

Division de Bordeaux

Référence courrier : CODEP-BDX-2026-008325

Monsieur le directeur du CNPE de Civaux  
BP 64

86320 CIVAUX

Bordeaux, le 13 février 2026

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
Lettre de suite de l'inspection du 23 janvier 2026 sur le thème du respect des engagements

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-BDX-2026-0038.  
(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] Compte-rendu d'évènement significatif au titre de l'environnement (CRESE) du 24 juin 2025 n° D454925016624 indice 0 relatif au contournement des voies normales de rejet suite à une erreur de lignage de l'événement 2SRI582VN du système de refroidissement intermédiaire (SRI) du circuit secondaire principal ;
- [4] Note n° D454920008866 indice 4 du 22 novembre 2023 relative aux modalités de traitement des constats sur le CNPE de Civaux ;
- [5] Compte-rendu d'évènement significatif au titre de la sûreté (CRESS) du 18 juillet 2025 n° D454925019975 indice 0 relatif à des défauts d'assurance qualité lors de la réalisation d'examens non destructifs avant l'épreuve hydraulique du circuit secondaire principal du réacteur 2.

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 23 janvier 2026 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Civaux sur le thème du 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 concernait le système de management intégré prévu par les articles 2.4.1 et 2.4.2 de l'arrêté [2] et plus particulièrement le respect des engagements pris par EDF à la suite de l'analyse des événements significatifs déclarés et des demandes issues des inspections effectuées par l'ASNR. Les inspecteurs ont examiné les mesures d'efficacité des actions liées aux analyses des événements significatifs, les délais de traitement affectés aux actions issus des engagements et le suivi de leurs reports.

Les inspecteurs se sont rendus sur le terrain au niveau de la salle des machines du réacteur 2 afin de vérifier l'application d'un support de lignage modifié suite au CRESE [3] et au niveau des turbopompes du système d'alimentation de secours (ASG) du réacteur 1 en lien avec un engagement pris de résorber durablement les fuites de vapeur. L'état des puits de pompes de la source d'eau ultime ont été contrôlés.

Les inspecteurs dressent un bilan positif de l'organisation en place pour suivre les engagements notamment via l'outil informatique CAMELEON. Les reports d'action sont connus et tracés. Des relances sont effectuées auprès des services concernés. Les délais de traitement sont en majorité respectés et les modes de preuves présentés attestent de la réalisation des actions.

Les inspecteurs identifient des axes d'amélioration. La gestion des reports d'action doit encore s'améliorer : les reports ne sont pas toujours justifiés. Le nombre d'action reporté à de nombreuses reprises est encore trop élevé, malgré une tendance à la baisse selon vos représentants. La fourniture d'une analyse de nocivité est demandée pour chacune d'entre elles dans l'attente de leur résolution. Les délais de traitement affectés aux actions sont jugés parfois lointains par les inspecteurs.

Sur l'état des matériels, de nombreuses demandes de travaux font état de fuites de vapeur sur les turbopompes ASG alors qu'un programme de résorption de fuites a été soldé. Cette situation nous conduit à demander un positionnement sur la disponibilité de ces équipements importants pour la protection des intérêts visés par l'arrêté [2], sur l'efficacité du programme de résorption et sur les critères d'acceptation d'une fuite laissée en l'état.

Enfin, les inspecteurs ont constaté que certaines gattes récupérant des effluents potentiellement pollués au niveau d'événements aboutissent au réseau d'eau perdue à l'égout SEO sans traitement préalable.

## **I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT**

Sans objet.

## **II. AUTRES DEMANDES**

Sauf mention contraire, l'assise réglementaire des demandes suivantes concerne le point I de l'article 2.6.3 de l'arrêté [2] : « *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.*

*Cependant, pour les écarts dont l'importance mineure pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement est avérée, le traitement peut se limiter à la définition et à la mise en œuvre d'actions curatives. »*

### **Reports des actions**

Les inspecteurs ont souhaité examiner l'organisation relative à la gestion des actions reportées, à leur priorisation et aux impacts de ces reports en termes de sûreté. En parallèle, ils ont examiné le traitement de la demande II.16 de la lettre de suite n° CODEP-BDX-2025-002659 de 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.

