

Division de Bordeaux

Référence courrier : CODEP-BDX-2025-002659

Monsieur le directeur du CNPE de Civaux

BP 64
86320 CIVAUX

Bordeaux, le 30 janvier 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base

N° dossier : Lettre de suite de l'inspection du 9 janvier 2025 sur le thème de respect des engagements
Inspection n° INSSN-BDX-2025-0040.
(à rappeler dans toute correspondance)

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V ;
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;
[3] Guide de management 296 ind.4

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 le 9 janvier 2025 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Civaux sur le thème de respect des engagements.

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

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection en objet avait pour objectif de vérifier l'efficacité de l'organisation mise en place, par le CNPE de Civaux, pour suivre et respecter les « positions actions » prises, à la suite des inspections de l'ASN, de l'analyse d'événements significatifs déclarés ou encore de situations particulières rencontrées lors d'un arrêt pour maintenance et rechargement en combustible. Les inspecteurs ont examiné le respect des délais de réalisation et la mise en œuvre effective des « positions actions » annoncées comme terminées. Ils ont également examiné le respect des délais de réalisation et la mise en œuvre effective des actions enregistrées dans les plans d'actions constat (PA CSTA) permettant de résorber les constats détectés sur les installations ainsi que des actions issues de demandes de travaux (DT) enregistrées dans l'outil informatisé du site. Les inspecteurs se sont également intéressés aux reports d'échéance de positions actions au cours de l'année 2024 et plus particulièrement à la suffisance de la justification et de l'analyse d'impact associée, et, pour celles qui ont été reportées sans que l'ASNR n'en ait été informée, aux justifications du site.

Les inspecteurs se sont rendus sur le terrain pour vérifier par sondage la bonne réalisation des engagements pris pour le traitement des défauts de freinage de différents organes dans les locaux des pompes moyenne pression d'injection de sécurité (ISMP) dans le bâtiment des auxiliaires de sauvegarde (BAS). Ils se sont également rendus au niveau des portes d'accès à l'espace entre enceinte des deux réacteurs pour vérifier l'engagement pris à la suite de l'évènement significatifs de sûreté relatif à l'anomalie de pose du dispositif de verrouillage de la condamnation administrative de type P5. Ils se sont rendus en toiture du réacteur 1 et dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) afin de vérifier respectivement la présence de cales de compensation au niveau de certains ancrages du filtre U5 et la visibilité de la signalisation d'un matériel local de crise (MLC). Les inspecteurs se sont également intéressés au traitement de certains PA CSTA dans le bâtiment combustible (BK), le bâtiment électrique (BL), le bâtiment d'un des diesels de secours (LHQ) et le BAS.

A l'issue de l'inspection, les inspecteurs ont constaté positivement la bonne traçabilité des demandes de l'ASN, le suivi de l'émission de l'évolution documentaire par les entités nationales jusqu'à l'intégration dans les documents applicables sur site. Dans le cadre d'évènements significatifs de sûreté impliquant une demande d'évolution documentaire nationale, les inspecteurs notent positivement la réalisation d'actions locales constituant des parades temporaires pour éviter le renouvellement de l'évènement en attendant cette évolution documentaire. Ils soulignent également positivement la mise en place d'une signalisation d'interdiction d'accès à un chantier en l'absence de l'ensemble du matériel de radioprotection nécessaire.

Les inspecteurs relèvent en revanche que le respect des engagements sur la centrale de Civaux est perfectible. Ils signalent en premier lieu que **le site doit respecter l'engagement pris pour s'assurer de l'absence de désordre dans les locaux des pompes moyenne pression d'injection de sécurité (ISMP). Ce point fait l'objet d'une demande à traiter prioritairement.**

Les inspecteurs constatent par ailleurs qu'un certain nombre de positions actions, de PA CSTA et de DT sont en retard de traitement. Ils regrettent le manque de suivi du report successif de certaines positions actions, bien que l'analyse d'impact associée soit réalisée. Concernant les PA CSTA et les DT examinés, l'analyse d'impact associée au retard de traitement n'est pas forcément réalisée alors que ces éléments sont indispensables et exigés par votre référentiel. Le site doit également s'améliorer dans la rigueur de définition des échéances de traitement et dans le formalisme de remplissage des PA CSTA.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Freinage de la boulonnerie des pompes ISMP

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] stipule que : « I – 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 ».

