

**Référence courrier :**  
CODEP-DEP-2022-014562

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

Dijon, le 11 avril 2022

**Objet :** Fissures de corrosion sous contrainte - demandes d'approfondissement de vos analyses

**Références :** [1] CODEP-DEP-2022-003685 du 1<sup>er</sup> février 2022  
[2] D455022000867 du 11 février 2022  
[3] CODEP-DEP-2022-008741 du 24 février 2022  
[4] D455022001300 du 4 mars 2022 - TF21-17 - Dégradations par corrosion sous contrainte (CSC) - Réponses au courrier ASN du 24-02-2022  
[5] D400822000174 du 25 mars 2022  
[6] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base  
[7] Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression  
[8] Avis IRSN N° 2022-00066 du 1<sup>er</sup> avril 2022  
[9] D455022000237 ind.1 - défauts de corrosion sous contrainte constatés à CIV1 et PEN1 : état des lieux des éléments disponibles aux 14/02/2022

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. La présence de CSC a ensuite été confirmée sur les trois autres réacteurs de type N4 et des indications pouvant correspondre à la CSC ont été détectées sur les tuyauteries du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) de ces réacteurs. Votre stratégie de contrôle actuelle a également conduit à la détection d'indications pouvant correspondre à de la CSC sur les réacteurs de Fessenheim 2, Chinon B3, Golfech 1, Cattenom 3 et Flamanville 2.

Je vous ai adressé des demandes par courrier du 1<sup>er</sup> février 2022 [1], auquel vous avez répondu par courrier du 11 février [2]. Ces éléments ont appelé des demandes de compléments par l'ASN dans son

courrier du 24 février 2022 [3] auxquelles vous avez répondu par votre courrier du 4 mars 2022 [4] complété par votre courrier du 25 mars 2022 [5].

Le 11 mars 2022 s'est tenue une réunion du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires à laquelle étaient conviés les membres du groupe permanent d'experts pour les réacteurs. Vous y avez présenté un état des lieux sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté, votre analyse sur les enjeux de sûreté associés et le programme d'investigations et de contrôle que vous envisagez.

À la suite de cette réunion et au regard des éléments transmis par votre courrier [4] complété par le courrier [5], vous trouverez en annexe des demandes de compléments. **Je vous demande de transmettre vos réponses d'ici le 25 avril 2022.**

Enfin, lors de la revue de programme du 11 février 2022, vous avez indiqué que l'ensemble des zones qui seront identifiées comme concernées par la CSC sera inspecté au plus tard fin 2023 sur l'ensemble des réacteurs. Lors de la réunion du GPESPN du 11 mars 2022, vous avez indiqué que 9 réacteurs feront l'objet de contrôles en 2024.

Par courrier [5], vous indiquez également que votre objectif de déploiement d'une nouvelle doctrine de maintenance au 1<sup>er</sup> septembre 2022 ne vous apparaît plus atteignable. Je note que ces éléments remettent en cause votre stratégie précédemment établie et que les connaissances actuellement en cours d'acquisition vont également conduire à la faire évoluer.

**Je vous demande de mettre à jour, au plus tard pour le 13 mai 2022, votre stratégie de traitement de la problématique de CSC (contrôles, expertises destructives et réparations) de l'ensemble des réacteurs du parc en service ainsi que votre note d'état des lieux des connaissances [9].**

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

Signé par  
**Julien COLLET**

## Annexe au courrier CODEP-DEP-2022-014562

### Demandes complémentaires

#### A. Connaissances du phénomène

##### Programme d'expertises destructives

En l'absence à ce jour d'examen non destructif permettant de déterminer la profondeur des indications détectées, vous procédez à l'expertise destructive des soudures présentant des indications. Vous avez procédé à l'expertise de soudures du système RIS suivantes : 9 soudures sur le réacteur de Civaux 1 et 5 soudures sur le réacteur Penly 1. De nouvelles expertises sont en cours sur une ligne complète du système RIS branche froide du réacteur de Civaux 1 et sur un coude du système RIS du réacteur de Fessenheim 2. Vous avez également réexaminé les conclusions d'expertises réalisées sur des soudures des réacteurs de Saint Laurent B2, Blayais 2 et Blayais 3 dans le cadre de leur troisième visite décennale en 2013 et 2014.