Dans le courrier de réponse n° D5057SSQ250040 du 27 mars 2025, vous vous engagiez à effectuer une traçabilité des actions non soldées en indiquant pour chacune le nombre de report depuis l'origine de la demande. Vous vous engagiez également à relancer les services concernés pour les actions reportées au moins 3 fois.

Le tableau de suivi a été transmis préalablement à l'inspection. Il n'appelle pas de remarque dans son contenu. Les inspecteurs ont vérifié par sondage la réalisation de la relance qui s'est avérée satisfaisante. Vos représentants ont tenu à indiquer que le pot d'actions reportées avait tendance à diminuer sans pouvoir l'objectiver en séance.

Les inspecteurs constatent que 17 actions font l'objet d'au moins 3 reports successifs dont 3 avec au moins 6 reports. Cette situation en amélioration selon vos représentants mérite néanmoins des actions en vue de réduire davantage le nombre d'actions en souffrance parfois depuis plus de 5 ans.

**Demande II.1 : Poursuivre vos efforts en vue de la diminution du stock d'actions reportées au moins 3 fois. Fournir les analyses de nocivité correspondantes pour chacune d'entre elles.**

**Demande II.2 : Détailler la stratégie retenue pour fixer des délais de traitement des actions et reports raisonnables mais compatibles avec les contraintes auxquelles vous êtes soumis. Définir des axes de progrès possibles pour éviter toute dérive du nombre de report des actions et les mettre en œuvre.**

### **Suivi des actions issues des demandes de lettres de suite d'inspection**

Les inspecteurs se sont intéressés aux actions liées aux demandes des lettres de suites d'inspection suivantes :

- l'action **en cours** n° A0001034259 liée à la lettre de suite n° CODEP-BDX-2014-029817 relative à la motorisation inopérante des batardeaux PTR002BU et PTR003BU entre le compartiment de transfert du combustible et la piscine d'entreposage du bâtiment combustible. Cette action fait l'objet de 11 reports.

Vos représentants ont indiqué qu'une solution provisoire va être déployée à partir de la semaine 9 sur le réacteur 1 et de la semaine 11 sur le réacteur 2. Cette solution consiste à aider la fermeture du batardeau en installant un point d'ancrage raccordé à un dispositif de gonflage. Les inspecteurs considèrent qu'il s'agit d'un dispositif d'aide qui ne répond pas à l'objectif d'une motorisation sans assistance humaine. La pérennisation de ce nouveau dispositif est en cours d'étude mais aucun calendrier n'a pu être présenté aux inspecteurs.

**Demande II.3 : Engager les actions nécessaires pour traiter définitivement cet engagement dans des délais raisonnables. Préciser les temps de manœuvre requis et réels de ces batardeaux à compter de l'ordre de fermeture ainsi que les éventuelles mesures compensatoires existantes afin de justifier du niveau actuel de performance au moins équivalent à la situation nominale.**

- Les actions **soldées** le 30 septembre 2025 n° A0000200906, A0000223203, A0000441167 liées à la demande A1 de la lettre de suite n° CODEP-BDX-2021-003021 portant sur un programme de résorption durable de la totalité des fuites de vapeur sur les turbopompes d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) des réacteurs 1 et 2.

En consultant le dernier bilan de fonction incluant le système ASG, les inspecteurs ont remarqué la mention de fuites au niveau des garnitures de certaines turbopompes ASG. En se rendant sur le terrain sur les deux voies du réacteur 1, les inspecteurs ont constaté de nombreux désordres matérialisés par des pancartes de demandes de travaux (DT) dont certaines datent de plusieurs années. Par exemple, la pancarte de la DT n° 606049 de fuite vapeur datant du 30 août 2018 est apposée au niveau de la turbine 1ASG003PO tout comme celle de la DT n° 1654947 du 27 octobre 2024. Le tableau des DT en cours au 31 décembre 2025 transmis préalablement à l'inspection indique un traitement de ces deux DT lors de prochains arrêts.

