

Division de Caen
Référence courrier : CODEP-CAE-2026-029798

Monsieur le Directeur
du CNPE de Penly
BP854
76370 NEUVILLE-LES-DIEPPE

A Caen, le 18 mai 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base – Centrale nucléaire de Penly – INB 136 et 140
Lettre de suite de l'inspection du 6 mai 2026 sur le thème de la conduite normale

N° dossier : Inspection n° INSSN-CAE-2026-0189

Références : [1] - Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] - Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[3] - Processus élémentaire MP3MSE02 Surveillance de l'installation référencé D5039MQMP000085 indice 8 du 30 octobre 2025
[4] - Guide technique : Transitoires sensibles, sortie de domaine et transitoires d'exploitation référencé D5039-GT/SC/076 indice 25 du 2 mars 2026
[5] - Note de management – Processus élémentaire MP3.MSE-07 – Garantir les lignages et configurations de circuit référencé D5039-MQ/MP000282 indice 0 du 10 septembre 2020
[6] - Note de processus – Garantir les changements d'états référencé D5039MQMP000285 indice 4 du 16 mars 2026
[7] - Note d'étude – Liste des activités importantes pour la protection des intérêts – AIP du CNPE de Penly référencée D5039NE19125 indice 7 du 25 novembre 2024

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1] et [2] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a lieu le 6 mai 2026 sur le CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Electricité) de Penly sur le thème de la conduite normale.

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 a concerné le contrôle de l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE de Penly sur le thème de la conduite normale des réacteurs. Les inspecteurs ont examiné l'organisation du service conduite et plus particulièrement les orientations stratégiques du service ainsi que les plans d'actions mis en œuvre par le

CNPE afin de traiter les points faibles identifiés. Ils ont également examiné les processus organisationnels liés à la gestion des transitoires sensibles, des changements d'état, et des changements de configuration de l'installation liés aux activités d'exploitation (lignages) et de maintenance (consignations). Les inspecteurs ont contrôlé par sondage des dossiers d'activité de lignage (DAL) réalisés sur le dernier arrêt pour simple rechargement (ASR) du réacteur n°1. Sur ce même arrêt ils ont également vérifié quelques bilans gestionnaires (BG) et bilans de commissions de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT), ainsi que les évaluations et contrôle ultime (ECU) et les points d'arrêt statique (PAS) réalisés à l'occasion des changements d'état. Les *pré-job briefings*¹ et *débriefings*² des transitoires sensibles ont également fait l'objet d'un contrôle par sondage. Enfin, les inspecteurs se sont rendus dans la salle de commande du réacteur n°2 afin d'observer la surveillance réalisée par les opérateurs sur l'installation et la sérénité des lieux.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le CNPE pour la conduite normale apparaît globalement satisfaisante. Les inspecteurs ont noté que des plans d'actions traitaient les points de fragilité identifiés lors de la dernière revue annuelle, notamment sur la préparation des activités et plus globalement la performance humaine lors des activités d'exploitation courante. Toutefois, les inspecteurs estiment que la surveillance des alarmes en salle de commande pourrait faire l'objet d'une traçabilité des analyses plus robuste. Ils ont également noté au travers des différents domaines inspectés la nécessité de mettre à jour certaines procédures organisationnelles internes. Enfin, les inspecteurs ont relevé que le schéma de sécurisation relatif à la maîtrise des changements de configuration de l'installation n'était pas mis en œuvre alors que des remarques à ce sujet avaient déjà été réalisées lors d'une précédente inspection (INSSN-CAE-2025-0200).