Suite à l'inspection du 19 juin 2024 sur le thème des systèmes de sauvegarde, l'ASNR a fait la demande suivante : « Transmettre l'analyse du site sur ces constats, les remettre en état quand cela est nécessaire et réaliser une visite de l'installation au niveau des voies A et B de pompe ISMP de chaque réacteur afin de s'assurer exhaustivement de l'absence de désordre. ».

Dans votre réponse référencée D5057/SSQ/24/0072, vous vous êtes engagés à réaliser ces actions en voie B du réacteur 2 avant le 19/09/2024 et en voie A du réacteur 2 avant le 16/07/2025.

Les inspecteurs ont constaté lors de l'inspection des désordres en voie B du réacteur 2, en particulier le mauvais freinage de la boulonnerie sur le réfrigérant 2RIS532RF de la pompe 2RIS052PO dans le local LC 0316.

Demande I.1 : Réaliser sous 1 mois une visite de l'installation en voie B du réacteur 2 afin de s'assurer exhaustivement de l'absence de désordre et transmettre le compte rendu des interventions réalisées.

Demande I.2 : Fournir sous 1 mois une analyse des causes de cet écart malgré la demande réalisée lors de l'inspection du 19 juin 2024 et votre engagement pris en réponse.

II. AUTRES DEMANDES

Suivi des plans d'actions constats (PA CSTA)

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] stipule que : « I – 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. »

Lors de leur visite, les inspecteurs se sont rendus dans les locaux KX 0920 et LD 0324 du réacteur 1 pour vérifier le traitement des PA CSTA n° 00509439 et n° 00510935 associés respectivement à l'absence d'une cheville sur le support de la tuyauterie de protection incendie de l'îlot nucléaire 1JPI863TY et la présence de chevilles coupées sur le support de la tuyauterie de système d'injection de secours dans le circuit primaire 1RIS307TY. Ces deux tuyauteries étant classée EIPS-NC au sens de l'arrêté [2] avec un requis séisme, les échéances de traitement associées étaient respectivement le 02/12/2024 et le 31/12/2024. Les inspecteurs ont constaté que ces PA CSTA n'étaient pas traités au jour de l'inspection ; ils n'ont pas pu vérifier si une analyse de nocivité associée à ces reports a été réalisée.

Demande II.1 : Traiter ces PA CSTA et transmettre une analyse de nocivité du report d'échéance de ces PA CSTA.

Demande II.2 : Définir les causes organisationnelles de ces reports et des actions permettant de s'en prémunir.

Lors de leur visite terrain, les inspecteurs se sont également rendus dans le local diesel (LHQ) du réacteur 1 afin de vérifier le remplacement de l'étrier support de la ligne de tuyauterie 1 LHQ 016 TY. Ils ont pu constater le remplacement de celui-ci selon les spécifications du constructeur.

Demande II.3 : Fournir les conclusions de la vérification de l'intégrité de la tuyauterie 1 LHQ 016 TY.

Les inspecteurs ont voulu connaître l'avancement du traitement du PA CSTA 0096636 qui concerne le remontage dans un état endommagé de la flasque de guidage du robinet d'effluent liquide 0KER054VK. Ce PA CSTA indique que l'activité peut

être réalisée dans l'état du réacteur en production : ce PA datant de 2018, il aurait donc dû être clos. Vos représentants ont indiqué que ceci s'explique par un défaut de disponibilité de pièce de rechange mais que ce PA devrait être clos cette année.

Demande II.4 : Confirmer l'échéance de réalisation de cette intervention.

Les inspecteurs ont souhaité connaître le traitement du PA CSTA 00427171 associé au dépassement du débit maximum sur la réfrigération du système d'aspersion de secours de l'enceinte (EAS) par le système de refroidissement intermédiaire (RRI) en configuration accident de perte de réfrigérant primaire (APRP). Vos représentants ont indiqué que ce PA CSTA a été émis par le service conduite puis mal fléché avec une approbation du service Fiabilité système et ingénierie (FSI) au lieu d'être affecté au service Maintenance (SMT). Le PA CSTA a donc été oublié et non traité depuis le début de cette situation qui date de février 2024.

Demande II.5 : Fournir les éléments expliquant cette situation et s'assurer qu'il n'existe pas d'autre PA CSTA en souffrance de la sorte.