Vos représentants ont tenu à indiquer que ce type de matériel, de par sa conception, est à l'origine de fuites de vapeur dont les conséquences sur la disponibilité du matériel sont variables. Les constats réalisés par les

inspecteurs sur le terrain et décrits ci-avant indiquent que l'efficacité du plan d'action de résorption des fuites de vapeur reste encore à démontrer

**Demande II.4 : Evaluer la disponibilité de chacune des turbopompes ASG au regard des DT les affectant en intégrant leur aspect cumulatif. Détailler la stratégie de traitement des fuites de vapeur et les critères concourant à leur maintien en l'état. Préciser les raisons pour lesquelles le plan de résorption déployé n'a pas permis de résorber l'intégralité des fuites de vapeur.**

- Les actions **soldées** le 28 mars 2025 n° A0000805474 et n° A0000853104 liées à la demande II.11 de la lettre de suite n° CODEP-BDX-2024-071285 relative au déploiement d'une trame de prise de décision opérationnelle (PDO) commune en cas d'aléa.

La note n° D454909365065 indice 4 du 11 mars 2025 relative au pilotage d'aléa et à la prise de décision opérationnelle (PDO) précise que « *la trame aléa PDO (disponible en annexe 1) [...] doit être utilisée pour la gestion des aléas nécessitant une PDO pour les niveaux 1, 2 et 3* ».

Vos représentants ont indiqué d'une part que la plupart des services utilisent encore leur propre trame en cas d'aléa de niveau 1 et d'autre part que la démarche PDO va évoluer. Les inspecteurs considèrent que l'harmonisation des trames facilite la gestion d'un aléa, notamment lorsqu'un changement de niveau doit intervenir en cours de l'aléa.

**Demande II.5 : Conformément à votre note n° D454909365065 indice 4 du 11 mars 2025, veiller à l'utilisation de la trame PDO demandée dans le cadre de la gestion des aléas de niveau 1.**

- L'action **soldée** le 26 février 2025 n° A0000827266 liée à la demande I-1 de la lettre de suite n° CODEP-BDX-2025-002659 relative à la fourniture d'une analyse des causes de cet écart (mauvais freinage de la boulonnerie sur le réfrigérant 2RIS532RF du système d'injection de secours (RIS) du circuit primaire principal) malgré la demande réalisée lors de l'inspection du 19 juin 2024 et l'engagement pris en réponse.

Votre réponse n° D5057SSQ250031 du 26 février 2025 ne comporte pas de recherche des causes notamment organisationnelles et humaines à l'origine de l'écart constaté. L'analyse transmise se limite au traitement technique. En l'absence de cette recherche de cause, selon les inspecteurs il n'est pas possible de juger de la pertinence des actions mises pour en prévenir le renouvellement (un contrôle après la prochaine maintenance selon votre courrier de réponse).

**Demande II.6 : Transmettre des éléments d'analyse des causes de l'écart constaté et les éventuelles actions entreprises en conséquence.**

- L'action **partiellement soldée** n° A0000927874 liée à la demande II-1 de la lettre de suite n° CODEP-BDX-2025-029450 relative à la repose du calorifuge sur les tuyauteries des sources d'eau ultimes des réacteurs 1 et 2 ;

Votre courrier de réponse n° D5057SSQ250088 du 30 octobre 2025 reporte cette action au 31 décembre 2026 en précisant qu'« *il reste la repose du calorifuge dans l'ouvrage Tête de Puits en tranche 1 à réaliser. Il prévu de réaliser cette repose sur le mois de novembre 2025* ». Dans un autre courrier de réponse n° D5057SSQ250088 du 31 décembre 2025, un nouveau report au 30 avril 2026 est mentionné et tracé par la nouvelle action n° A0000994962.

Les inspecteurs constatent qu'aucun élément d'explication n'accompagne ces reports successifs. Les réponses de ces deux courriers sont strictement identiques hormis la date d'échéance. Sur le terrain, le calorifuge n'a pas été posé malgré la saison hivernale. Vos représentants ont indiqué être en phase de contractualisation avec un intervenant extérieur.

