfacique par courants de Foucault et trois procédés de contrôle volumique (deux procédés ultrasonores et un procédé radiographique). Ces différents procédés assurent une couverture de l'ensemble du volume de la soudure et de la surface en contact avec le fluide primaire. Dans certaines zones, jusqu'à trois techniques différentes sont mises en œuvre pour renforcer la capacité de détection de défauts de caractéristiques géométriques variées (en longueur, orientation, ouverture et localisation). **En l'absence de nouveau REX national ou international, l'IRSN n'a pas de remarque sur les contrôles réalisés.**

5.2. CONTRÔLE DES SUPPORTS M

Les défauts de CSC sont recherchés dans les soudures des supports M réalisées en alliages 82/182. Les soudures des supports M sont contrôlées par un procédé ultrasonore quand leur géométrie le permet ou par un examen télévisuel dans le cas contraire. La zone de couverture moyenne réellement constatée sur l'ensemble des soudures des supports M du parc inspectées par la méthode ultrasonore est de 92 %. En raison d'un phénomène de masquage des zones à inspecter par la présence de défauts de fabrication, cette valeur est ramenée à 33 %, pour certaines soudures de certains supports M. **L'IRSN considère qu'EDF doit ajouter un examen télévisuel dans le cas où le taux de couverture d'une soudure par le procédé de contrôle ultrasonore est inférieur à 80 %. EDF a pris l'engagement n° 14 en Annexe 3 en ce sens.**

5.3. CONTRÔLE DES ZONES DE RÉPARATION ET DES ARRONDIS DE TUBULURE DE LA CUVE

Les défauts de CSC sont recherchés au niveau des zones de réparation et des arrondis de tubulure de la cuve. **Pour l'ensemble de ces zones, les procédés mis en œuvre n'appellent pas de remarque de l'IRSN.**

5.4. CONTRÔLE DES ADAPTATEURS DE CUVE EN ALLIAGE 690

Les adaptateurs de cuve en alliage 690 sont inspectés par échantillonnage. **Les procédés mis en œuvre n'appellent pas non plus de remarque de l'IRSN.**

5.5. DÉTECTION DE FUITE « FLÜS »

Le système « Flüs » est conçu pour détecter des fuites du fluide primaire. EDF a déjà eu recours à ce système, au titre de mesures compensatoires pour vérifier l'absence de fuite à proximité immédiate d'une PFC.

La sensibilité du système dépend de la dilution de cette fuite dans l'atmosphère au voisinage du capteur. **L'IRSN estime que le système « Flüs » peut permettre de détecter localement une fuite, mais qu'il serait moins performant pour une vérification globale d'absence de fuite. En tout état de cause, l'IRSN considère qu'un système de détection de fuite ne peut se substituer à la mise en œuvre de méthodes d'END adéquates.**

5.6. CONTRÔLE DES PÉNÉTRATIONS DE FOND DE CUVE

Lors des visites décennales¹¹, EDF contrôle les PFC réalisées en alliage 600 de tous les réacteurs afin de s'assurer de l'absence de fissuration par CSC. Ces fissures peuvent conduire à des fuites, voire à une rupture de la PFC dans le cas d'une fissure d'orientation circonférentielle et de grande étendue. EDF utilise un procédé ultrasonore de type TOFD¹² d'orientation longitudinale (TOFD-L) pour le contrôle du métal de base des PFC. Ce procédé est

¹¹ La périodicité des contrôles des quatorze PFC non détensionnées du réacteur n° 3 de Bugey est de 5 ans.

¹² Un contrôle par la méthode ultrasonore TOFD (Time of Flight Diffraction) consiste à utiliser un traducteur émetteur et un traducteur récepteur, situés à une distance fixe. Le faisceau des traducteurs est très divergent de sorte à détecter des défauts dans une grande zone.