Par mon courrier [3], je vous indiquais que je considère que le faible nombre de défauts caractérisés jusqu'alors ne permettait pas d'avoir un échantillon statistique suffisant pour estimer les dimensions maximales des défauts de CSC pouvant être présents sur les réacteurs, en particulier pour les réacteurs de 1300 MWe.

Dans votre réponse [4], vous indiquez que les découpes planifiées sont les suivantes :

	Découpe	Expertises
Ligne RIS branche froide – CIV1	Semaines 11-13	En cours de planification
Coude RRA branche chaude - CIV1	En cours de planification	En cours de planification
Coude RIS branche froide – CHZB1	Semaines 13-14	En cours de planification

Vous indiquez également que vous allez « engager la dépose d'un coude sur RRA branche froide et RIS branche chaude sur un réacteur 1300 MWe. Ces opérations sont en cours de préparation. Les instructions sont en cours pour des déposes d'équipement sur FLA2, FES2 et CHB3, en fonction des résultats des END, ainsi que pour une partie de ligne RIS BF sur PEN1 ».

De plus, par courrier [5], vous indiquez que, pour les six réacteurs prioritaires présentant des fiches de suivi d'indication (FSI), vous procéderez a minima à l'expertise des soudures faisant l'objet de ces FSI.

**Je note votre volonté de procéder à plusieurs expertises complémentaires. Vous veillerez à les réaliser dans un calendrier permettant d'acquérir prioritairement des informations sur les réacteurs de 900 MWe et 1300 MWe afin de compléter les connaissances disponibles sur ces types**

**de réacteurs. Vous veillerez par ailleurs à acquérir des connaissances complémentaires sur l'ensemble des circuits possiblement concernés par la CSC.**

#### Programme de simulation numérique et essais sur maquette

Vous avez engagé un programme de simulation numérique afin de mieux appréhender les effets des différents paramètres de soudage influents lors de la réalisation d'une soudure et de mieux identifier les conditions nécessaires à l'amorçage de la CSC et sa cinétique.

En complément, vous avez engagé un programme de caractérisation sur maquettes afin de valider les modèles permettant la simulation numérique et acquérir des données expérimentales sur certains procédés de soudage. Par ailleurs, vous avez engagé des comparaisons avec un autre modèle de simulation numérique.

Vous souhaitez valoriser les résultats de ces simulations afin d'orienter votre stratégie de contrôle et apporter des éléments concernant la cinétique de propagation, notamment concernant l'hypothèse de ralentissement de la propagation de fissure.

**Je note que vous avez engagé des travaux de simulation numérique, de validation des modèles de simulation numérique et d'essais sur maquette. Ces travaux devront également porter sur les soudures ayant fait l'objet de réparation. Vous veillerez à la représentativité de ce programme au regard des soudures rencontrées sur le parc et des éventuels procédés de réparation envisagés.**

## **B. Justifications mécaniques**

Par courrier [4], vous indiquez avoir lancé des calculs de vérification de résistance à la rupture brutale pour les lignes RIS (branche chaude et branche froide) et RRA (aspiration et refoulement). Ces calculs sont prévus pour tous les types de réacteurs (Bugey, CPY, 1300 MWe et N4).

Par ailleurs, lors de la réunion du GPESPN du 11 mars 2022, vous avez indiqué que vos études mécaniques ne couvrent actuellement que le phénomène de rupture brutale.

**Je note que des études de justification de tenue mécanique sont en cours. Vous veillerez à prioriser ces études pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe. Vous veillerez également à ce que ces études incluent, en plus de la résistance à la rupture brutale, les éléments permettant de justifier que les équipements présentent une résistance satisfaisante à l'apparition de tous les dommages mécaniques pris en compte à la conception (déformation excessive, instabilité plastique, fissuration progressive...).**

## C. Analyses de sûreté

### i. Analyses des conséquences potentielles sur la sûreté

En application du principe de défense en profondeur, vous avez analysé [2] les conséquences sur la sûreté de la rupture d'une ligne du circuit RRA de vos réacteurs de 1300 MWe et N4.