Afin d'améliorer son suivi des PA CSTA, le site a créé un comité dit « comité PA » qui consiste en une instance de détermination de délais cohérents associées au PA CSTA nouvellement créés. L'un des objectifs de ce comité est également d'identifier les PA CSTA dont l'échéance de traitement approche afin de réduire le nombre de PA CSTA en report d'échéance et de s'assurer de la cohérence de leur fléchage vers les différents services.

Demande II.6 : Transmettre les documents d'organisation de ce comité PA et le(s) référentiel(s) associé(s).

Les inspecteurs ont rappelé aux interlocuteurs présents durant l'inspection l'importance de la rigueur de remplissage des PA CSTA. En effet, il existe encore dans les tableaux extraits du système d'information du nucléaire (SDIN) du site des PA CSTA qui apparaissent comme vides (PA CSTA n°00378895 2JPI522SD stat non atteint, PA CSTA n°00463846 2PNPP4601AA trémie transfert d'air mauvaise taille-GC par exemple) et donc pour lesquels les services n'ont pas correctement rempli la base de données associée. Certains PA CSTA, comme le PA n°00424956, indique une échéance de traitement incohérente avec le cycle de traitement auquel il est associé. Celle-ci est plus restrictive que la date butoir du cycle mais cela témoigne également d'une rigueur de remplissage des PA CSTA perfectible.

Demande II.7 : S'assurer de l'exhaustivité et de la rigueur du remplissage des PA CSTA et cela dans tous les services.

Suivi des demandes de travaux

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] stipule que : « I – 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. »

Les inspecteurs ont consulté l'extraction des demandes de travaux DT non closes au 28 novembre 2024. Il s'avère qu'un certain nombre de DT sont identifiées en priorité 3, ce qui veut dire d'après votre guide de management [3] qu'elles auraient dû être traitées dans un délai de 2 à 12 semaines. Vos représentants ont expliqué que suite à la création de la DT, un ordre de travail (OT) y était rattaché et que celui-ci pouvait avoir une priorité différente de celle de la DT. Après consultation du fichier de l'extraction des OT en priorité supérieure ou égale à 3 en retards de traitement, il s'avère qu'il y a toujours plusieurs OT en souffrance.

Demande II.8 : Résorber le lot d'OT/DT en souffrance au regard de leur échéances de traitement associées à leur priorité selon votre guide de management 296 [3] et fournir une analyse de nocivité de leurs reports.

Demande II.9 : Justifier la pertinence de votre organisation permettant le reclassement possible d'un OT avec une priorité différente de la DT associée.

Dispositif de passage des tuyaux au travers des protections physiques « chatières »

Lors de leurs visite terrain les inspecteurs ont constaté que la chatière 2 JSL 306 WA présente dans le local LC 0316 et permettant le passage des tuyaux de lutte contre les incendies était inutilisable du fait de la présence d'une autre tuyauterie verticale empêchant son ouverture.

Demande II.10 : Vous positionner sur le requis associé à cet équipement et le remettre en conformité si besoin.

Demande II.11 : Préciser l'organisation mise en place pour s'assurer de l'accessibilité de ces équipements et rechercher les causes du désordre constatés.

Repli du réacteur 1 suite à un aléa sur le groupe turbo-alternateur (GTA)

Le 28 décembre dernier, un aléa a provoqué l'arrêt de la production d'électricité du réacteur 1 et son repli dans un état de sureté adapté (en attente à chaud). Selon vos représentants, la pression d'huile servant à la lubrification de la turbine principale du GTA était en dessous des critères de fonctionnement requis. Les investigations menées ont montré une fuite d'huile au niveau de la collerette de la tuyauterie de refoulement des pompes 1GGR011PO et 1GGR012PO du circuit de graissage GGR. Une fissure allant de la moitié jusqu'au trois quarts de la circonférence de la tuyautée a été constatée. Vos représentants ont indiqué qu'un système de demi-coquilles a été posé sur chaque tuyauterie pour supprimer la fuite et que l'état extérieur des tuyauteries de toutes les pompes similaires du circuit GGR a été contrôlé sur le réacteur 1. Le traitement curatif de l'aléa est ainsi terminé selon vos représentants. La pression d'huile fait l'objet d'un suivi particulier sans qu'il n'ait été détaillé aux inspecteurs faute de temps.

L'exploitation du retour d'expérience (REX) de cet aléa est en cours selon vos représentants. En particulier, l'adaptation du programme de maintenance préventive pour contrôler l'état extérieur et intérieur des lignes de refoulement est à l'étude. Un partage du REX avec le CNPE de CHOOZ a été initié sans que les inspecteurs n'aient pu examiner ce point faute de temps. Les inspecteurs considèrent qu'un contrôle approfondi de l'état des tuyauteries des pompes du système GGR doit avoir lieu dans des délais qui restent à définir.