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

II. AUTRES DEMANDES

Surveillance de l'installation en salle de commande

Votre référentiel interne en référence [3] prévoit que : « *La surveillance globale des installations est mise en œuvre en tenant compte des éléments suivants : - La détection et la prise en compte des alarmes dès leur apparition. [...] Il doit intégrer un point exhaustif des alarmes présentes et de leur justification.* »

Les inspecteurs ont examiné les alarmes présentes en salle de commande du réacteur n°2 et ont demandé la justification de chacune d'entre elles à un opérateur. Celui-ci a indiqué qu'une distinction était faite entre les alarmes liées à une problématique technique sur le réacteur, qui font l'objet d'une traçabilité de leur justification dans un document dédié, et les alarmes dites d'exploitation, justifiées par une activité d'exploitation (consignation, essai périodique,), mais non tracées. En effet, les alarmes d'exploitation font simplement l'objet d'une communication lors de la relève entre équipes de quart si nécessaire.

¹ Moment d'échange entre l'intervenant et son encadrant, et si nécessaire d'autres métiers, pour se préparer au plus près de l'intervention et vérifier que les intervenants se sont bien approprié la nature de l'intervention à réaliser ainsi que l'analyse des risques associés et les parades à mettre en œuvre.

² Moment d'échange après une activité ou une action, visant à partager au sein d'un groupe de personnes les points positifs et axes d'amélioration en lien avec l'activité.

Les inspecteurs estiment que toutes les alarmes doivent faire l'objet d'une traçabilité de leur justification afin que les différentes équipes de quart conservent l'information liée à chacune d'entre elles.

Demande II.1. Mettre en place un système de traçabilité des alarmes et de la justification associée.

Votre référentiel interne en référence [3] prévoit que : « *Un écran du KIS est dédié à l'affichage permanent des paramètres clés ou « FLASH. La liste des paramètres flash en SdC est affichée en permanence sur le P15. [...] La liste des paramètres Flash en SdC est affichée en permanence sur le P15.*

En RP > 2 %

- *Position des GCP / G3.*
- *Position du groupe R.*
- *DPAX.*
- *Niveau GV.*
- *Puissance thermique.*
- *Tmoy / Tref RCP.*
- *Niveau du pressuriseur RCP.*
- *Niveau Ballon RCV.»*

Les inspecteurs ont consulté l'écran « KIS » en salle de commande dédié à l'affichage permanent des paramètres clés du réacteur n°2 et ont constaté que le niveau du pressuriseur n'était pas affiché alors que le réacteur était en production à plus de 2 % de puissance neutronique. L'opérateur présent a indiqué aux inspecteurs que la lecture du niveau était tout de même disponible sur un des panneaux d'affichage de la salle de commande.

Demande II.2. Afficher tous les paramètres clés nécessaires sur l'écran « KIS » dédié à cet effet.

Les inspecteurs ont également relevé que la baie de surveillance de la détection incendie 2JDT013HK indiquait qu'elle était en dérangement. Après contrôle sur la baie centrale du système de surveillance de la détection incendie, l'opérateur présent a indiqué aux inspecteurs qu'aucun détecteur n'était actuellement en défaut et qu'il ne savait pas pourquoi la baie avait sa diode d'indication de dérangement allumée. Aucune demande de travaux n'avait été ouverte à ce sujet sur cette baie.

Demande II.3. Confirmer la disponibilité de la baie de détection incendie 2JDT013HK et effectuer une remise en état de celle-ci.

Référentiel et documentation lié à la gestion des transitoires sensibles

Votre référentiel interne en référence [4] prévoit que : « *Le site de Penly retient trois transitoires d'exploitation redevables de cette procédure, il s'agit des transitoires d'exploitation Variation de puissance, Basculement ARE Petit débit Gros débit et la mise en service de la purification à froid. [...] Pour ces transitoires, l'organisation retenue est la même que celle des Transitoires Sensibles ».*

Ce même référentiel prévoit également que : « - *Chaque Transitoire Sensible fait l'objet :*

- *D'un Pré-Job Briefing – en présence a minima :*
 - *Des agents réalisant le transitoire.*
 - *Du superviseur du transitoire.*
 - *Du Chef d'Exploitation ou du Chef d'Exploitation délégué pour le Transitoire Sensible « vidange du CPP jusqu'au plan de joint de cuve ».*