volumique et il est mis en œuvre par l'intérieur de la PFC. En cas de détection d'une indication, sa caractérisation est complétée par d'autres contrôles. Depuis 2005, EDF ne spécifie plus dans ses exigences de contrôle la détection des fissures de CSC circonférentielles pouvant s'initier en paroi interne. EDF justifie cette position par l'analyse des contraintes résiduelles et de quelques éléments du REX. Pour l'IRSN, le risque d'apparition d'une fissure de CSC interne d'orientation circonférentielle n'est pourtant pas totalement exclu, compte tenu de la complexité de l'analyse des contraintes, notamment dans les zones déformées de la soudure. **Ces contrôles sont nécessaires au titre de la défense en profondeur¹³. Ainsi, l'IRSN considère qu'EDF doit renforcer le contrôle du métal de base des PFC en vue de pouvoir détecter les défauts internes quelles que soient leurs orientations et leurs positions. Cela conduit l'IRSN à formuler la recommandation n° 2 en Annexe 1.**

Par ailleurs, deux PFC du parc dont le diamètre interne est plus important que le diamètre nominal, ne sont pas contrôlées par EDF. L'IRSN estime que le contrôle volumique de ces PFC est important pour garantir la détection des fissures qui pourraient s'amorcer dans le métal de base depuis la paroi externe. **Aussi, l'IRSN considère qu'EDF doit développer un procédé de contrôle pour l'inspection volumique de ces pénétrations. EDF a pris l'engagement n° 15 en Annexe 3 en ce sens.**

EDF indique également que deux PFC de réacteurs de 1450 MWe en alliage 600 présentent un rétreint en dessous du point bas de la soudure, ce qui conduit à restreindre la zone des contrôles. Pour l'IRSN, des fissures pourraient s'amorcer au niveau de ces rétreints et se propager à l'intérieur des PFC. **L'IRSN considère qu'EDF doit contrôler de manière systématique les rétreints des PFC des réacteurs de ce palier par des contrôles surfaciques. EDF a pris l'engagement n° 16 en Annexe 3 en ce sens.**

Enfin, la soudure des PFC sur le revêtement de cuve n'est actuellement pas contrôlée. L'IRSN estime pourtant qu'une fissure pourrait s'amorcer au niveau de cette soudure au vu du REX de fissuration circonférentielle d'adaptateurs de traversée de couvercle à l'international. De plus, la cinétique de propagation d'une fissure dans la soudure en alliage 182 est plus élevée que celle dans le métal de base en alliage 600. EDF mène des actions de veille technologique et industrielle pour identifier et évaluer les capacités de différents procédés d'END à inspecter ces soudures, mais en déduit qu'elles ne sont pas utilisables industriellement. **L'IRSN considère qu'un contrôle surfacique périodique est réalisable et permettrait de détecter des désordres importants. Cela fait l'objet de la recommandation n° 2 en Annexe 1, introduite précédemment. Toutefois, EDF a pris l'engagement de réaliser une analyse des procédés d'END utilisables (engagement n° 17 en Annexe 3).**

6. STRATÉGIE DE MAINTENANCE DES PFC

EDF consolide chaque année sa stratégie de maintenance des « Zones en Inconel », établie pour une durée de trois ans. Cette stratégie de maintenance prévoit désormais de contrôler toutes les zones au moins tous les 10 ans. Ainsi, les examens par ultrasons du métal de base des PFC détensionnées sont réalisés au moins une fois tous les 10 ans, et tous les 5 ans pour les PFC non détensionnées du réacteur n° 3 du Bugey. Pour EDF, ces périodicités ont été déterminées sur la base de la cinétique de CSC. **Pour la très grande majorité des « zones en Inconel », l'IRSN considère que cette stratégie est acceptable, mais n'est pas suffisante pour prévenir le risque de fuite ou de rupture des PFC.**

¹³ Le concept de défense en profondeur a été introduit dans le domaine de la sûreté nucléaire au début des années 1970. Il se concrétise pour les installations nucléaires par la mise en place d'une série de niveaux de défense reposant sur les caractéristiques intrinsèques de l'installation, des dispositions matérielles, organisationnelles et humaines ainsi que des procédures destinées à prévenir les accidents puis, en cas d'échec de la prévention, à en limiter les conséquences. La défense en profondeur est un concept qui s'applique à tous les stades de la vie d'une installation, de la conception au démantèlement (cf. rapport INSAG-10 de l'AIEA).

