

Division de Lille

Référence courrier : CODEP-LIL-2026-054516

Monsieur le Directeur du Centre
Nucléaire de Production d'Electricité
B.P. 149
59820 GRAVELINES

Lille, le 16 septembre 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Gravelines - INB n° 97
Lettre de suite de l'inspection des **14 et 29 avril, 21 et 27 mai 2026** durant l'arrêt de réacteur 4

N° dossier : Inspection n° **INSSN-LIL-2026-0390**

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Code de l'environnement, notamment son chapitre VII du titre V du livre V
[3] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ("arrêté INB")
[4] Arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires
[5] 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
[6] Courrier GRA/2026/AT4/008 du 2 juillet 2026 comportant le dossier D5130S3PDSADIV2026AT4001 indice 1
[7] Décision n° CODEP-LIL-2026-040593 du président de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection du 3 juillet 2026 donnant accord pour procéder aux opérations de recherche de criticité puis de divergence du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Gravelines (INB n° 97) à l'issue de son arrêt pour maintenance et rechargement en combustible n° 4P4226

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en références, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu les 14 et 29 avril, 21 et 27 mai 2026 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines, durant l'arrêt pour visite partielle du réacteur 4.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

Dans le cadre de l'arrêt pour visite périodique du réacteur 4 du CNPE de Gravelines, l'inspection avait pour objectif de s'assurer de la bonne réalisation des activités à enjeux identifiées par l'ASNR et de contrôler l'application des dispositions de sûreté, de radioprotection et de sécurité des intervenants sur les différents chantiers de maintenance ainsi que la gestion des écarts.

Les inspecteurs se sont plus particulièrement intéressés aux activités de traitement de différents écarts de conformité (EC 599, EC655, EC660, ECL30, ECL33), de maintenance d'un des diesels de secours et de la source froide, de la mise en œuvre des dispositions particulières DP424 (couples de serrage des soupapes SEBIM) et DP435 (vérifications des supportages des lignes de by-pass du circuit primaire et suppression des supports surnuméraires) ainsi que du déploiement anticipé de la modification matérielle PNPE1258 tome I consistant à remplacer une pompe du système de sauvegarde des générateurs de vapeur.

Le traitement satisfaisant de ces activités et des éventuels constats établis à leur sujet a pu être constaté au cours des inspections en objet, des contrôles documentaires à distance ainsi que d'une inspection « pré-divergence » INSSN-LIL-2026-0409 en date du 29 juin 2026. Sur la base de ces contrôles et de l'instruction du dossier remis à l'appui de la demande de divergence [6], l'ASNR a donné l'accord pour la divergence du réacteur le 3 juillet 2026 [7].

De manière globale, cet arrêt est marqué par un nombre important de refus de requalification périodique d'équipements sous pression pour défaut de préparation ou fuite en épreuve dont il conviendra de tirer le retour d'expérience (REX). Les inspecteurs notent le traitement d'écarts par vos services conformément à vos engagements pour autant des compléments sont attendus, en particulier, concernant la caractérisation des écarts, l'identification des causes ainsi que la remise à plat de la traçabilité de certains dossiers de traitement d'écart. Ils soulignent l'efficacité de votre organisation afin de répondre de manière réactive aux différents constats et questions remontées par les inspecteurs mais constatent à nouveau la présence d'informations erronées dans le dossier de présentation de l'arrêt et la découverte de plans d'actions qui auraient dû être portés à connaissance de l'ASNR lors du redémarrage précédent. Enfin, concernant la radioprotection des intervenants, ils retiennent le respect des indicateurs prévus ainsi que l'efficacité de l'assainissement du circuit de refroidissement à l'arrêt. Toutefois, les inspecteurs ont constaté de nouveaux écarts sur les accès des chantiers et une nécessité de mieux accompagner la mise en œuvre des nouvelles consignes de réception et de suivi de l'état de conservation des sas de protection des chantiers.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

II. AUTRES DEMANDES

Refus de requalification périodique d'équipement sous pression nucléaire

L'arrêt pour maintenance comportait de nombreuses opérations de requalification périodique en application de l'arrêté [4]. Certains d'entre eux dimensionnant le planning de réalisation de l'arrêt pour maintenance ont fait l'objet de refus de requalification dont le REX doit être tiré, soit du fait de manque de préparation soit de fuites en épreuve.

