

**Référence courrier :**  
CODEP-DEP-2022-026625

**Monsieur le Directeur**  
Division Production Nucléaire  
Site Cap Ampère  
1, place Pleyel  
93282 Saint Denis Cedex

Dijon, le 14 juin 2022

**Objet :** Fissures de corrosion sous contrainte - identification des zones et stratégie associée

**Références :** [1] Courrier EDF D455022003069 du 13 mai 2022  
[2] D455022000237 indice2 du 11 mai 2022 – Défauts de corrosion sous contrainte constatés à Civaux 1 et Penly 1 : état des lieux des éléments disponibles au 11 mai 2022  
[3] D455022002964 indice 0 du 12 mai 2022 – Analyse de sensibilité au risque d'apparition de la corrosion sous contraintes des tuyauteries du CPP du palier 900MWe  
[4] Courrier EDF D455022002704 du 26 avril 2022

Monsieur le directeur,

En fin d'année 2021, vous m'avez informé de la découverte de fissures résultant d'un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) sur les tuyauteries du système d'injection de sécurité (RIS) des circuits primaires principaux des réacteurs 1 de Civaux et de Penly. Les expertises menées sur une des tuyauteries du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) du réacteur 1 de Civaux ont également révélé des fissures de CSC.

Par courrier du 13 mai 2022 [1], vous m'avez transmis votre stratégie actualisée de traitement de la problématique. Cette stratégie et les éléments la justifiant appellent les demandes suivantes.

## **1. Stratégie de contrôle**

### *Stratégie de contrôle lors des visites décennales de 2022*

Vous prévoyez pour les réacteurs dont la visite décennale intervient en 2022 (Tricastin 3, Gravelines 3, Dampierre 2, Blayais 1 et Saint Laurent B2 pour les réacteurs de 900 MWe et Golfech 1 pour les réacteurs de 1300 MWe) de réaliser des contrôles sur les zones identifiées au titre de la fatigue thermique dans les programmes de maintenance préventive avec l'END dit « historique ». Cet END n'a pas permis de détecter notamment un défaut de grande taille sur l'une des soudures de Civaux 1 (4 mm

de profondeur maximale pour 330 mm de longueur). Ceci vous avait conduit à développer et mettre en œuvre l'END dit « optimisé » que vous considérez à ce jour comme présentant un risque important de « faux positif ».

Il n'apparaît pas acceptable de mettre en œuvre lors de la visite décennale d'un réacteur un END dont les performances de détection ne sont pas établies, notamment au regard de la détection de défauts dont la stabilité ne peut être démontrée, d'autant que les éléments permettant d'évaluer la cinétique de propagation de la CSC restent à consolider. Par ailleurs, la profondeur du défaut de 4 mm susmentionné est de l'ordre de grandeur du défaut critique que vous justifiez par une méthode codifiée pour certains types de réacteur.

**Demande 1 : Dans les cas où vous souhaiteriez recourir uniquement à l'END historique, je vous demande :**

- **de justifier que ses performances de détection sont suffisantes afin de détecter une fissure ayant pour origine la CSC, en tenant compte du retour d'expérience concernant le défaut de profondeur 4 mm mentionné précédemment ;**
- **de justifier l'adéquation des performances revendiquées vis-à-vis du risque de rupture brutale en tenant compte d'une cinétique de propagation enveloppe et des tailles de défauts critiques actuellement justifiées par les méthodes codifiées ;**
- **de préciser votre stratégie de caractérisation en cas de détection d'indication supérieure au seuil de notation.**

Par ailleurs, je note que le procédé d'END dit « amélioré » est disponible en mode « bêta » pour vous permettre de valider sa procédure d'acquisition. Vous indiquez que vous allez progressivement mettre en œuvre cet END en 2022 en complément de l'END historique. Je considère que le recours à un tel procédé, développé dans le but de détecter des défauts de CSC, et devant permettre de caractériser la profondeur des défauts, est de nature à apporter des informations utiles dans la suite de la gestion de la problématique CSC.