Demande II.12 : Préciser les actions entreprises dans l'immédiat pour surveiller le bon fonctionnement du circuit de lubrification GGR sur chaque réacteur. Distinguer les actions normales de celles exceptionnellement déployées suite à cet aléa.

Demande II.13 : Indiquer les actions entreprises pour contrôler de manière approfondie l'état des tuyauteries potentiellement impactées par le phénomène rencontré, lors du prochain arrêt de chaque réacteur. Définir les réparations pérennes des tuyauteries endommagées selon un échéancier.

Demande II.14 : Exploiter le REX de cet aléa, le partager avec les autres CNPE et préciser les mesures prises pour éviter qu'il ne se reproduise. Détailler en particulier les adaptations du programme de maintenance préventive des tuyauteries des pompes GGR pour contrôler leur état interne et externe selon des périodicités à définir.

Clôture de l'engagement associé à l'inspection INSSN-BDX-2014-0134 « première barrière »

Les inspecteurs ont voulu connaître l'avancement du traitement de l'engagement associé à la lettre de suite CODEP-BDX-2014-029817 d'une inspection de l'ASN datant de 2014 sur le thème de la première barrière. L'ASN vous demandait de lui transmettre les éventuelles échéances de réparation ou de modification des motoréducteurs permettant l'ouverture et la fermeture des batardeaux PTR002 et 003BU qui se situent entre le compartiment de transfert du combustible et la piscine d'entreposage du BK. L'échéance de cette position action a été reportée 8 fois.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs lors de l'inspection que ces reports successifs font suite à un défaut de pièces de rechanges et que les batardeaux sont fonctionnels mais leur ouverture et leur fermeture est réalisée depuis de manière manuelle, ce qui impose la présence d'intervenants en bords de piscine.

Les inspecteurs regrettent le manque de suivi des reports successifs des engagements du site sur ce sujet vis-à-vis de l'ASNR.

Demande II.15 : Fournir un plan d'action et un échéancier rapproché pour clôturer cet engagement.

Demande II.16 : Mettre en place des dispositions pérennes permettant de suivre le nombre de reports successifs des échéances des engagements pris vis-à-vis de l'ASNR.

Reports d'échéances de l'action 1 associée au compte rendu de l'évènement significatif (CRESS) de génération de l'évènement EPP3 de groupe 1 suite à l'indisponibilité à la fermeture automatique de 2ETY152VI lors des rejets du bâtiment réacteur

L'article 2.6.5 de l'arrêté [2] stipule que « II. — L'exploitant s'assure de la mise en œuvre effective des actions préventives, correctives et curatives décidées. Si certaines de ces actions ne peuvent être réalisées dans les délais mentionnés dans le rapport susmentionné, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire une mise à jour de ce rapport comportant en particulier les nouvelles échéances. »

Le CRESS associé à cet évènement identifie l'action de « modifier et accompagner l'ensemble des gammes demandant une manœuvre des vannes ETY (en précisant le geste technique) en intégrant les préconisations de la maintenance (modifications effectives pour les gammes locales et DED4 émises pour les gammes mutualisées avec Chooz). ».

La gamme locale CP ETY 994 n'a pas été modifiée à temps car elle n'a été identifiée comme appartenant au lot de gammes à modifier que tardivement. Pour autant et bien que les enjeux de sureté associés soient faibles, le site aurait dû réindiquer le CRESS et informer l'ASNR du non-respect de cette échéance, ce qui n'a pas été le cas.

Demande II.17 : Vous conformer à l'article 2.6.5-II de l'arrêté INB. Définir la cause de l'oubli de la modification de la gamme locale CP ETY 994 et justifier la suffisance de l'organisation pour éviter le renouvellement de cet oubli ou identifier des actions pour y remédier.

Règle d'indication de la pression d'épreuve

Suite à la demande 2 de la lettre de suite de l'inspection INSSN-BDX-2024-0056 sur le thème des organismes habilités pour le contrôle des équipements sous pression nucléaire (ESPN) et appareils à pression implantés dans le périmètre d'une INB, le site de Civaux a indiqué que la mention de la pression d'épreuve sera supprimée du dossier de suivi de l'intervention (DSI) pour ne la faire figurer que dans le plan d'inspection de l'équipement afin de limiter le risque d'erreur. Les inspecteurs ont voulu savoir si cette pratique sera généralisée pour l'ensemble des épreuves hydrauliques des équipements contrôlés par les organismes habilités ou uniquement pour cet équipement, sans qu'une réponse n'ait pu être apportée.