Pour mémoire, dans le cadre de l'INSSN-LIL-2025-0420, il vous avait été rappelé qu'il était de la responsabilité de l'exploitant de présenter un équipement en bon état à la requalification et s'il était nécessaire de réaliser des interventions, celles-ci devaient être réalisées en amont de la requalification. Il a également été rappelé qu'il était de la responsabilité de l'organisme de tracer correctement les vérifications effectuées et de prononcer un refus de requalification en cas de détection d'indications nécessitant une intervention de l'exploitant, si ces interventions n'étaient pas soldées au moment de la signature du procès-verbal de requalification.

En réponse, il avait été indiqué un travail de réflexion sur l'organisation du service MSF afin de gagner en efficience dont les conclusions sont prévues à l'automne 2026.

Demande II.1

Indiquer le REX que vous tirez des refus de requalifications survenus lors de cet arrêt pour maintenance. Préciser dans quelle mesure cela réinterroge votre travail de réflexion en vue de la campagne d'arrêt 2027.

Dossier remplacement d'arbre de pompe du circuit de filtration de l'eau brute (CFI)

L'article 2.5.1 de l'arrêté [3] prévoit que « les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire ».

Dans le cadre de l'inspection du 14 avril 2026, les inspecteurs ont consulté le dossier de réalisation de travaux de remplacement d'un arbre de pompe CFI. Les gammes mentionnent des tolérances allant parfois au micron qui ne sont pas mesurables techniquement par les intervenants.

En retour, il a été indiqué que les tolérances sont issues des données historiques du constructeur. Celui-ci a été sollicité à la suite de l'inspection sur ces tolérances et sur la pertinence des valeurs en micron. A cette occasion, il vous a informé d'évolutions concernant la matière de certains composants de la pompe, entraînant de légères modifications au niveau de plusieurs côtes. Vous vous êtes engagé à mener une réflexion sur l'adéquation technique de ces gammes qui intégreront les évolutions et à la pertinence de maintenir des jeux au micron, au regard des outillages de mesure disponibles sur le site.

Par ailleurs, dans le cadre de l'action corrective n° 3 de l'événement significatif ESINB-LIL-2025-0331, était prévu d'étudier l'intérêt de modifier le design de l'arbre (nuance matière et géométrie) pour améliorer sa robustesse à ce type d'exploitation. La condition de clôture de cette action était la disponibilité d'une fiche de position contenant les conclusions de l'étude relative à l'intérêt de modifier le design des arbres de pompes de lavage CFI dont l'échéance était au 1^{er} avril 2026.

Dans le cadre de la préparation de l'arrêt une vérification du respect de l'engagement lié à cette action corrective a été menée. Si le courrier D450726005796 est bien disponible, il se positionne sur la nuance de matériau et non sur la géométrie et précise que la modification sera tracée dans une Fiche de Modification Majeure (FMM) dont la rédaction était en cours de finalisation qui devait être transmise à la DQPI¹ pour validation.

Enfin, les échanges en début d'arrêt pour maintenance indiquaient que l'approvisionnement des nouveaux arbres était prévu au plus tôt en juillet 2026 alors que le courrier mentionnait une disponibilité dans le courant de l'année 2027.

¹ Direction Qualité et Performance Industrielle : entité d'EDF qui contrôle et garantit la qualité des équipements fabriqués pour les installations industrielles et nucléaires

Demande II.2

Confirmer que :

- l'étude ne conclut qu'à une modification de la nuance de matériau et non à sa géométrie ;
- la FMM est validée par la DQPI ;
- les évolutions documentaires seront réalisées avant la première maintenance avec les modifications.

Vous préciserez également les raisons du décalage de disponibilité des arbres modifiés ainsi que leur échéance de disponibilité.

Règle d'application des spécifications agressions (RASA)

En application de l'article 3.6 de l'arrêté [3], la RASA, applicable depuis le passage à l'état VD4, définit les hypothèses structurantes comme « *des données ou des hypothèses à respecter en exploitation pour gérer l'agression en conformité avec la démonstration faite dans le rapport de sûreté* ». Pour se faire, il existe notamment des équipements « passifs » (PSA) nécessaires en cas d'agression, au respect des fonctions de sûreté agression et qui ne nécessitent pas d'alimentation (électrique, en eau, en air) pour l'atteinte de leurs exigences définies.