6.1. RISQUE ET CINÉTIQUE DE PROPAGATION PAR CSC

L'IRSN considère que le REX de la fissuration de la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de Gravelines indique une vitesse de fissuration supérieure à celle évaluée par le modèle EDF d'au moins 25 %. Selon EDF, ce cas est unique puisque l'amorçage de la CSC est lié à la présence de d'inclusions¹⁴ dans l'épaisseur du tube. L'analyse complémentaire des signaux TOFD-L à la recherche d'indices de potentielles inclusions, réalisée sur toutes les PFC du parc, confirme la spécificité de la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de Gravelines. Par ailleurs, après relecture des END de 2001 (la relecture conclut à une profondeur de ce défaut de 7 mm en 2001), EDF estime désormais que la propagation réelle du défaut le plus important est d'au plus 3 mm entre 2001 et 2011.

Par ailleurs, le premier contrôle des PFC du réacteur n° 3 de Cattenom a permis de détecter, pour la PFC n° 58, une indication circonférentielle externe, située au niveau de l'interface entre la soudure en J et le métal de base de la PFC, de profondeur 7 mm et d'étendue angulaire de 81°. Pour un tel défaut, selon EDF, l'étude de sûreté conduirait à la rupture guillotine de la PFC (rupture circonférentielle au-dessus de la soudure). Il n'y aurait pas de risque de fuite du CPP, mais un risque de corps migrant, détectable par le système de détection acoustique et par la détection d'humidité dans le doigt de gant qui serait alors percé. **L'IRSN considère qu'une rupture guillotine de la PFC ne devrait pas, du moins dans un premier temps, remettre en cause l'intégrité du CPP. Néanmoins, l'étanchéité reposerait alors sur le doigt de gant du tube RIC¹⁵, qui pourrait s'user rapidement sous l'effet des écoulements locaux, conduisant ainsi à une fuite vers les dispositifs d'étanchéité d'un doigt de gant¹⁶, qui appartient à la deuxième barrière de confinement.**

Enfin, pour le métal déposé, l'IRSN considère que la cinétique de fissuration est bien plus élevée que celle du métal de base, ce qui pourrait conduire à observer des fissures traversantes au cours des 10 ans (cf. recommandation n° 1 en Annexe 1).

6.2. MÉCANIQUE DE LA RUPTURE ET PROPAGATION PAR FATIGUE

Ce paragraphe présente une synthèse des analyses de nocivité relatives aux défauts de CSC dans les PFC, telles que présentées par EDF. Les analyses de nocivité comprennent des analyses de mécanique de la rupture et de propagation par fatigue, des fissures de CSC. L'analyse de l'IRSN s'appuie également sur le REX des deux cas de fissuration survenus en France.

6.2.1. Fissuration interne longitudinale

Vis-à-vis du risque de rupture, l'analyse montre que le défaut critique¹⁷ a une profondeur de 9 mm qui est significativement supérieure à celle du défaut détectable (3 mm). **Mais, les expertises de la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de Gravelines montrent que le défaut le plus profond est de 9,7¹⁸ mm.** Néanmoins, les expertises destructives de cette PFC n'ont fait apparaître aucune déchirure mécanique.

¹⁴ Les produits métallurgiques peuvent contenir des inclusions, notamment des oxydes.

¹⁵ RIC : système d'instrumentation interne du réacteur.

¹⁶ En aval de chaque tube de doigt de gant sont installés un clapet à bille et une vanne motorisée. Ces organes ont pour fonction d'isoler la cavité interne du doigt de gant vis-à-vis de l'atmosphère ambiante du bâtiment réacteur, en cas de percement du doigt de gant lui-même.

¹⁷ Le défaut critique correspond au défaut dont les dimensions conduiraient à la déchirure ou la rupture du composant, pour un chargement mécanique donné.

¹⁸ L'épaisseur minimale d'une PFC est de 11,43 mm.

L'analyse à la fatigue¹⁹ montre une propagation modérée de ce type de défaut longitudinal en peau interne, selon des calculs conservatifs (de l'ordre de 0,2 mm/an pour un défaut de profondeur 5 mm) et négligeable selon les calculs par éléments finis réalisés pour la justification d'un défaut de profondeur 5,2 mm.