**Je note que vous avez prévu de réaliser également, pour fin avril 2022, une analyse des conséquences sur la sûreté de la rupture complète de deux lignes RIS d'un réacteur de 1300 MWe. Cette analyse devra permettre d'apprécier l'enjeu pour la sûreté de ces ruptures, notamment de mettre en évidence l'existence d'éventuels effets falaise.**

**Vous me transmettez cette analyse accompagnée d'une justification des hypothèses et des règles d'études utilisées pour sa réalisation. Elle devra par ailleurs analyser l'effet de la prise en compte ou non d'un cumul avec un « manque de tension externe », qui peut être la conséquence d'un séisme. Vous préciserez les enseignements que vous en tirez.**

**Sans attendre la finalisation de cette analyse et dès qu'ils auront été validés, vous veillerez à me transmettre les débits du système RIS qui seront utilisés en donnée d'entrée, dans la configuration de deux ruptures complètes avec la contre-pression de l'enceinte.**

**Des analyses équivalentes devront également être réalisées pour les réacteurs de 900 MWe, selon un calendrier que vous préciserez.**

### ii. Contrôles à mener en cas de transitoires sollicitants

Vous m'avez transmis une disposition transitoire (DT 392) qui est en application sur l'ensemble des réacteurs depuis le 1<sup>er</sup> avril 2022. Elle demande notamment aux sites la réalisation de contrôles visuels en cas de transitoires sollicitants pour le système RIS. Cette disposition s'applique aux réacteurs ayant des FSI dont la relecture conduit à suspecter la présence de CSC, à savoir, les réacteurs 3 et 4 du Bugey, le réacteur B3 de Chinon, le réacteur 2 de Cruas, le réacteur 2 de Paluel, le réacteur 3 de Cattenom, le réacteur 2 de Saint-Alban et les réacteurs 1 et 2 de Flamanville. Plusieurs de ces réacteurs sont ou seront prochainement à l'arrêt.

Je note que vous développez de nouveaux moyens de contrôle et que le périmètre des réacteurs susceptibles d'être concernés par le phénomène de CSC n'est pas encore déterminé.

**Vous veillerez à réexaminer les contrôles à réaliser en cas de transitoire sollicitant les lignes RIS au fur et à mesure de l'évolution des connaissances et des moyens de contrôle, dans l'objectif d'identifier la propagation d'une fissure de CSC avant qu'elle n'engendre une fuite.**

## **D. Stratégie de contrôle des réacteurs**

### **i. Développements de nouveaux essais non destructifs (END) permettant de détecter ou caractériser les défauts de CSC sur site**

Par courriers [4] et [5], vous avez indiqué avoir décidé de ne recourir au procédé END UT « optimisé » actuel plus que de façon limitée et ciblée. Il a été ou sera en particulier utilisé pour le recontrôle des soudures sur les six réacteurs identifiés comme prioritaires à la suite de l'analyse des FSI (Flamanville 1 et 2, Bugey 3 et 4, Cattenom 3 et Chinon B3). Les réacteurs restant à contrôler sont les réacteurs 1 de Flamanville, et les réacteurs 3 et 4 du Bugey.

La procédure END « optimisé » prévoit d'utiliser un capteur de fréquence 2,25 MHz pour détecter les indications. Si une indication est détectée avec un tel capteur, la procédure prévoit d'utiliser des capteurs de fréquence 5 et 10 MHz pour acquérir des informations complémentaires. Si une confirmation avec ces capteurs contribue à conclure à la présence d'une dégradation, le fait de ne pas détecter une indication avec ces capteurs n'est pas suffisant pour la dédouaner.

J'attire votre attention sur le fait que la réalisation de contrôles avec les capteurs de 5 et 10 MHz entraîne une exposition aux rayonnements ionisants, qui doit être justifiée au regard des bénéfices attendus.