Dans le cadre de l'inspection du 21 mai 2026, il a été constaté une inétanchéité des dalles des trémies du niveau 0 de la station de pompage qui sont déposées en période de maintenance des circuits d'eau brute secourue (SEC) et des circuits de filtration de l'eau brute (CFI). L'étanchéité de ces dalles est requise par la RASA pour l'agression inondation. En réponse, il a été indiqué qu'une tâche planning était prévue avant le redémarrage de la tranche.

Si cela s'entend en période de maintenance lorsque les circuits SEC et CFI situés dans les niveaux inférieurs ne sont pas requis, cela pose question lorsqu'ils sont de nouveau requis au sortir immédiat de leur maintenance.

Demande II.3

Transmettre la liste des PSA de la station de pompage en précisant l'emplacement dans le document des dalles de couverture des trémies SEC et CFI.

Justifier, extraits de la RASA à l'appui, que la pratique de remise en conformité de l'étanchéité au redémarrage du réacteur est en adéquation avec les délais prévus par le référentiel pour les anomalies programmées.

Suffisance du programme de maintenance des tambours filtrants

L'article 2.4.1 de l'arrêté [3] indique que :

« I. L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1.

II. — Le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1er.1. »

Au titre de votre système de management intégré, vous avez établi des programmes de maintenance qui se déclinent, soit au travers de programmes nationaux de base de maintenance préventive «PBMP», soit au travers de programmes locaux de maintenance préventive «PLMP».

Lors de l'inspection de chantier du 21 mai 2026, les inspecteurs ont vérifié l'état de la liaison du support assurant le maintien en position de l'arbre de rotation visible uniquement en maintenance. La plaque INOX assurant le maintien de l'arbre de rotation du tambour est fixée sur un support acier au moyen de vis soudées à l'intérieur du support acier. La visualisation de l'intérieur du support montre des saletés et des traces s'apparentant à de la corrosion qui empêchaient de vérifier l'état des vis soudées sous support.

Si des éléments ont été transmis permettant de confirmer l'absence de corrosion et le nettoyage des vis, il n'y a pas eu de retour concernant la question des inspecteurs sur l'existence ou la nécessité d'un prescriptif de maintenance préventive associé au suivi de l'état de ces supports qui ne sont remplaçables, selon les échanges sur le terrain, que lors d'un remplacement de tambour filtrant.

Demande II.4

Indiquer si une maintenance préventive est associée au support de l'arbre d'un tambour filtrant. Dans la négative, fournir des éléments justifiant que le prescriptif de maintenance ne doit pas être réinterrogé.

Respect des engagements de l'INSSN-LIL-2025-0413 des 20 et 21 mars 2025

Dans le cadre de l'inspection du 21 mai 2026, les inspecteurs ont contrôlé, par sondage dans les locaux SEC/RR1, le respect des engagements pris à la suite de l'inspection INSSN-LIL-2025-0413 relative à la conformité des installations dans le cadre de la 4^{ème} visite décennale de 2024 et ont constaté :

- l'absence de visite interne et de remise en propreté du lecteur de pression 4SEC022LP ;
- la réparation de la fuite au niveau du piquage de débouchage de la tuyauterie du rince-œil mais une nouvelle fuite au niveau d'un raccord ;
- l'absence de mise en position de sécurité des chaînes des robinets d'isolement des demi-échangeurs SEC/RR1 qui sont régulièrement manipulés en exploitation ;
- la présence d'une étiquette de demande de travaux sur une fuite d'air datant d'avril 2024 avec une fuite d'air toujours présente.

Demande II.5

Prendre les dispositions nécessaires pour une remise en conformité des écarts identifiés en inspection de conformité des installations dans des délais appropriés.

Demande II.6

S'agissant d'un constat récurrent, indiquer dans quelle mesure les agents de terrain de la conduite et les métiers de maintenance sont sensibilisés au requis de remise en position de sécurité des chaînes des robinets des demi-échangeurs. Dans la négative, prendre les dispositions nécessaires.

Traitement des écarts

Conformément à l'article 2.6.3 de l'arrêté [3], *"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.*

Votre référentiel décline notamment ces exigences par la rédaction de « plans d'actions constat » (PA CSTA) qui sont les supports utilisés pour tracer les éléments attendus.

