

CODEP-OLS-2021-026398

Orléans, le 02 juin 2021

Monsieur le Directeur du Centre nucléaire de
Production d'Electricité de SAINT-LAURENT-
DES-EAUX
CS 60042
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux – INB n° 100
Inspection n° INSSN-OLS-2021-0752 du 10 mai 2021
« 110° et divergence »

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] 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
[3] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[4] Décision ASN n° 2014-DC-0444 du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression
[5] Bilan des travaux réalisés sur le CPP et les CSP du réacteur 2 référencé - Télécopie n° 21/035 ind. 3
[6] Lettre de position générique annuelle de l'ASN concernant l'ensemble des arrêts de réacteurs

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection inopinée a eu lieu le 10 mai 2021 au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sur le thème « 110°C et divergence du réacteur 2 ».

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

L'inspection en objet concernait le thème « 110°C et divergence du réacteur 2 ». Elle retrace les contrôles réalisés par l'ASN dans le cadre de la remise en service du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP), équivalant au passage au-delà de 110°C du fluide primaire, conformément à l'article 16 de l'arrêté [2] et de la redivergence de ce réacteur, conformément à l'article 2.4.1 de la décision [4]. Les inspecteurs ont contrôlé différentes activités réalisées pendant l'arrêt pour visite partielle du réacteur 2, comme la résorption d'écarts de conformité, des activités de maintenance, des essais périodiques, des modifications des installations ou des interventions notables sur le circuit primaire.

Cette inspection a également été menée de manière réactive et inopinée afin d'effectuer un contrôle des mesures réalisées à chaud, en présence des inspecteurs de l'ASN, sur les dispositifs autobloquants (DAB) de supportage des lignes du circuit primaire, suite à des anomalies constatées par le CNPE et l'ASN dans les premiers résultats de mesure transmis par le CNPE.

En effet, lors des examens réalisés par sondage, les inspecteurs ont constaté que les résultats des mesures effectuées à chaud sur plusieurs dispositifs autobloquants (DAB) n'étaient pas dans les critères imposés par le programme de base de maintenance préventive (PBMP). Ce constat a obligé le CNPE à redescendre en température et pression le circuit primaire afin d'effectuer des réparations pour remettre en conformité les DAB incriminés.

Alors que le bilan 110°C transmis à l'ASN le 23 avril 2021, comme les bilans transmis suite aux visites partielles du réacteur 2 réalisées en 2015 et 2018, précisaient que tous les contrôles effectués sur les DAB étaient conformes, il s'est avéré, après vérification, que ces contrôles étaient non conformes depuis plusieurs années, ce qui a conduit le site à déclarer un évènement significatif.

Dès la découverte des anomalies, l'ASN a conditionné la délivrance de l'autorisation de redémarrage du réacteur 2 à la correction matérielle des écarts.

Suite aux autres contrôles par sondage et sur le terrain, les inspecteurs n'ont pas identifié d'autres écarts significatifs et le CNPE a apporté les réponses attendues aux inspecteurs pour ce qui concernait les anomalies mineures détectées.

Suite aux remises en conformité demandées et aux réponses apportées aux demandes des inspecteurs, l'ASN a été en mesure de délivrer l'autorisation de divergence du réacteur le 25 mai 2021.



A. Demande d'actions correctives

Liminaire

Afin de limiter le débattement (et la rupture) de divers composants du circuit primaire des réacteurs en cas de séisme, des DAB sont mis en place. Ils permettent de bloquer les matériels sur lesquels ils sont placés tout en permettant les légers déplacements liés aux variations de température des circuits entre leur fonctionnement à chaud et leur situation à froid pour intervention.

Au titre du programme préventif de maintenance des CPP et CSP de chaque réacteur (référéncé PBMP 900 AM 400-03 indice 2), les DAB de composants primaires (générateur de vapeur ou GV, et groupe motopompe primaire ou GMPP, notamment) doivent faire l'objet d'un contrôle à chaque visite partielle (recherche de désordre, absence de fuite...) et de mesures de cote à chaud et à froid pour confirmer le libre débattement du piston qu'ils comportent.

Dans le cadre des contrôles effectués en fin d'arrêt de réacteur pour intervention, l'ASN réalise une vérification de la complétude du bilan des travaux sur les CPP/CSP en référence [5] au regard du bilan requis au titre de l'article 16 de l'arrêté en référence [2] et précisé par la lettre de position générique annuelle [6].