**Demande 2 : Je vous demande de préciser votre stratégie de mise en œuvre de l'END amélioré. En particulier, je vous demande de le mettre en œuvre autant que possible dès 2022 sur les réacteurs en visite décennale. Vous me transmettez le programme de contrôle envisagé, étayé au regard de la disponibilité de l'END amélioré.**

Par ailleurs, certaines configurations de ligne sont susceptibles de présenter un risque de CSC plus important et peuvent comporter des soudures réparées. Vous avez à ce titre identifié l'ensemble des conditions de soudages et des soudures réparées sur les branches chaudes et froides des systèmes RIS et RRA.

**Demande 3 : Je vous demande de réviser le programme de contrôle prévu sur les systèmes RIS et RRA pour les réacteurs en visite décennale en tenant compte de la sensibilité des lignes aux phénomènes de CSC, des conditions de soudage et de la présence de soudures réparées.**

J'attire votre attention sur le fait que, s'agissant des demandes ci-dessus, les éléments de réponse sont attendus en préalable à la réalisation des épreuves hydrauliques du circuit primaire principal décennales.

### *Stratégie de contrôle pour les réacteurs à FSI*

Vous avez procédé à la relecture des anciens contrôles afin d'identifier si des indications détectées, alors classées parasites, ne pourraient pas être liées à la présence de fissures de CSC. Cette relecture des fiches de suivi d'indication (FSI) vous a ainsi permis de les classer en 3 catégories :

- P1 : parasite non remis en cause,
- P2: éléments insuffisants au regard du retour d'expérience pour plaider sur parasite uniquement,
- P3: éléments insuffisants au regard du retour d'expérience pour plaider sur parasite uniquement avec risque plus élevé d'être en présence de dégradation.

Les réacteurs 3 et 4 du Bugey, 1 et 2 de Flamanville et 4 de Cattenom présentent des FSI P3. Ces réacteurs font actuellement ou feront prochainement l'objet d'expertises afin de statuer sur la présence de CSC.

**Demande 4 : Pour les réacteurs présentant des FSI classées P3, je vous demande de réviser le programme de contrôle afin de tenir compte du résultat des expertises en cours et à venir, de la connaissance de la sensibilité des lignes aux phénomènes de CSC, des conditions de soudage et de la présence de soudures réparées.**

Vous aviez dans un premier temps identifié trois réacteurs (Paluel 2, Saint Alban 2, Cruas 2) dont les fiches de suivi d'indication étaient classées P2. Une nouvelle analyse des FSI P1 vous a conduit à reclasser des FSI initialement P1 en FSI P2 pour cinq autres réacteurs (Cattenom 1, Bugey 2 et 5, Gravelines 6 et Chinon B2). Votre stratégie initiale prévoyait un contrôle des réacteurs présentant des FSI classés P2 dès 2022. Vous prévoyez de reporter ces contrôles en 2023.

**Demande 5 : Je vous demande de préciser les éléments vous ayant conduit à reclasser certaines FSI au niveau P2.**

**Demande 6 : Je vous demande de procéder à une analyse des FSI P2 au regard de la sensibilité des lignes aux phénomènes de CSC, des conditions de soudage et de la présence de soudures réparées détectées, afin de confirmer l'absence d'éléments de nature à prioriser certains contrôles dès 2022.**

### *Stratégie de contrôle attendue pour mi-juillet*

Dans le cadre de l'élaboration de stratégie de contrôle détaillée, prévue pour mi-juillet et qui sera complétée à l'automne, vous aurez à prendre en considération l'ensemble des éléments à votre disposition (résultats d'expertise, niveau de contraintes dans les lignes, connaissances relatives aux soudages et soudures réparées...).