- Critères vibratoires de la pompe 4RCV001PO

Dans le cadre de l'arrêt pour maintenance, conformément au PA CSTA 214197, des activités ont été réalisées sur la pompe 4RCV001PO pour tenter de réduire les vibrations dont les valeurs ont par deux fois dépassé les critères RGE² A depuis la quatrième visite décennale. Différents réglages ont eu lieu pour retrouver des niveaux vibratoires acceptables sans que cela ne résolve complètement le problème et ceux-ci ont de nouveau été dépassés après le redémarrage du réacteur. Dans le cadre des échanges sur ce sujet, il a été indiqué que de nouveaux réglages notamment sur les pieds de pompe ont eu lieu. La pompe a été remise en service après une requalification réalisée au travers de l'essai périodique EPC RIS171 à débit nul. Interrogés sur la suffisance de cette requalification, vos représentants ont indiqué que les essais à plein débit réalisés lors des EFCO³ étaient conformes avec un REX sur le parc en exploitation de fonctionnement plus stable de la pompe à plein débit ; ce qui vous confortait dans l'absence de remise en cause des essais plein débit réalisés au cours de cet arrêt pour maintenance.

Contrairement à ce que vous évoquiez, l'ASNR dispose de deux retours d'expérience qui montrent que les critères vibratoires peuvent être conformes en débit nul après réglages et ne plus respecter les critères à plein débit alors qu'ils l'étaient avant reprise des réglages (sur le réacteur 4 du CNPE de Cruas ayant conduit à la déclaration d'un ESINB-LYO-2022-0529 et sur le CNPE de Saint-Laurent B). L'ASNR considère donc que l'argumentaire n'est pas recevable et qu'une vérification des critères lors d'un essai plein débit devrait être réalisé sur le prochain arrêt programmé quel que soit le type d'arrêt et non uniquement en visite partielle.

Par ailleurs, il a été indiqué qu'une modification issue du REX du CNPE de Saint-Laurent était en cours de préparation. Cette modification vise à rigidifier l'un des pieds du châssis de la pompe 4RCV001PO afin de supprimer le phénomène de résonance observé entre le châssis et la pompe.

Demande II.7

Indiquer à quelle échéance est prévue la modification visant à rigidifier l'un des pieds du châssis de la pompe 4RCV001PO.

Procéder à la requalification de la pompe via un essai plein débit dès le prochain arrêt pour maintenance.

² RGE : Règles générales d'exploitation

³ EFCO : essais fonctionnels cuve ouverte

- **Rupture d'un ressort de support de tuyauteries SEC**

Dans le cadre de l'inspection du 27 mai 2026, les inspecteurs ont constaté un ressort cassé sur le support des tronçons de tuyauteries T20 et 34 situés en galerie technique SEC de la voie B. Cela vous a conduit à ouvrir un PA CSTA pour caractériser et traiter le constat lié à cette détérioration de support susceptible de remettre en cause la tenue au séisme de la tuyauterie. Si le ressort a été remis en conformité en amont de la divergence et l'ensemble des supports de technologie similaires ont été contrôlés sur les deux voies des galeries techniques SEC du réacteur 4, la demande « ICGB 2636 » adressée à vos services centraux pour permettre la caractérisation et la démonstration du respect des intérêts n'était pas encore disponible au redémarrage du réacteur.

Demande II.8

Transmettre les conclusions de l'ICGB2636.

Un constat similaire avait été réalisé en 2025 sur un support du réacteur 2. En réponse à la lettre de suite INSSN-LIL-2025-0421, vous aviez indiqué que des contrôles sur le réacteur 6 des supports similaires n'avaient pas mis en évidence de dégradation et votre position avait été de dédouaner le caractère générique.

Demande II.9

Réinterroger l'analyse menée dans le cadre des suites de l'inspection INSSN-LIL-2025-0421 du fait de la deuxième occurrence de rupture de ressort sur support de tuyauterie SEC.

- **Manchette et bride en amont d'une pompe EAS⁴**

Dans le cadre de la requalification périodique de la ligne 4EASN02TY, des contrôles dimensionnels des brides des assemblages boulonnés de la manchette amovible ont été réalisés à la suite d'un REX négatif sur le réacteur 5. Le contrôle de la bride coté tuyauterie de la manchette amovible a mis en évidence des défauts de planéité sur le plateau de la bride et de la piste d'étanchéité. Si les pièces incriminées ont été remplacées au cours de l'arrêt, les inspecteurs relèvent que le PA CSTA 685197 ne prenait pas en compte la caractérisation de l'impact de ces dégradations sur la tenue de la tuyauterie au séisme. Ce point a été complété et le retour de caractérisation n'était pas disponible au moment du redémarrage du réacteur.