Ce document, présentant la synthèse des résultats de l'ensemble des contrôles et opérations de maintenance réalisés sur les CPP/CSP lors de l'arrêt, doit notamment comporter les éléments relatifs aux contrôles effectués sur les DAB :

- les contrôles visuels à chaud et à froid ;
- les mesures de la cote « X » de sortie de piston du réservoir à froid et à chaud.

Lors de l'analyse du « bilan 110° », l'ASN a constaté l'existence de cotes non conforme aux critères de réserve de course définis dans la gamme de contrôle des DAB concernant 6 DAB, mais jugés conformes par le CNPE en s'appuyant sur la justification émise à travers la fiche de position des services centraux d'EDF. Après demande et analyse de la fiche de position par l'ASN, il s'est avéré que cette justification n'était pas recevable.



DAB de supportage des lignes du circuit primaire

L'article 2.6.3 de l'arrêté [3] prévoit que « *l'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :*

- *déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines ;*
- *définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées ;*
- *mettre en œuvre les actions ainsi définies ;*
- *évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre ».*

Conformément aux prescriptions de l'article 16 de l'arrêté [2], le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux a transmis à l'ASN par télécopie n° 21/035 indice 0 du 26 avril 2021 les éléments demandés en préalable à la remise en service de la chaudière nucléaire du réacteur 2, prévue initialement le 28 avril 2021. Dans le cadre des contrôles effectués sur les DAB des tuyauteries du palier CPY, imposés par les prescriptions du PBMP 900 AM 400-03 indice 2, l'exploitant a indiqué que les contrôles avaient été réalisés et déclarés conformes pour leur majorité. Par contre, pour les DAB RCP référencés R451-24, R571-9, R471-39, R471-39A, R461-19 et R461-19A, il a spécifié que les contrôles avaient été réalisés et justifiés par l'acceptabilité du dépassement du critère de réserve de course défini dans la gamme de contrôle par la fiche de position référencée UNIE RDU D455021005903 établie par les services centraux d'EDF.

Au vu de ces éléments, les inspecteurs ont demandé la transmission de cette fiche de position pour vérifier les éléments de justification. Après plusieurs échanges entre l'ASN, le CNPE et les services centraux d'EDF, il s'est avéré que les résultats des mesures effectuées à chaud ou à froid lors des visites partielles du réacteur réalisées en 2015 et 2018 sur les DAB listés ci-dessus étaient en dehors des critères définis par la gamme de contrôle et le PBMP, alors que l'exploitant avait indiqué dans ses bilans de contrôles respectifs que les contrôles avaient été réalisés et déclarés conformes.

Suite à ces constats, l'exploitant a, en liaison avec les services centraux d'EDF, été mis dans l'obligation d'effectuer la remise en conformité des DAB incriminés et a déclaré un événement significatif le 25 mai 2021 en raison des DAB des lignes RCP du réacteur 2 en dehors des critères de réserve de course depuis 2015.

A la lecture des résultats des contrôles à chaud et à froid des DAB produits par EDF, l'ASN a par ailleurs attiré l'attention de l'exploitant sur l'intérêt de vérifier l'état des supportages situés, a minima, à proximité des DAB incriminés, des désordres sur ces supportages pouvant avoir un impact sur la liberté des composants.

Le 24 mai 2021, le site a transmis à l'ASN un dossier de présentation des DAB du réacteur 2. Il y précise que les contrôles réalisés sur les lignes 2RCP022TY, 2RCP028TY et 2RCP034TY avant le tout dernier remplacement des DAB R471-39, R471-39A, R461-19, R461-19A ont permis de libérer deux supports variables qui étaient bloqués en AAC (R471-38 sur 2RCP034TY, R451-25 sur 2RCP022TY) et de régler la plage de fonctionnement d'un support variable (R461-22 sur 2RCP028TY). Les autres contrôles ont permis de vérifier l'absence de points fixes non prévus sur les lignes.

Il est également mentionné que le remplacement des DAB R471-39, R471-39A, R461-19, R461-19A a permis de retrouver des courses en arrêt à froid (AAF) et en arrêt à chaud (AAC) conformes au PBMP-900-AM-400-03 ind2.

Les contrôles réalisés sur les DAB R451-24 et R461-29 ont conduit le CNPE à demander une dérogation sur le non-respect en AAF des courses du PBMP-900-AM-400-03 indice 2, mais qui seront conformes dans la perspective de l'application prochaine de l'indice 3.