- *D'un contrôle technique demandé au titre du Référentiel Managérial « leviers du management de la sûreté ».*
- *D'un débriefing une fois le transitoire achevé.*
- *[...]*
- *La réalisation du Pré-Job Briefing, du contrôle technique et du débriefing doit pouvoir être auditable. »*

Les inspecteurs ont souhaité consulter les *pré-job briefings* des dernières variations de puissance réalisées sur le réacteur n°2. Vos représentants ont indiqué que ceux-ci n'étaient ni tracés ni archivés contrairement à ce qui est indiqué dans le référentiel interne. Ils ont indiqué que le but de cette exigence était de rendre le *pré-job briefing* obligatoire avant la réalisation du transitoire d'exploitation, mais que la traçabilité était facultative. Ils ont convenu que la note en référence [4] devait faire l'objet d'une mise à jour.

Demande II.4. Mettre à jour la note en référence [4] concernant les transitoires d'exploitation et les requis attendus.

Votre référentiel interne en référence [4] prévoit que : « *Chaque année, un bilan des Transitoires Sensibles ayant eu lieu entre le 1er septembre de l'année N-1 et le 1er septembre de l'année N est élaboré et transmis à l'UNIE avant le 30 septembre de l'année N.* ».

Vos représentants ont présenté le bilan annuel de la période 2024/2025 des transitoires effectués sur le CNPE de Penly. Ce document, qui répondait aux exigences, était un simple document sans assurance qualité.

Demande II.5. Mettre sous assurance qualité le document transmis à vos services centraux et répondant aux exigences de votre référentiel interne.

Gestion de la configuration de l'installation

Votre référentiel interne en référence [5] prévoit que : « *Le schéma de sécurisation N3C permet d'évaluer le Processus tous les 6 mois à la demande de la DPN. Ce schéma permet de balayer tous les champs organisationnels, techniques et humains afin d'élaborer le Plan d'Action du Processus sur le site. De plus le schéma de sécurisation est commun à tous les sites et permet de s'intercomparer et d'aller chercher des bonnes pratiques ailleurs.* ».

Les inspecteurs ont demandé à consulter le schéma de sécurisation du domaine lignage et configurations de circuit (N3C). Vos représentants ont indiqué qu'aucun schéma de sécurisation N3C n'existait sur le CNPE mais que la thématique était pilotée via un plan d'action spécifique. Les inspecteurs ont rappelé les demandes effectuées en lettre de suite CODEP-CAE-2025-060469 de l'inspection INSSN-CAE-2025-0200 concernant les schémas de sécurisation. Vous aviez alors répondu et pris les mesures nécessaires pour animer les schémas de sécurisation sur les domaines suivants : arrêt automatique des réacteur, incendie et non-conformité aux règles d'exploitation. Il est dommageable que vous n'ayez pas également identifié le domaine N3C.

Demande II.6. Mettre en place le schéma de sécurisation relatif au domaine N3C et l'animer.

Les inspecteurs ont également examiné votre note de management en référence [5] et ont relevé des incohérences. Ils ont notamment identifié que cette note faisait mention de types de lignage à risque de non qualité « NQ2 », « NQ1 » alors que le CNPE n'utilise plus cette notion mais parle uniquement d'activité à risque de non qualité. Cette note prévoit également que le technicien d'arrêt de tranche doit présenter les lignages à l'ASN après chaque arrêt de tranche, alors que cela n'est pas fait.

Demande II.7. Mettre à jour votre note de management en référence [5].