Demande II.10

Transmettre les conclusions de la caractérisation.

- **Dossier de traitement d'écart (DTE)**

En complément des PA CSTA, en réponse à la réglementation relative aux équipements sous pression nucléaire [4] et [5], le traitement des indications présentes sur le circuit principal et les circuits secondaires est réalisé selon le paragraphe 5000 des règles de surveillance en exploitation des matériels mécaniques (RSEM). Dans ce cadre, en plus du PA CSTA, l'analyse de l'écart peut être portée par un DTE, l'outil de rédaction des PA CSTA n'étant pas optimisé pour la rédaction. Votre référentiel national précise que le PA CSTA est « le document de référence » pour assurer le suivi d'une indication conformément au référentiel managérial « écarts » et aux attendus du SDIN⁵. Pour le suivi des indications, le paragraphe 5390 du RSEM précise les

⁴ EAS : système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement

⁵ Système d'Information du Nucléaire : système informatique de gestion des données de maintenance notamment

surveillances ultérieures (particulière pour une surveillance dans le cadre des échéances des PBMP ou spéciale dans le cas de suivi renforcé).

Au cours des contrôles à distance menés pendant l'arrêt pour maintenance, il a été constaté une pratique qui consiste à une mise à jour du PA CSTA sans réaliser de montée d'indice du DTE associé et donc sans tracer les éléments de surveillance particulière dans ce DTE. L'ASNR vous a rappelé la doctrine qui offre deux possibilités pour respecter votre référentiel de traçabilité :

- modifier le contenu des PA CSTA pour qu'ils soient autoportants et incluent en particulier les éléments du § 5000 du RSEM et soit avec l'attribut DTE ;
- procéder à l'indigage des deux documents.

Malgré de multiples rappels et un engagement à procéder comme tel en vue du passage du 110° puis de la divergence, les documents n'ont pas été modifiés.

Demande II.11

Mettre à jour les PA CSTA et DTE concernés pour vous conformer à votre référentiel interne.

- **Cause de la fuite survenue sur l'échangeur 4RRA001RF**

Dans le cadre des contrôles que vous avez réalisés dans le bâtiment réacteur lors de la mise à l'arrêt du réacteur 4, une fuite goutte-à-goutte a été détectée au niveau de l'assemblage boulonné plaque tubulaire/calandre d'un des deux échangeurs RRA⁶. Une fuite sur le même assemblage boulonné était survenue au redémarrage du réacteur 1 début 2026. D'après les retours, les expertises des joints n'ont pas permis de déterminer l'origine de la fuite et les dégradations présentent sur les joints de l'échangeur du réacteur 1 et du réacteur 4 ne sont pas comparables. A date, l'origine des fuites rencontrées est donc indéterminée. Les inspecteurs considèrent que le traitement de cette situation au titre de l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence n'est pas allé à son terme.

Demande II.12

Poursuivre le traitement de cet écart conformément au point I de l'article 2.6.3 afin de déterminer l'origine des fuites au niveau de l'assemblage boulonné plaque tubulaire/calandre des échangeurs RRA.

- **Echec d'excitation de l'électro-aimant d'une soupape SEBIM**

A la suite de l'engagement pris au travers du PA CSTA 226503 lors du dernier arrêt pour maintenance de 2025, un contrôle excitation/désexcitation de l'électro-aimant de la soupape SEBIM 4RCP019VP a été réalisé lors de cet arrêt. Si les contrôles sont conformes et seront reconduits en 2027, le PA CSTA prévoit des essais en BAMAS⁷ avec la commande à billes déposée en 2025 et en conditions similaires à 4RCP019AR (suivant dimensionnel pris sur l'installation) dans le but de reproduire l'échec d'excitation et comprendre son origine. Au moment de l'arrêt pour maintenance, cette analyse n'était pas disponible.

Demande II.13

Indiquer l'échéance de réalisation des essais réalisés sur la commande à billes déposée en 2025. Transmettre les conclusions dès que disponibles.