Demande II.18 : Vous positionner sur la généralisation de cette pratique pour l'ensemble des équipements suivis par des organismes habilités.

Disponibilité d'une pièce du SSL

La demande II.4 de l'inspection INSSN-BDX-2023-0050 du 21 et 22 juin 2023 sur le thème de la pérennité de la qualification des matériels demandait de « définir les pièces de rechanges manquantes sur les équipements présentant le plus d'enjeu de sûreté et les réapprovisionner ».

Les inspecteurs ont constaté lors de l'inspection qu'onze pièces de référence liées à un enjeux de sûreté ou de production ne sont pas créées parmi les 1665 pièces identifiées. Parmi ces pièces, ils constatent notamment que la pièce BX55 1T9 DN20, qui est le flexible de reprises de fuites du système d'injection de sécurité, n'est pas créé correctement sur le parc.

Demande II.19 : Définir un plan d'action afin de créer le stock de cet équipement et justifier l'absence de nocivité associée aux onze pièces non créées.

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE

Identification de la mesure d'efficacité dans la base « Caméléon autorité »

Constat III.1 : L'action 2 du CRESS ESINB-BDX-2023-0267 associé à l'évènement de réalisation des essais d'étanchéité des soupapes VVP dans un état différent de celui requis par la règle d'essais du chapitre IX des RGE demandait d'émettre une demande d'évolution documentaire. L'action, reprise dans la base CAMELEON du site, n'a pas été soldée par le site tant que la structure palier n'a pas réalisé son retour, et ce afin de garder l'action en visibilité. L'action est donc vue en report d'échéance alors que l'action du site est bien réalisée. A l'avenir, afin de ne pas créer de confusion, et suite à la création des mesures d'efficacité d'actions, il serait plus judicieux d'affecter une action CAMELEON à la mesure d'efficacité de cette action, qui serait de s'assurer de l'intégration de la nouvelle gamme palier.

Chemin de câble endommagé dans le local de la pompe 1RIS051PO

Constat III.2 : Les inspecteurs ont constaté un chemin de câble endommagé dans le local de la pompe 1RIS051PO. Ce chemin de câble vient pincer les câbles qui s'y trouvent.

Entreposage non autorisé dans le local des agents de terrain du bâtiment d'exploitation

Constat III.3 : Les inspecteurs se sont rendus dans le local des agents de terrain du bâtiment d'exploitation (BW) et ont constaté la présence de déchets non autorisés entreposés.

Présence d'huile sur la chapelle de la pompe 2 EAS 052 PO

Constat III.4 : Les inspecteurs se sont rendus dans le local de la pompe 2 EAS 052 PO et ont constaté la présence d'huile sur la chapelle de la pompe.

Entreposage non identifié dans le local LC 0316

Constat III.5 : Les inspecteurs se sont rendus dans le local LC 0316 du BAS et ont constaté la présence de deux bidons d'effluents entreposés sans fiche d'identité.

Absence d'identification de la date de péremption du joint du diaphragme 1 EPP 112 DI

Constat III.6 : Les inspecteurs ont constaté dans le local NA802 la présence d'un carton contenant le joint de montage du diaphragme 1 EPP 112 DI. La date de péremption du joint ne figurait pas, ce qui ne permet pas de vérifier la conformité du matériel présent.

Absence d'identification du chantier en entrée de zone contrôlée du réacteur 1

Constat III.7 : Les inspecteurs ont constaté la présence d'un chantier en entrée de zone contrôlée du réacteur 1. Aucune fiche d'identification du chantier n'était présente et l'emplacement de l'extincteur a été modifié sans qu'une ADR associée n'ait été formalisée.

Câble coupé dans le local KX920

Constat III.8 : Les inspecteurs ont constaté dans le local KX0920 la présence d'un câble coupé mais hors tension.

*

* *

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, à l'exception des demandes I pour lesquelles un délai plus court a été fixé, et **selon les modalités d'envoi 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'assurance de ma considération distinguée.

L'adjointe au chef de la division de Bordeaux de l'ASNR,

SIGNE PAR

Séverine LONVAUD