Dans son avis [8], l'IRSN émet des réserves techniques sur la pertinence des examens complémentaires en OT45° et OT60° réalisés à 5 MHz et à 10 MHz pour discriminer un défaut d'une indication parasite au regard du coût dosimétrique de ces interventions.

Par ailleurs, par courrier [5], vous indiquez que vous procéderez à des expertises destructives sur ces réacteurs si les indications sont confirmées. Pour ces contrôles, la confirmation d'une indication avec le capteur de 2,25 MHz paraît donc suffisante pour définir les suites à donner.

**Demande 1 : Lors de la mise en œuvre du procédé END « optimisé », je vous demande de justifier, notamment au regard des enjeux de radioprotection, le bénéfice à l'utilisation des capteurs de fréquence de 5 MHz et 10 MHz.**

Par ailleurs, vous développez actuellement « un nouveau procédé d'END, dit END UT « amélioré », capable de caractériser les défauts de corrosion sous contrainte sur site, sans avoir à employer une expertise destructive en laboratoire, pour des tuyauteries de diamètre compris entre 8" et 14" hors LEP ». Un programme d'essais est en cours pour établir les performances des END qui seront retenus pour une mise en œuvre sur les équipements.

Vous indiquez que le développement de l'END UT « amélioré » se poursuit et que sa mise au point et la fiabilisation de ses performances vont nécessiter un temps plus important qu'initialement prévu.

**Demande 2 : Au regard de l'importance de disposer, dans les meilleurs délais, d'un END permettant de caractériser la situation de l'ensemble des réacteurs du parc vis-à-vis du phénomène de CSC, je vous demande d'indiquer l'impact d'un retard éventuel de la mise à disposition de l'END amélioré sur votre stratégie, dont vous transmettez une mise à jour d'ici le 13 mai 2022.**

Par courrier [5], vous indiquez que la disponibilité d'un END par ressuage en partie interne des circuits est actuellement prévue en semaine 15.

**Demande 3 : Je vous demande de préciser votre stratégie de mise en œuvre du procédé d'END par ressuage pour l'ensemble du parc, en articulation avec les autres moyens d'END disponibles ou qui le seront prochainement.**

Sur ces deux sujets, vous veillerez à maintenir des points d'information réguliers avec la direction des équipements sous pression nucléaires.

Enfin, au regard des délais de mise en œuvre annoncés, vous avez indiqué que ces procédés seraient mis en œuvre à titre d'expertise au sens de la circulaire de l'arrêté [7] (article 8). **Vous veillerez à respecter le processus qualité interne de votre entreprise prévu dans ce cadre.**

## ii. Choix des zones à contrôler : zones autres que RIS et RRA

Par courrier [3], je vous ai demandé de lister les zones en acier austénitique du circuit primaire principal des différents types de réacteurs et de justifier le choix des zones qui feront l'objet d'un contrôle. Vous n'avez pas encore transmis la liste des zones en acier austénitique.

Vous indiquez par courrier [4] que les différentes zones qui seront à examiner n'ont pas encore été arrêtées. Elles le seront lorsque vous disposerez des conclusions sur les causes d'apparition de défaut de CSC en abord de soudure et de procédés END adaptés aux gammes de tuyauteries concernées qui couvrent les diamètres / épaisseurs concernés.

Je note également que vous avez engagé le réexamen d'expertises antérieures (lignes 6" et moins) ou la réalisation de nouvelles investigations sur des tronçons déposés dans d'autres cadres (ressuage des soudures de branches primaires déposées lors des opérations de remplacement de générateurs de vapeur).

**Demande 4 :** Je vous demande de transmettre un échéancier des travaux d'acquisition de connaissances prévus sur les zones en acier austénitique du CPP autres que celles des systèmes RIS et RRA (expertises réalisées dans le cadre d'autres affaires, analyse du retour d'expérience...).

**Demande 5 :** Je vous demande de transmettre un échéancier de développement des essais non destructifs prévus sur les zones en acier austénitique du CPP autres que celles des systèmes RIS et RRA.