⁶ RRA : système de refroidissement à l'arrêt du réacteur

⁷ Base de MAintenance de Saint-Dizier d'EDF

Maintien en excellent état des installations (MEEI)/écarts

Dans le cadre des inspections de chantiers, des constats récurrents sont réalisés sur l'état des installations. Si certains relèvent du MEEI et sont couverts par le référentiel managérial EDF ad hoc, d'autres conduisent à des PA CSTA.

Ainsi, en station de pompage, il est trop souvent constaté, comme cela a été le cas sur cet arrêt, des constats MEEI qui conduisent, du fait de l'hygrométrie des locaux à des écarts à court terme voire à des écarts devant être traités avant redémarrage du réacteur :

- en galerie technique sur les supports de tuyauteries SEC (ressort cassé, supports corrodés du fait des infiltrations présentes en galerie), sur les chemins de câbles électriques, des fuites sur les tuyauteries, des fuites sur le réseau d'eau surchauffée de l'îlot nucléaire traversant les galeries, des agresseurs potentiels de matériels EIPS liés à des matériels ou des supportages n'ayant plus d'utilité et laissés à l'abandon sans entretien (murs pare-flammes, supportage de chemin de câbles...) ;
- en fond de station de pompage au niveau des puisards de relevage situés sous les pompes CFI des corrosions de supports, de fonds pleins, de contre-bridés remettant à très court terme leur tenue au séisme, des corrosions avancées des robinets.

De manière ponctuelle, sur cet arrêt, les inspecteurs ont relevé le manque de culture MEEI concernant le montage des brides situées sous le Dilatoflex® des pompes de lavage CFI présentant déjà une corrosion sans perte d'intégrité lors de leur remplacement en visite décennale.

Demande II.14

Revoir les pratiques et les responsabilités des services de sorte à ce qu'en sortie de maintenance, la conformité des installations soit à l'attendu. Vous détaillerez votre analyse et les mesures qui seront éventuellement adoptées en vue de mettre un terme à la récurrence de ce type de constats.

Maintien de la qualification des armoires électriques

L'article 2.6.2 de l'arrêté [3] prévoit que « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

- *son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;*
- *s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;*
- *si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre ».*

L'article 2.6.4 de l'arrêté [3] prévoit que :

« *I. — L'exploitant déclare chaque événement significatif à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais. La déclaration comporte notamment :*

- *la caractérisation de l'événement significatif ;*
- *la description de l'événement et sa chronologie ;*
- *ses conséquences réelles et potentielles vis-à-vis de la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement ;*
- *les mesures déjà prises ou envisagées pour traiter l'événement de manière provisoire ou définitive ».*

Lors de l'inspection de chantier du 21 mai 2026, il a été constaté des faces arrières d'armoires électriques non correctement fermées. Un état des lieux a été effectué de manière réactive aussi bien au niveau du réacteur 4 que de l'ensemble des réacteurs. Plusieurs de ces armoires ont un requis de maintien de la qualification K3⁸ dont le référentiel prévoit qu'elles soient fermées en trois points.

Interrogé sur l'application des référentiels écarts et déclaration d'événement vis-à-vis de cette remise en cause du maintien de la qualification, le service en charge de la maintenance a fourni des explications en faisant référence à des fiches de caractérisation de constat émises pour d'autres situations. L'argumentaire a consisté à considérer que les données d'entrées de ces différentes fiches sont enveloppes à la configuration des armoires pour lesquelles les constats ont été réalisés. Cela conduit à considérer une anomalie au sens du référentiel managérial « écarts » hormis pour une armoire du réacteur 4 pour des vis inopérantes ne permettant pas la fermeture qui est portée par le PA CSTA 697427 et un événement intéressant la sûreté de critère 8 pour « anomalie découverte de façon fortuite (en dehors des contrôles périodiques) affectant un matériel important pour la Sûreté, mais non traité dans les STE. »

Concernant le maintien de la qualification, il a été argumenté que :

- les différentes fiches de caractérisation de constat s'appliquent aux armoires de structures de même gabarit quel que soit le fabricant (tableaux BT, tableaux HTA, armoires diesels et armoires BT). Or, la consultation par sondage d'une de ces fiches montre que la tenue est vérifiée pour le cas où l'armoire est fixée au bâti d'un local en plus de la fixation au sol, ce qui n'est pas le cas de la configuration rencontrée en inspection ;
- un REX d'essais de tenue au séisme montrant que les équipements avec des portes fermées par un dispositif verrouillé est suffisant pour garantir la tenue sismique de la porte. Le dispositif verrouillé signifie que seule la poignée centrale de la porte est verrouillée comme constaté en inspection. Or, dans le cadre de l'ESINB-OLS-2024-0155 concernant des armoires électriques d'un diesel, il est précisé qu'« *un essai sur une armoire a été également réalisé afin de simuler l'impact d'une porte non suffisamment verrouillée. Les conditions d'essais ne sont pas apparues suffisamment représentatives pour quantifier de façon réaliste le comportement des composants de l'armoire* ».