6.2.2. Fissuration externe circonférentielle

Pour la fissuration externe circonférentielle, l'analyse de nocivité du défaut (REX du réacteur n° 3 de Cattenom) évalue principalement les risques de propagation de dommages par CSC et par fatigue vibratoire, ainsi que les risques de rupture brutale. Les résultats de cette étude montrent que le défaut de profondeur 7 mm déboucherait en peau interne après environ 5 années de fonctionnement et que le risque de rupture guillotine de la PFC serait atteint au bout de 6 à 7 ans. Ce point est développé ci-après.

6.3. PERFORMANCE DES END

Le critère de notation et de caractérisation²⁰ pour les défauts longitudinaux situés en paroi interne des PFC est de 10 mm de longueur et de 3 mm de profondeur. L'IRSN considère qu'une technique complémentaire au contrôle TOFD-L, par exemple par courants de Foucault, pourrait permettre la détection précoce des fissures de CSC de faible profondeur, d'orientations circonférentielle et longitudinale. **Ce point fait l'objet de la recommandation n° 2 en Annexe 1.**

Le critère de notation et de caractérisation pour les défauts circonférentiels situés en paroi externe des PFC est de 10 mm de longueur et de 4 mm de profondeur. Pour cette dégradation particulière, l'IRSN considère que les END sont à l'état de l'art. Pour le défaut de la PFC n° 58 du réacteur n° 3 de Cattenom (d'étendue angulaire de 81 °, de longueur 27 mm et de profondeur 7 mm), l'analyse de nocivité montre que le risque de rupture guillotine de la PFC serait atteint au bout de 6 à 7 ans. **Pour l'IRSN, compte tenu des critères de notation et de caractérisation des END, des cinétiques de fissuration (de l'ordre de 0,6 à 1 mm/an) et des analyses de nocivité, un contrôle décennal n'apporte aucune marge pour ce type de défaut.** En effet, à partir d'un défaut initial de profondeur inférieure ou égale à 4 mm (non noté et non caractérisé), seulement trois ans seraient nécessaires pour atteindre 7 mm ce qui pourrait conduire à une rupture guillotine avant le prochain contrôle (6 à 7 ans plus tard).

Compte tenu des cinétiques de fissuration, des études de nocivité des défauts disponibles et de la sensibilité des méthodes actuellement mises en œuvre par EDF pour la détection des défauts recherchés, l'IRSN considère qu'une périodicité de 10 ans pour les END n'est pas adaptée au contrôle des PFC détensionnées. L'IRSN reprend ainsi une position qu'il avait déjà exprimée dans un avis relatif à la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de Gravelines en 2011 (Annexe 2)[3]. Par ailleurs, le Groupe Permanent avait noté en 2013 qu'EDF réalisait des END des PFC du parc en « VD2 + 6 ans », soit 6 ans après la deuxième visite décennale, dans le cadre du REX de la PFC du réacteur n° 1 de Gravelines et que plus globalement, la stratégie de contrôle des PFC était en cours de révision [4]. Cependant, EDF n'a pas fait évoluer la périodicité des contrôles des PFC. **Ceci conduit l'IRSN à formuler la recommandation n° 3 en Annexe 1.**

¹⁹ La résistance des structures aux variations cycliques des chargements fait appel aux règles d'évaluation du risque d'endommagement par fatigue. Les règles d'analyse de fatigue appliquées aux matériels mécaniques des chaudières nucléaires sont définies dans le code français de construction des chaudières nucléaires à eau pressurisée RCC-M et le code relatif à la surveillance en exploitation de ces matériels RSE-M.

²⁰ Le critère de notation correspond aux caractéristiques minimales (dimensions ou amplitude de mesure) à partir desquelles une indication doit être prise en compte. Le critère de caractérisation correspond aux caractéristiques de l'indication qui nécessitent d'associer l'indication à un défaut physique (fissure, usure, défaut de fabrication...), d'en préciser l'origine, la position et les dimensions. Cette étape de caractérisation inclut le cas échéant des contrôles complémentaires et la création d'un dossier de traitement d'écart (nocivité du défaut et actions de réparation ou de surveillance).