Votre référentiel interne en référence [5] prévoit que : « *Les étapes d'un lignage [...] Le débriefing : L'Agent de Terrain, ou l'intervenant en général, rend compte au pilote du lignage (OP ou CC) et réalise le débriefing au plus près de l'activité pour :*

- *renseigner son support de relève,*
- *retenir et capitaliser les éléments d'expérience sur l'activité,*
- *identifier, traiter les écarts et les problèmes rencontrés dans la situation de travail,*
- *identifier les sources potentielles d'amélioration,*
- *que l'opérateur mette à jour les différents documents de suivi des activités (consignes, planning, logigramme, son support de relève).*

Si un doute est émis sur la position de certains organes, le pilote du lignage lance les vérifications nécessaires en local.

Si des actions sont issues du débriefing, elles doivent être tracées dans le DAL utilisé. »

Les inspecteurs ont examiné des dossiers d'activités de lignage réalisées lors du dernier arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1, dont notamment ceux relatifs aux lignages permettant le remplissage du système SEC³ voie A et B. Lors de la réalisation de l'activité du 25 mars 2026 sur la voie B, les intervenants se sont aperçus que le dossier ne demandait pas l'ouverture de la vanne 1SEC081VC alors qu'il était nécessaire de s'assurer que celle-ci soit ouverte. Lors de la réalisation de l'activité du 28 mars 2026 sur la voie A, la même action sur la vanne équivalente a bien été identifiée lors de la préparation via une surcharge sur la documentation. Les inspecteurs ont demandé si ce retour d'expérience avait été pris en compte pour les prochaines activités de lignage dans la documentation pérenne. Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter une action permettant de s'assurer que le DAL serait modifié en conséquence afin de prendre en compte ce retour d'expérience.

Demande II.8. Capitaliser le retour d'expérience des activités de lignage réalisées afin d'améliorer la robustesse des dossiers d'activité de lignage utilisés.

³ Système d'alimentation en eau brute secouru

Votre référentiel interne en référence [5] prévoit que : « Le technicien AT a pour rôle : [...] Faire le compte-rendu REX lignage après chaque AT ».

Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter aux inspecteurs le compte-rendu du retour d'expérience des lignages effectués lors de la visite décennale n°3 du réacteur n°2.

Demande II.9. Réaliser et transmettre le compte-rendu du retour d'expérience lié aux lignages réalisés sur les derniers arrêts de chaque réacteur.

Vérifications lors des changements d'états

La demande managériale n°5 « transitoire de changement d'état » présente dans votre référentiel en référence [6] prévoit que : « *La phase dynamique de changement d'état est réalisée sans discontinuité. Un contrôle de la conformité aux STE doit être réalisé dans l'état standard atteint.* ».

Le contrôle de la conformité aux spécifications techniques d'exploitation suite au changement d'état étant réalisé dans une gamme de point d'arrêt statique (PAS), les inspecteurs ont demandé à consulter le PAS devant être réalisé suite au basculement de voie (ECU60) lors du dernier arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1. Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter le PAS demandé. Le dossier constitué pour ce changement d'état contenait uniquement la PAS réalisé préalablement au changement d'état. Vos représentants ont indiqué qu'il s'agissait très probablement d'une erreur dans l'archivage des documents puisqu'un PAS est à minima réalisé à chaque quart.

Demande II.10. Archiver les documents requis par votre référentiel interne lors des différents changements d'état.

Votre référentiel interne en référence [6] prévoit également que : « *Afin de renforcer la qualité des documents utilisés dans le cadre d'un changement d'état, une analyse deuxième niveau (A2N) des ECU et PAS est mise en œuvre au sein du Service Conduite. En effet, la plus grande rigueur est demandée à ces documents qui doivent être auditables et pour lesquels il ne doit pas y avoir de difficulté de compréhension lors d'un examen a posteriori. [...] S'agissant d'une analyse de second niveau et dans la mesure où le changement d'état a lieu très rapidement après la signature de l'ECU, il n'est pas nécessaire de procéder à l'A2N immédiatement après le changement d'état. Néanmoins, afin de lever les doutes ou corriger les écarts qui peuvent émerger suite à ce contrôle, il convient de ne pas laisser une période trop longue entre le changement d'état et l'A2N. Cela évitera également que les agents ayant participé à la rédaction des ECU / PAS / levée des réserves aient perdu trop d'informations. Pour ces raisons, le délai à viser entre le changement d'état et l'A2N est de 48 heures.* »