**Demande II.7 :** En cas de report d'échéance d'un engagement, veiller à chaque fois à en justifier les raisons en l'accompagnant d'une analyse de nocivité.

**Suivi des actions issues des comptes-rendus d'évènements significatifs au titre de l'environnement (CRESE) et de la sûreté (CRESS)**

Actions liées aux CRESS

Le CRESS [5] de juillet 2025 identifie l'action n° A0000934510 de présentation des points clefs du contrôle 1N<sup>1</sup> en groupe sûreté métier (GSM) des chargés d'affaire et au collectif des chargés de surveillance d'intervention.

Les inspecteurs se sont intéressés à la justification de l'échéance fixée à juin 2026 de cette action. Les inspecteurs s'étonnent de cette échéance qu'ils considèrent comme lointaine au regard de la nature de l'action.

Vos représentants ont expliqué que l'animateur des GSM est actuellement indisponible mais que les exigences ont été rappelées par courriel. Ils ont expliqué également que des travaux de ré-interrogation sont en cours sur le périmètre des contrôles 1N mais sans pouvoir indiquer une échéance de fin de travaux.

**Demande II.8 :** Transmettre les éléments d'appréciation ayant conduit au délai d'environ un an affecté à l'action n° A0000934510. Transmettre les éléments de cadrage des travaux en cours pour redéfinir le périmètre des contrôles 1N et le calendrier associé.

Action liée à un CRESE

Le CRESE [3] identifie l'action soldée n° A0000911502 relative à la rédaction d'un support de lignage des échangeurs SRI utilisable en arrêt de réacteur. Les inspecteurs se sont rendus dans la salle des machines du réacteur 2 avec un agent de terrain du service de la conduite afin d'apprécier l'utilisation de ce support en condition réelle.

Les inspecteurs ont constaté que la consigne opérationnelle de fonctionnement (COF) n° D542017000048 appelée COFSRI1 a été mise à jour sous l'indice 3A suite au CRESE [3]. Cependant, les inspecteurs ont relevé des dates de signatures différentes entre la COFSRI1 transmise préalablement à l'inspection datant du 5 avril 2024 et celle beaucoup plus récente à disposition de l'agent EDF le jour de l'inspection, pourtant au même indice. Vos représentants ne s'expliquaient pas cette incohérence. Les inspecteurs n'en ont toutefois pas relevé d'autres.

Le lignage de l'alimentation de l'échangeur 2SRI060RF par la source d'eau brute SEB a été simulé par l'agent EDF. Certaines opérations de laminage portant sur le robinet 2SRI062VN sont en fait des opérations d'éventage selon l'intervenant dont l'expérience lui permet d'identifier ce type de geste. Il s'agit d'actions d'ouverture et de fermeture successives des robinets 2SRI560VN et 2SRI561VN. Les inspecteurs considèrent qu'un agent moins expérimenté pourrait éventuellement se trouver en difficulté face à une consigne peu claire.

Par ailleurs, les ajouts de couleur rouge liés à la modification de l'indice de la COFSRI1 sont peu lisibles sur le terrain selon les inspecteurs.

---

<sup>1</sup> Selon le CRESS [5], l'analyse 1er niveau du Dossier d'Intervention (1N) permet de s'assurer de la conformité de l'activité réalisée par rapport aux exigences définies lors de la préparation du dossier d'Intervention. C'est un préalable à la remise en service du matériel, qui permet également de tracer la suite donnée en cas d'anomalie.

**Demande II.9 :** Vous positionner sur la clarté de la COFSRI1 concernant la différenciation entre les opérations d'éventage et de laminage. Identifier les causes de l'incohérence des dates de signature des COFSRI1 en lien avec votre processus d'évolution documentaire. Enfin, vous interroger sur la lisibilité en couleur rouge des modifications apportées à vos documents opérationnels.