L'événement significatif ESINB-DCN-2018-0353 de critère 9, générique à l'ensemble du parc en exploitation, avait été déclaré en avril 2018 concernant un défaut du dispositif de verrouillage des armoires électriques et de contrôle commande des diesels (EC 418 « Absence de dispositifs de verrouillage des portes des armoires de contrôle commande des diesels »). Depuis plusieurs sites ont déclaré des événements significatifs en considérant notamment que la détection de nouvelles non-conformités sur la fermeture et le verrouillage des armoires des diesels démontre que les actions de suite de cet ESS générique n'ont pas été correctement mises en œuvre ou n'ont pas été suffisantes (ESINB-OLS-2020-0541, ESINB-OLS-2024-0155, ESINB-LYO-2026-0141).

Les inspecteurs considèrent que les actions correctives mises en place pour les armoires des diesels sont transposées aux armoires du bâtiment électrique (mise en place de la signalétique et sensibilisation des intervenants, notamment). Ils ne partagent pas votre position d'un EIS critère 8.

Demande II.15

Réinterroger la caractérisation de l'événement au regard des éléments susmentionnés.

⁸ Qualification qui permet de démontrer qu'un matériel est capable de remplir ses fonctions de sûreté dans des conditions normales d'exploitation ainsi qu'en cas de sollicitations sismiques

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE A L'ASNR

Constat d'écart III.1 : traçabilité des activités importantes pour la protection des intérêts en application de l'article 2.5.6 de l'arrêté [3]

Au cours des différentes inspections de chantier et des contrôles à distance, plusieurs écarts à l'article 2.5.6 de l'arrêté [3] ont été relevés :

- dans le cadre du contrôle à distance mené en complément de la visualisation sur le terrain de remplacement des capteurs lié à l'écart de conformité EC599, les inspecteurs ont constaté l'absence de dossier de suivi d'intervention pour du matériel qualifié aux conditions accidentelles. Si les différentes justifications fournies ont permis de couvrir au strict nécessaire la traçabilité des activités permettant de justifier du respect des exigences définies de montage de ces nouveaux capteurs, ils considèrent que l'activité aurait dû être réalisée sous couvert d'un DSI. C'est d'ailleurs ce qui a été depuis réalisé sur le réacteur 5 ;
- le contrôle technique associé aux activités importantes pour la protection des intérêts dans le cadre de la réparation d'une tuyauterie en résine d'alimentation en eau permettant d'évacuer les déchets accumulés dans le chéneau du tambour filtrant vers les caniveaux CFI n'était pas défini ;
- les modes opératoires des examens télévisuels des taraudages des brides d'admission des soupapes SEBIM de la disposition particulières DP424 n'ont pas été respectés et de nouveaux examens seront réalisés lors de la visite partielle de 2029 ;
- un manque de traçabilité des fiches de non conformités dans le dossier de remplacement de la pompe 4ASG002PO.

Il convient de prendre les dispositions nécessaires pour éviter la reproduction de ces écarts sur les activités de ce type lors des prochains arrêts de réacteurs.

Constat d'écart III.2 : changement d'état avec un PA CSTA dont le statut n'est pas soldé

Avant de procéder au changement d'état d'un réacteur, vous réalisez des contrôles gestionnaires «bilan» et des contrôles « temps réel ». Pour la première catégorie de contrôles, il s'agit de s'assurer que toutes les opérations à la charge des différents métiers de maintenance sur les fonctions requises dans le nouvel état ont été réalisées. Ces contrôles sont appelés bilans gestionnaires (BG).