**J'attire votre attention sur le fait qu'au regard de ces éléments, il conviendra le cas échéant, de reconsidérer les échéances reportées à 2023. Une attention particulière sera portée aux réacteurs présentant des FSI P2.**

### *Stratégie de contrôle pour les réacteurs n'ayant pas fait l'objet de contrôle historique*

Pour les réacteurs de 1300 MWe, les contrôles historiques par ultrasons ont été réalisés lors des troisièmes visites décennales. Ainsi, ces contrôles n'ont pas encore été réalisés sur les réacteurs de Golfech 2 et Penly 2 et aucune relecture des contrôles antérieurs n'a ainsi pu être réalisée. Vous prévoyez de contrôler le réacteur de Golfech 2 en février 2023 et n'indiquez pas d'échéance pour le réacteur de Penly 2.

**Demande 7 : Pour le réacteur 2 de Penly, je vous demande de définir un programme et de réaliser les contrôles lors de l'arrêt prévu en août 2022.**

## **2. Connaissance du phénomène**

### *Analyse des causes*

Vos analyses sur les causes de la CSC vous conduisent à considérer que le couplage entre pénétration du vortex et longueur stratifiée génère des chargements thermomécaniques qui constituent une cause prépondérante d'émergence de la CSC et que les conditions de soudage constituent un paramètre de second ordre. Vous estimez également que la plage de température entre 100 °C et 140 °C constitue la limite en deçà de laquelle le phénomène de stratification thermique ne se produit plus.

Je note que, sur la base des expertises disponibles, les défauts de CSC observés sur le réacteur B1 de Chooz sont d'ampleur inférieure à ceux observés sur le réacteur 1 de Civaux pour des zones identiques (coudes RIS), alors que ces réacteurs sont de même conception.

Par ailleurs, vous indiquez que les chargements thermomécaniques constituent une cause prépondérante dans l'apparition de CSC sans qu'aucune donnée quantitative permettant de justifier cette hypothèse n'ait été transmise. En particulier, vous n'avez pas, à ce stade, fourni d'estimations des contraintes qui seraient induites sur les différentes soudures d'une ligne auxiliaire, sous l'influence des phénomènes thermohydrauliques et en fonction de la géométrie des lignes.

Ces chargements sont également susceptibles d'être cumulés à des contraintes résiduelles de soudage, et aux autres contraintes mécaniques auxquelles les lignes peuvent être soumises en fonctionnement.

**Demande 8 : Je vous demande de transmettre les analyses quantitatives permettant d'estimer les contraintes dans les différentes soudures, en détaillant en particulier les contraintes issues des chargements thermomécaniques et les contraintes résiduelles de soudage.**

Concernant les contraintes résiduelles de soudage, je note qu'un programme de validation par maquette est en cours.

Concernant les contraintes thermomécaniques, il apparaît nécessaire de valider les données d'entrée de vos analyses, le cas échéant par la mise en œuvre d'un programme expérimental ou d'une instrumentation des lignes des réacteurs.

**Demande 9 : Je vous demande de préciser votre stratégie de validation des hypothèses de calcul des chargements thermomécaniques, en particulier les programmes envisagés de validation expérimentale ou d'instrumentation des lignes.**

Afin de tenir compte du cas de CSC détectée sur le réacteur de Chinon B3 rappelé ci-après, il est également nécessaire d'estimer l'influence d'un défaut de fabrication sur les contraintes.

**Demande 10 : Je vous demande de compléter vos études mécaniques par une analyse de sensibilité à la présence de défauts issus de la fabrication. Cette analyse de sensibilité permettra d'estimer l'influence d'un défaut sur la concentration de contrainte induite par sa présence.**

Des expertises de l'IRSN sont en cours concernant les causes du phénomène. La chimie des matériaux et du milieu primaire sont des facteurs dont l'influence reste à déterminer et qui ne peuvent encore être exclus.