7. CONCLUSION

EDF a mené un travail conséquent de révision de son dossier « Zones en Inconel ». Cependant, à l'issue de son expertise, l'IRSN estime que ce dossier nécessite des compléments qui visent notamment à mieux caractériser et analyser le REX, à mieux définir les vitesses de propagation de la CSC des alliages à base de nickel, à rechercher l'exhaustivité quant au risque de dégradation en service tant des alliages de type 600 que 690, ainsi qu'à renforcer les examens non destructifs. Pour ce qui concerne la stratégie de maintenance afférente, l'IRSN considère qu'elle est globalement acceptable, mais n'est pour autant pas suffisante pour prévenir tout risque de fuite ou de rupture des PFC. À ce titre, l'IRSN considère qu'EDF doit notablement réduire la périodicité de contrôle des PFC qui est actuellement de 10 ans.

IRSN

Le Directeur général

Par délégation

Hervé BODINEAU

Adjoint au Directeur de l'Expertise de Sécurité

ANNEXE 1 À L'AVIS IRSN N° 2020-00176 DU 6 NOVEMBRE 2020

Recommandations de l'IRSN

Recommandation n° 1

L'IRSN recommande qu'EDF mette en œuvre des contrôles surfaciques, à titre d'expertise, des soudures en J des pénétrations de fond de cuve, à partir de la VD4 des réacteurs, avec une fréquence d'inspection adaptée à la cinétique enveloppe d'endommagement permettant d'écarter le risque de fuite en service.

Recommandation n° 2

Pour apporter un meilleur niveau de confiance quant à la détection des défauts susceptibles de se développer en peau interne des pénétrations de fond de cuve, quelle que soit leur orientation, l'IRSN recommande qu'EDF complète le procédé ultrasonore volumique TOFD-L réalisé en contrôle de base par un contrôle surfacique.

Recommandation n° 3

Étant donné le retour d'expérience de fissuration des PFC N° 4 du réacteur N° 1 de Gravelines et N° 58 du réacteur N° 3 de Cattenom, de la cinétique de propagation qui en résulte, des seuils de détection des contrôles et des analyses mécaniques présentées, l'IRSN recommande qu'EDF renforce la périodicité de contrôle des PFC, dans le cadre de son programme pluriannuel de maintenance des zones en Inconel du CPP.

ANNEXE 2 À L'AVIS IRSN N° 2020-00176 DU 6 NOVEMBRE 2020

Rappel de recommandation issue d'un avis antérieur de l'IRSN

Rappel de la recommandation n° 4 de l'avis IRSN n° 2011-00475 du 28 novembre 2011 [3]

L'IRSN recommande que la périodicité maximale de 10 ans entre deux contrôles des PFC des cuves soit notablement réduite dès lors que les installations ont dépassé leur VD2 et approchent de leur VD 3.

ANNEXE 3 À L'AVIS IRSN N° 2020-00176 DU 6 NOVEMBRE 2020

Engagements de l'exploitant

Engagement n° 1

EDF réalisera la mise à jour des retours d'expérience des cas de corrosion sous revêtement ou de faible fuite observés à l'international sur la corrosion ferritique, applicables ou transposables au dossier Zones en Inconel, et en tirera les enseignements sur le risque des conséquences de fuite de fluide primaire, notamment au niveau des PFC (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 2

EDF réalisera un document de synthèse complet et autoportant du REX international concernant les zones en Inconel (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 3

EDF mettra à jour la note de REX international par l'analyse des fissurations dans les soudures en J des adaptateurs des traversées de couvercles de cuve et en tirera les enseignements sur l'analyse du risque de fissuration par CSC, notamment circonférentielle, au niveau des soudures en J des PFC du parc (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 4

EDF détaillera le REX de la LBM de GV de North Anna 1 dans la mise à jour de la synthèse du REX international, avec une analyse du risque de fissuration par CSC des LBM de cuve du palier N4 (en alliage 82) (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 5

EDF utilisera par défaut comme loi enveloppe pour les PFC la loi issue de la coulée RA737 et poursuivra ses travaux de R&D pour mieux évaluer la cinétique de fissuration en fonction des paramètres matériaux et des mécanismes impliqués et définir des lois enveloppes par coulée (échéance : novembre 2023).