Lors de la consultation du dossier relatif au changement d'état de basculement de voie (ECU60) réalisé lors du dernier arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1, ils ont relevé que l'analyse de deuxième niveau avait été réalisée le 08 avril 2026 alors que le changement d'état avait eu lieu le 29 mars 2026, soit 10 jours après celui-ci. Or, le délai à viser est de 48 heures au maximum.

Demande II.11. Prendre les dispositions nécessaires afin de s'assurer que les analyses de deuxième niveau soient réalisées rapidement suite à un changement d'état.

Impact sûreté des mises sous régime de consignation

L'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] dispose que « *Les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée.* ».

Les inspecteurs ont échangé avec vos représentants sur le processus de mise en configuration de l'installation via la mise sous régime de consignation d'équipements. Ils ont notamment questionné vos représentants sur le fait de savoir si les activités liées à ce processus faisaient partie des activités importantes pour la protection des intérêts protégés (AIP) dont notamment l'activité « 10D - Piloter l'installation dans le respect du chapitre III des RGE (y compris les STE chimiques et radiochimiques) » définie dans votre note en référence [7]. Vos représentants ont indiqué que les activités liées à la consignation n'étaient pas considérées comme des AIP mais que les enjeux de sûreté liés à ces activités nécessitaient de mettre en place des lignes de défense organisationnelles.

Pour ce faire, dans le cadre de la préparation d'une activité, une fiche de demande de régime doit être rédigée par le service métier. Celle-ci contient notamment une analyse d'impact de l'activité sur la sûreté de l'installation. La demande de régime est ensuite traitée par un chargé de consignation qui vérifie notamment la compatibilité de l'activité avec le planning et l'état de fonctionnement du réacteur. Un « contrôle de préparation » est, par la suite, réalisé par un autre chargé de consignation. Enfin, le cas échéant, un accord exploitation est donné par un chargé d'exploitation.

Les inspecteurs ont souhaité consulter les analyses relatives à la sûreté de l'installation lors de ces différentes étapes et plus précisément l'analyse réalisée sur les impacts potentiels sur la sûreté de l'installation de la bulle de consignation. Vos représentants ont indiqué que ces analyses étaient rarement tracées car elles sont réalisées sur la base de schémas mécaniques et d'autres documents relatifs à la configuration de l'installation. Ils ont confirmé que ces analyses étaient du ressort du chargé de consignation, qu'un second chargé de consignation validait cette analyse et que le chef d'exploitation effectuait également ce travail d'analyse de son côté. Vos représentants ont indiqué que ces lignes de défense étaient suffisantes.

Les inspecteurs estiment, au vu des événements significatifs déclarés récemment en lien avec les activités de consignation, que ces analyses devraient faire l'objet d'une meilleure traçabilité afin de renforcer la qualité de celles-ci.

Demande II.12. Garantir une traçabilité des informations justifiant de la bonne réalisation, ainsi que de son contrôle technique, de l'analyse sûreté du périmètre de la bulle de consignation et de son impact sur la sûreté de l'exploitation.

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

Observations III.1 : Traçabilité de la participation aux pré-job briefings de transitoires sensibles

Les inspecteurs ont consulté les *pré-job briefings* réalisés avant la réalisation de transitoires sensibles. Ils ont noté qu'un seul des deux opérateurs signait le document support alors que les deux doivent y participer. Compte tenu du fait que votre référentiel interne demande que les fiches supports au *pré job briefing* soient signées et scannées pour être jointes au *débriefing* Caméléon, les inspecteurs estiment que les deux opérateurs doivent émarger le document.

*
* *

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 et répondre aux demandes. 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'adjoint au chef de division

Signé

Jean-Francois BARBOT