L'ASN vous rappelle par ailleurs que des anomalies dans les dossiers qui lui sont transmis ont déjà été relevées concernant votre CNPE. Ces anomalies vous ont déjà conduit à retarder la remise en service et/ou le redémarrage de vos installations le temps de corriger lesdits écarts. Il apparaît indispensable, pour la sérénité des redémarrages, de faire preuve d'une plus grande rigueur dans l'analyse et la conformité des informations collectées en fin d'arrêt pour intervention.

Demande A1 : je vous demande de me justifier les raisons qui ont conduit à déclarer des contrôles réalisés et conformes en 2015 et 2018, alors que les valeurs des mesures étaient en dehors des critères de réserve de course.

Vous me transmettez votre analyse suite à ces constats et me préciserez les mesures que vous allez mettre en place pour éviter le renouvellement de ces dysfonctionnements et améliorer sensiblement la robustesse de votre organisation en charge de la production et du contrôle des informations transmises à l'ASN en fin d'arrêt.

∞

B. Demandes de compléments d'information

Ancrage des commandes déportées des robinets du système d'injection de sécurité (RIS) et du système d'aspersion de secours de l'enceinte (EAS)

Suite aux contrôles réalisés sur le palier 1300 MWe sur les ancrages des commandes déportées des robinets RIS et EAS, les services centraux d'EDF ont analysé la situation du palier 900 MWe. Suite à cette analyse, il en est ressorti que le bon fonctionnement d'au minimum 8 robinets RIS et 2 EAS était nécessaire pour justifier la présence d'un chemin sûr en cas de situation accidentelle liée à un séisme.

Afin de vérifier la conformité des ancrages des commandes déportées des robinets RIS et EAS, les inspecteurs ont effectué une visite des locaux K166 situés au niveau -6,0 m du BK lors de la dernière inspection de chantier. Suite à ce contrôle, il a été observé le décollement du mur du support d'ancrage de la commande déportée de la vanne 2RIS051VP. Pour justifier ce constat, le site avait transmis aux inspecteurs le plan d'origine permettant de démonter qu'un jeu de 2 mm est prévu entre la platine et le mur.

Afin de connaître le jeu réel présent entre le mur et la platine, les inspecteurs avaient demandé au site d'effectuer une mesure du jeu. Sans réponse du site au jour de l'inspection, les inspecteurs avaient souhaité effectuer lors de l'inspection une mesure du jeu à l'aide d'un jeu de cales. A cette occasion, le jeu mesuré était de 2,4 mm au niveau de la cheville où apparaît un effritement du béton, alors que du côté opposé, le jeu était nul.

Suite à ce constat, en amont de l'inspection, le CNPE de Saint-Laurent a transmis aux inspecteurs le « guide de réparation des fixations par chevilles métalliques » réf. EMEGC070806 indice G, qui stipule que « dans la situation où le jeu entre la platine et le génie civil est inférieur ou égal à 5 mm, c'est acceptable et ne nécessite aucune action ni analyse complémentaire, dans la mesure où l'environnement du local de la commande à distance n'est pas potentiellement agressif ».

Demande B1 : je vous demande de me préciser comment l'existence d'informations contradictoires entre les plans de montage présentés aux inspecteurs et le « guide de réparation des fixations par chevilles métalliques » réf. EMEGC070806 indice G est traitée au sein de votre système documentaire notamment lors des contrôles et interventions sur les ancrages et supportages.

Demande B2 : vous me préciserez également l'échéance de reprise du béton détérioré (ou de l'ancrage lui-même) identifié supra. Cette échéance devra être adaptée aux enjeux de sûreté applicable au matériel concerné.



C. Observations

Freinage des pompes RIS BP, RIS MP et EAS

C1. Lors du contrôle effectué par les inspecteurs sur la pompe 2EAS002PO lors de la dernière inspection de chantier, la moitié des freinages était non conforme sur les boulons de fixation de la couronne supérieure et 3 freinages étaient non rabattus sur la bride d'aspiration de la pompe 2RIS001PO (côté tête de boulons). La remise en conformité a été effectuée et l'écart a été levé.