Engagement n° 6

EDF réalisera une étude sur les chemins de propagation de fissures amorcées en surface de soudure d'une PFC et analysera le risque de fuite. Cette étude exploitera des résultats expérimentaux sur maquette de PFC, avec mesures de contraintes résiduelles et calculs de SNS (avec hypothèses enveloppes et réalistes) (échéance : novembre 2021).

De plus, EDF réalisera un état de l'art sur les techniques d'END potentiellement applicables aux soudures des PFC pour la détection et la caractérisation de défauts de CSC (échéance : novembre 2021).

Engagement n° 7

EDF réalisera une synthèse de l'état des connaissances actuelles du mécanisme LTCP des alliages de base nickel, en intégrant l'effet de l'environnement sur la ténacité, et analysera la pertinence du cumul des mécanismes

d'endommagement par CSC et LTCP²¹, dans les conditions d'exploitation du parc, notamment lors des phases de mises à l'arrêt des réacteurs (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 8

EDF déterminera la nécessité d'intégrer des précautions quant au risque de LTCP dans les spécifications chimiques pour le parc en exploitation, en fonction des conclusions de la synthèse sur le mécanisme LTCP des alliages de base nickel (échéance : novembre 2023).

Engagement n° 9

EDF fera une analyse bibliographique des données disponibles sur les niveaux d'écroûissage dans les ZAT et soudures comportant les alliages 690, 52 et 152 (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 10

EDF réalisera l'extraction et l'expertise de bouchons en alliage 690 dans le cadre du projet SHERLOCK (échéance : novembre 2023).

Engagement n° 11

EDF intégrera dans son dossier les examens à mettre en œuvre sur les 14 PFC du réacteur n° 3 du Bugey traitées par mitigation, en cas de déformation de la surface due à l'effet d'un corps migrant ou de toute opération (échéance : juin 2022).

Engagement n° 12

EDF réalisera une étude de sensibilité du paramètre indice hydrogène basée sur des essais, sur des coulées en alliage 600, pour mesurer l'effet de l'augmentation de la teneur en hydrogène à 35-45 cc H₂/kg H₂O (échéance : juin 2024).

Engagement n° 13

EDF intégrera dans le code CORIOLIS des modèles des indices améliorés, pour tenir compte des modifications concernant l'hydrogène dissous et l'injection de zinc dans le fluide primaire (échéance : juin 2023).

Engagement n° 14

EDF s'engage à étudier la faisabilité du développement d'un procédé de type ultrasonore TOFD-L, adapté à ces pénétrations spécifiques et qui serait mis en œuvre en mode expertise (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 15

EDF s'engage à réaliser un état des lieux du taux de couverture des examens des PFC en alliage 600 des réacteurs n° 1 et 2 de Chooz B, évaluera le risque d'amorçage de CSC au niveau des zones non couvertes du rétreint et réalisera, le cas échéant, une analyse de faisabilité d'examens complémentaires (échéance : novembre 2024).

²¹ LTCP : low temperature crack propagation – fragilisation par l'hydrogène

Engagement n° 16

EDF indique que les différentes géométries des PFC, leur état de surface et la faible accessibilité de la soudure font que la faisabilité d'un tel contrôle n'est pas acquise, mais s'engage à réaliser un état de l'art sur les techniques d'END potentiellement applicables aux soudures des PFC, pour la détection et la caractérisation de défauts de CSC (échéance : novembre 2021).

Engagement n° 17

EDF réalisera un état des lieux, évaluera le risque de CSC au niveau des zones non couvertes et lancera le cas échéant une analyse de faisabilité pour la mise en œuvre d'un examen télévisuel complémentaire sur les soudures des supports M (échéance : novembre 2022).

Engagement n° 18

EDF réalisera un réexamen des études de justification en tenant compte de l'ensemble des phénomènes de CSC, fatigue et rupture brutale, ainsi que du REX de la PFC N° 4 de du réacteur N° 1 de Gravelines, pour asseoir la périodicité d'examen des PFC définie dans le programme pluriannuel de maintenance des zones en Inconel du CPP (Échéance : la note sera transmise en avril 2021. Les résultats complets de l'étude de propagation par fatigue seront intégrés dans la note révisée pour fin 2021).