### **Cas de la CSC détectée sur le réacteur de Chinon B3**

L'expertise réalisée sur une soudure du système RRA du réacteur de Chinon B3 a révélé un défaut de CSC initié à partir d'un défaut de collage d'une hauteur d'environ 0,4 mm.

Sur le système RIS, les expertises menées sur des soudures des réacteurs de Fessenheim 2 et Blayais 2, ont montré que des défauts de fabrications de hauteurs respectives 0,35 mm et 0,23 mm n'ont pas conduit à l'apparition de CSC.

**Demande 11 : Je vous demande de préciser quelle est l'influence de la présence d'un défaut de fabrication (défaut plan ou volumique), en particulier sur les contraintes résiduelles et la présence d'une zone de compression.**

**Demande 12 : Je vous demande de préciser la capacité de détection des END mis en œuvre en fin de fabrication et d'évaluer quelles soudures sont les plus susceptibles de présenter des défauts susceptibles de favoriser l'apparition de CSC. Ce paramètre devra être considéré, le cas échéant, afin de déterminer les contrôles à mettre en œuvre.**

J'attire également votre attention, selon la conclusion qui sera apportée aux deux demandes précédentes, sur le fait qu'il sera nécessaire de tenir compte, le cas échéant, de la possibilité qu'un défaut de fabrication de dimension inférieure à la capacité de détection des END de fin de fabrication induise l'apparition d'une fissure de CSC.

**Demande 13 : Je vous demande de préciser la capacité des END qui seront mis en œuvre lors des réparations à venir à détecter des défauts susceptibles d'être engendrés par le soudage.**

### **3. Réparation à l'issue des déposes de tuyauteries**

Vous prévoyez la réparation des tronçons de tuyauteries déposés et sur lesquels de la CSC a été détectée.

**Dans l'hypothèse où vos dispositions de réparation ne permettraient pas d'exclure la réapparition de CSC, j'attire votre attention sur la nécessité de prévoir une stratégie de contrôle permettant de détecter ce phénomène aussi précocement que possible.**

À ce jour, la soudure de raccordement des lignes auxiliaires, notamment du système RIS, n'a pas fait l'objet d'investigation.

**Demande 14 : Je vous demande de réaliser des contrôles ou d'apporter des éléments de justification concernant le risque de CSC pour ces soudures en amont de la repose des lignes.**

Par ailleurs, une insuffisance des dispositions de surveillance a été relevée en inspection par mes services lors de chantiers de dépose.

**Demande 15 : Je vous demande d'analyser le retour d'expérience des constats faits et de mettre en place toutes les mesures nécessaires, que ce soit pour les chantiers de dépose ou les chantiers de réparation à venir.**

#### **4. Risque de CSC sur les zones en acier austénitique des autres systèmes**

Par vos courriers [1] et [4], vous avez précisé vos travaux d'acquisition de connaissances sur les autres zones de tuyauteries du circuit primaire principal.

##### *Les branches primaires principales*

Vous prévoyez de vous appuyer sur les soudures déposées lors des remplacements de générateur de vapeur, notamment en recensant les lieux ayant fait l'objet d'un ressuage ou de réaliser des ressuages complémentaires sur les pièces qui ont été conservées. J'ai bien noté que vous avez réalisé des ressuages sur les soudures déposées lors du remplacement de générateurs de vapeur (RGV) de Gravelines 5, qui n'ont pas révélé de CSC.

**Je note votre engagement à transmettre un programme de ressuage des soudures déposées avant le 30 juin 2022.**

Toutefois, les RGV ne concernant à ce stade que des réacteurs de 900 MWe et Paluel 2, l'échantillonnage prévu paraît faible en dehors des réacteurs de 900 MWe. Je note que la réalisation prochaine du RGV de Flamanville 1 peut constituer une opportunité de réalisation de contrôles. Je vous demande de prendre en compte ces éléments dans le programme à transmettre.