Le passage de l'état « arrêt pour intervention » (API) suffisamment ouvert à l'état API fermeture cuve a été franchi alors que le PA CSTA 692687 n'avait pas été passé à l'état « SOLDE OUI » ce qui est normalement bloquant au changement d'état. Si des éléments permettant de justifier postérieurement que les actions curatives ont bien été mises en œuvre en amont du changement d'état, les inspecteurs considèrent que ce point aurait dû être identifié lors du BG. En retour vous avez indiqué que le processus d'assurance qualité du contrôle gestionnaire a été respectée malgré le fait que le PA CSTA ne soit pas à l'état SOLD OUI car le geste de maintenance permettant d'éliminer la nocivité du constat a bien été réalisé. Toutefois, vous précisez, au titre du REX, qu'un rappel sera fait pour reconstruire que le solde OUI d'un PA CSTA a bien été validé dans l'EAM⁹ avant de lever un point bloquant sur un PA.

Il s'agit de la seconde situation de changement d'état avec un écart au référentiel managérial « changement d'état » au cours de cet arrêt dont la première occurrence a été caractérisée en irrégularité.

⁹ désigne les systèmes, logiciels et processus notamment utilisés pour gérer, maintenir les installations

Il conviendra de suivre ces signaux faibles et de s'interroger sur l'aspect déclaratif du fait de la répétition de ces situations d'écart au référentiel de changement d'état.

Observation III.3 : extension des engagements aux autres réacteurs

Dans le cadre de l'inspection de chantier du 14 avril 2026, les inspecteurs ont constaté la présence de corrosion sur une portion de tuyauterie de réfrigérant sous support du diesel de secours LHQ. Les réponses formulées à l'issue de celle-ci étaient partielles et les inspecteurs sont revenus sur celles-ci au cours de l'inspection du 29 avril 2026 en vous demandant de compléter votre réponse avec des éléments étayés concernant l'état de tuyauterie sous support. Il s'avère que ce support n'est pas démontable et le métier de maintenance a pris l'engagement d'aller contrôler cette partie de support lors de l'arrêt pour maintenance de 20274 au cours de la prochaine réalisation de visite de maintenance dite de « type 2 » des diesels de secours. Les inspecteurs considèrent que les contrôles de tuyauteries sous support non démontable sous les diesels de secours prévus en 2027 sur le réacteur 4 doivent être étendus à l'ensemble des diesels de secours du site présentant cette configuration.

Ce point pourra faire l'objet des contrôles dans le cadre des arrêts de réacteur pour maintenance en cours et à venir.

Constat d'écart III.4 : radioprotection

Si le bilan radioprotection d'un point de vue de la dosimétrie et des indicateurs radioprotection sont à l'attendu et que les gains dosimétriques réalisés à la suite de l'assainissement du système RRA sont significatifs, les inspecteurs ont constaté :

- des écarts sur différents chantiers, relevant de la défaillance et/ou du mauvais usage d'équipements de protection collectifs, du non-respect des conditions d'accès et du manque de cohérence des consignes communiquées. Ces constats ont été traités de manière réactive ;
- l'application partielle des nouvelles consignes de réception et de suivi de l'état de conservation des sas et l'absence de celles-ci sur certains chantiers. Par ailleurs, dans ces consignes figure la présence d'un indicateur de mise en dépression du sas. Ce dispositif n'a pas été retrouvé sur les chantiers observés. Les inspecteurs notent les actions mises en œuvre pour systématiser l'affichage des consignes et en fiabiliser l'application, les rappels faits auprès des équipes logistiques et des surveillants de terrain et l'existence d'un guide des bonnes et mauvaises pratiques pour l'accompagnement des agents de terrain et les actions de contrôle. Ils notent également que vous considérez, sur la base du guide national D455035115712, l'indicateur de mise en dépression permanent comme uniquement une bonne pratique et qu'un test d'un outil de ce type est prévu au cours de prochains mois. Les inspecteurs notent cette avancée timide de test sur des dispositifs qui existent par ailleurs de manière très courante sur le parc en exploitation ;
- des contenants d'effluents dégazés de l'assainissement RRA n'identifiant pas les risques chimiques et radioprotection associés ; Les inspecteurs prennent note des contrôles quotidiens de débits de dose et de contamination menés par le service SPR mais déplorent qu'il n'ait pas identifié la nécessité de mise en conformité des affichages associés aux risques présents.

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois, et selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, 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.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

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, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASNR (www.asnr.fr).

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

Le Chef du Pôle REP,

Signé par

Bruno SARDINHA