### iii. Choix des zones à contrôler : discontinuités géométriques

Par courrier [3], je vous ai demandé de vous positionner quant à la réalisation de contrôles à proximité des « bouchons radio » et des autres discontinuités géométriques.

Vous avez répondu par courrier [4] que « *le cas des bouchons radio sera pris en charge dans la stratégie de maintenance prévue pour une mise en application mi-2022. Un procédé d'examen sera mis à disposition spécifiquement pour la surveillance de ces zones* ». Vous n'avez pas apporté d'élément concernant les autres discontinuités géométriques.

**Demande 6 :** Je vous demande de transmettre votre programme de travaux dédiés aux discontinuités géométriques (identification des zones, acquisition de connaissances, développements des END, prise en compte dans la stratégie de maintenance à venir...).

### iv. Choix des zones à contrôler : extension des contrôles sur les réacteurs dont la relecture des FSI conduit à des recontrôles

Plusieurs réacteurs font l'objet de recontrôles à la suite de la relecture des FSI. À ce jour, vous prévoyez d'expertiser les soudures dont le recontrôle confirmerait la présence d'indications, et d'étendre les contrôles aux soudures voisines selon la démarche prévue dans votre programme de maintenance.

**Je considère que, eu égard aux performances du procédé de contrôle historique, la confirmation de présence de CSC sur une soudure recontrôlée doit vous conduire à réinterroger la situation des autres soudures du réacteur.**



## v. Zones réparées

Par courrier [3], je vous ai demandé d'identifier, pour l'ensemble des réacteurs concernés, les soudures en acier austénitique situées dans des zones susceptibles d'être affectées par le phénomène de CSC et ayant fait l'objet de réparations, puis d'analyser l'influence de ces réparations et le cas échéant, de proposer un programme de contrôle dédié à ces soudures.

Par courrier [4], vous indiquez que « l'examen en cours des RFF intègre bien l'identification des soudures réparées. Par ailleurs, une simulation numérique de soudage est engagée pour simuler les effets d'un rechargement sur le comportement d'un matériau déjà écroui ».

**J'attire votre attention sur le fait que :**

- **un programme expérimental représentatif de soudures réparées permettant de valider les résultats obtenus par simulation numérique doit être considéré ;**
- **en fonction de la fiabilité des résultats établis sur la base de simulations numériques, la réalisation de contrôles sur site devra être envisagée, a minima par sondage, pour confirmer l'absence de dégradation.**

**Demande 7 : Dans l'attente des résultats, je vous demande de prioriser, parmi les soudures faisant l'objet d'expertises, celles qui ont fait l'objet de réparation.**

## vi. Visites décennales

Par courrier [5], vous indiquez que pour les visites décennales prévues en 2022 des réacteurs de 900 MWe (Tricastin 3, Gravelines 3, Dampierre 2, Blayais 1, Saint-Laurent B2) vous souhaitez réaliser les contrôles après réalisation de l'épreuve hydraulique de requalification.

Je vous rappelle que l'article 15 de l'arrêté [7] prévoit que les contrôles prévus à la visite complète ont pour objectif de permettre de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des appareils et doivent être réalisés avant l'épreuve hydraulique. Avec l'accord de l'ASN, certains contrôles peuvent toutefois être effectués après l'épreuve et avant remise en service de l'appareil. Ces contrôles sont par exemple ceux qui permettent de s'assurer que l'épreuve n'a pas conduit à une évolution inacceptable de petits défauts préexistants dans le faisceau tubulaire des générateurs de vapeur, ou ceux relatifs à la vérification du bon état de la cuve du réacteur.

**Dans le cas où vous souhaiteriez reporter la réalisation des contrôles après la réalisation de l'épreuve hydraulique, une justification particulièrement étayée devra être fournie afin de justifier les bénéfices d'un tel décalage et de garantir l'absence de risque de défaillance de l'appareil et la sécurité pour les personnels réalisant l'épreuve hydraulique.**

**Par ailleurs, des connaissances suffisantes sur les réacteurs de type 900 MWe, fondées notamment sur des expertises destructives, devront être transmises à l'appui de votre demande.**