##### *Les lignes d'expansion du pressuriseur*

Vous prévoyez de réaliser la relecture des radiogrammes produits sur les réacteurs du Bugey, de Dampierre et de la partie basse du coude de Chinon B3. **Je note votre engagement de transmettre les conclusions de votre relecture pour le 30 juin 2022.**

À ce stade, le périmètre de vérification (réacteurs de 900 MWe uniquement et par sondage) n'apparaît pas suffisamment justifié. De même, la capacité de détection de la CSC par la méthode considérée n'a pas été justifiée.

**Je note qu'un END est en cours de développement avec l'objectif de sa mise en œuvre courant 2022.**

### *Les lignes auxiliaires de diamètre inférieur ou égal à 6 pouces*

Je note que vous avez réalisé, dans le cadre d'autres affaires, des expertises destructives, qui confirment l'absence de corrosion sous contrainte sur les soudures des composants suivants :

- RIS 6" branches chaude et froide pour les réacteurs de 900 MWe,
- Aspersion pressuriseur,
- Aspersion pressuriseur auxiliaire,
- Ligne de charge du RCV.

Vous prévoyez d'analyser à nouveau ces soudures (cartographies de micro-dureté, analyse du soudage) pour les comparer avec les configurations 10" et 12" sur lesquelles la présence de CSC est avérée.

**Je note que l'analyse des soudures devait être finalisée pour le 31 mai 2022 mais ne m'est pas parvenue.**

**Je note également que, pour ces lignes de diamètre inférieur à 6 pouces, vous travaillez à la fois sur une solution de contrôle par radiographie X et sur une méthode par courants de Foucault. Un échéancier devait être fourni le 13 mai mais ne m'est pas parvenu.**

**Je note également que pour le système RCV, un END par ultrasons est en cours de développement avec l'objectif d'une mise en œuvre courant 2022.**

### *Lignes de diamètre 6 à 8 pouces*

Aucun élément d'analyse spécifique n'a été apporté pour ces lignes. **Je note que vous travaillez sur un procédé d'END surfacique interne par courants de Foucault.**

### *Tuyauteries en vapeur*

Aucun élément concernant le risque de CSC pour les tuyauteries en vapeur n'a été présenté.

### *Cas des réacteurs de 900 MWe*

La note [3] présente votre position pour les tuyauteries en acier austénitique des réacteurs de 900 MWe, à savoir :

- circuits RIS et RRA 12 et 14" : RIS accus BF (12") et RRA aspiration (14") ;
- tuyauteries primaires ;
- ligne d'expansion du pressuriseur ;
- circuits auxiliaires de diamètre inférieur ou égal à 6" (RIS injection BP et HP, RCV, aspersion pressuriseur, RPE (purge BU).



Les éléments transmis ne tiennent toutefois pas compte des travaux en cours rappelés ci-avant et ne présentent pas une analyse détaillée du risque de CSC. Cette note devra être mise à jour (voir demande suivante).

### *Synthèse des connaissances disponibles*

Je considère que les éléments apportés sur les différents systèmes mentionnés ci-avant ne sont à ce stade pas suffisants pour pouvoir statuer sur le risque de CSC, tant en termes d'identification des zones que de stratégie associée. Je note que de multiples travaux sont en cours, dont les résultats sont attendus prochainement.

**Demande 16 : À l'issue de vos travaux d'acquisition de connaissances en cours, je vous demande de transmettre une note par type de réacteur en présentant, tuyauterie par tuyauterie, une analyse de sensibilité au risque de CSC au regard de l'ensemble des paramètres influents (composition du matériau, environnement chimique, chargement, température, soudage et préparation de surface associée...) et expertises antérieures détaillées.**

Vous transmettez les éléments de réponses à mes demandes au plus tard pour **le 15 juillet 2022**.

*Pour le président de l'ASN et par  
délégation, Le directeur général adjoint,*

Signé par

**Julien COLLET**