Le point II de l'article 4.1.1 de l'arrêté [2] dispose que « *L'exploitant prend toute disposition pour éviter les écoulements et rejets dans l'environnement non prévus.* ». Or, les inspecteurs ont constaté que certaines gattes récupérant des effluents potentiellement pollués au niveau d'événements (par ex : 2SRI560VN et 2SRI561VN) aboutissent au réseau d'eau perdue à l'égout SEO sans traitement préalable. Le CRESE [3] fait état d'une analyse en cours pour référencer ce type de déversement non maîtrisé sans préciser les actions qui en découleront. Les inspecteurs n'ont pas eu le temps d'examiner en salle ce sujet.

**Demande II.10 :** Transmettre le résultat de l'analyse prévue par le CRESE [3] pour identifier si les purges ou événements d'autres circuits conditionnés chimiquement sont orientés vers le circuit SEO. Définir les actions nécessaires pour respecter les dispositions du point II de l'article 4.1.1 de l'arrêté [2].

#### Suivi des demandes de travaux (DT)

Selon la note [4], la détection d'une anomalie<sup>2</sup> sur un élément important pour la protection (EIP) des intérêts visés à l'arrêté [2] doit conduire à l'émission d'une demande de travaux (DT) dans l'outil informatique d'exploitation EAM. La phase d'examen d'une DT est décrite par cette même note.

Les inspecteurs ont examiné par sondage le listing des DT en cours au 31 décembre 2025. Ils ont constaté que la DT n° 01759992 émise le 1er juin 2025 et relative à l'alarme 9CVP900KA présente au niveau du système de refroidissement des purges (CVP) n'était pas approuvée à la date de l'inspection. Cette DT est pourtant affectée au cycle 9C1924 aujourd'hui échoué.

Vos représentants n'ont pas été en mesure d'apporter d'élément d'explication.

**Demande II.11 :** Identifier les causes de l'absence d'approbation de la DT n° 01759992 malgré les différentes parades existantes. Terminer l'examen de cette DT.

### **III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE**

#### Suivi des demandes de travaux (DT)

**Constat III.1 :** Dans leur analyse du listing des DT closes à fin 2025, les inspecteurs ont relevé que la DT n° 01855248 relative à la détection d'un niveau bas d'huile sur le groupe de production d'eau glacée pour l'îlot nucléaire 1DEG031GF a été clôturée le 12 janvier 2026 pour une date de création au 14 décembre 2025. Vos représentants ont indiqué que cette DT avait fait l'objet d'un traitement réactif par l'équipe d'intervention réactive (EIR). Or, la note [4] prévoit un délai de clôture d'au maximum 2 semaines pour cette DT de priorité 2.

#### Radioprotection

---

<sup>2</sup> Selon la note [4], une anomalie est un fait ou une situation présentant une différence par rapport à un attendu (référentiel, règle de l'art).

**Observation III.1 :** Au niveau du portique d'entrée en zone contrôlée n° 2KZC253ZS, les inspecteurs ont constaté que la barrière limitant l'accès à une personne était inopérante. Au-delà de l'anomalie matérielle rencontrée, les inspecteurs ont été surpris de l'attitude d'un intervenant extérieur face à cette situation qui a déclaré ne pas être concerné à partir du moment où son passage était assuré. Il n'a ainsi pas fait remonter ce dysfonctionnement et cette attitude n'est pas en phase avec la culture de radioprotection.

### **Contrôle 1N**

**Observation III.2 :** D'après les échanges avec vos représentants, les difficultés rencontrées pour mener le contrôle 1N dans les meilleures conditions reposent notamment sur la transmission des dossiers de réalisation des travaux (DRT) à temps par les intervenants extérieurs, ce qui n'est pas toujours le cas. Le CNPE challenge ces intervenants pour y parvenir. Les inspecteurs relèvent que le CNPE ne semble pas s'interroger sur les raisons de ces difficultés de transmission.

\*  
\*   \*

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](http://www.asnr.fr)).

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

Le chef de la division de Bordeaux de l'ASNR,

SIGNE PAR

**Paul DE GUIBERT**