Fuite de bore

C2. Lors de la dernière inspection de chantiers, les inspecteurs avaient constaté une fuite de bore au niveau du bouchon d'évent sur la vanne 2RIS059VP. Suite à ce constat, le CNPE avait indiqué aux inspecteurs que cette fuite était connue et qu'une demande de travaux était en cours pour l'éradiquer. Lors de l'inspection, les inspecteurs ont souhaité vérifier le solde de cette activité. A cette occasion, ils ont constaté que les traces de bore dues à une fuite étaient toujours présentes au niveau du bouchon d'évent.

En amont de l'inspection, le site a confirmé aux inspecteurs que la réparation avait été effectuée pendant l'arrêt mais que le nettoyage n'avait pas encore été réalisé et que la demande de travaux (DT 01070160 2RIS059VP) avait été ouverte pour prescrire le nettoyage du bore encore présent. Le CNPE a ensuite transmis des éléments justifiant le nettoyage de cet organe et indiqué que le contrôle d'absence de fuite était conforme.



Points de touches sur les groupes motopompes primaires (GMPP)

C3. Dans le dossier de présentation d'arrêt, le CNPE avait prévu le contrôle de l'absence de points de touche entre la tuyauterie et les supports moteur des GMPP. Dans les éléments demandés en préalable à la remise en service de la chaudière nucléaire de la tranche 2, l'exploitant a indiqué que ces contrôles avaient été réalisés et déclarés conformes. Afin de vérifier ce point, les inspecteurs ont vérifié l'absence de points de touche sur les 3 GMPP du réacteur. Ils n'ont pas identifié d'écart sur les matériels contrôlés.



Test fonctionnel des soupapes du groupe de contournement de la turbine (GCT)

C4. Dans le bilan des travaux, le CNPE a indiqué que les tests fonctionnels initialement prévus sur 2GCT111, 112 et 120VV étaient reportés en 2022. Dans la note référencée D5160-SD-NT-21-6994 indice 0, il est indiqué au point 3.1 que les essais de bon fonctionnement de 2GCT111VV ont été réalisés conformes le 2 mars 2021, que le test fonctionnel du robinet pneumatique de 2GCT112VV a été réalisé conforme le 12 mars 2021 et que la requalification intrinsèque (avec utilisation de l'outil d'exploitation dédié RPAD de 2GCT120VV avait été réalisée conforme le 22 novembre 2021. Les contrôles réalisés par l'ASN ont permis de mettre en lumière des incohérences entre les différents documents.

En amont de l'inspection, suite à ces constats contradictoires, le site a précisé qu'après analyse des résultats des tests fonctionnels RPAD réalisés par les méthodes du service mécanique et chaudronnerie (SMC), les activités de tests fonctionnels des robinets 2GCT111VV, 2GCT112VV et 2GCT120VV avaient été identifiées comme pouvant être reportées sur 2D3622. L'activité d'essai de bon fonctionnement du robinet 2GCT111VV mentionnée dans le document de l'épreuve hydraulique des circuits secondaires principaux NT6994 correspond à une activité associée à une activité du service automatismes. Il s'agit juste d'une manœuvre du robinet (contrairement au test fonctionnel qui est un test réalisé avec l'outil RPAD), suite au remplacement de l'ensemble complet filtre détenteur climax mentionnée dans l'annexe du service automatisme et électricité (SAE) du bilan des travaux (ENR3720).

Lors des activités sur le groupe de contournement de la turbine condenseur, il a été identifié la nécessité de reprendre le réglage des vannes 2GCT112VV, 2GCT113VV, 2GCT114VV et 2GCT115VV. Un test fonctionnel a donc été nécessaire pour les requalifier.

L'activité 03321095 sur 2GCT112VV ayant été initialement annulée suite à l'analyse de l'équipe SMC, elle a été déclenchée à nouveau sous l'OTR 04142382. Cette activité a été ajoutée dans l'annexe SMC du bilan des travaux ENR3720 indice 1.

Concernant 2GCT120VV, il s'agit d'une erreur dans la NT6994. L'activité a été réalisée sur 2R3419 le 22 novembre 2019. Cette activité n'aurait pas dû figurer dans la NT6994 car elle n'a pas été réalisée sur l'arrêt en cours. La ligne ci-dessous a donc été supprimée dans la NT 6994 indice 1.

Suites à ces éléments de réponses, l'ASN a pris note des corrections apportées dans la montée d'indice de la NT6994



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement et conformément à l'article R. 596-5 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

L'Adjoint au Chef de la division d'Orléans

Signé par Christian RON