ASNR Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2026-068940

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Dampierre-en-Burly
BP 18
45570 OUZOUER-SUR-LOIRE

Orléans, le 23 novembre 2026

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85
Lettre de suite de l'inspection du 12 novembre 2026 sur le thème « surveillance du Service Inspection Reconnu »
N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2026-0792 du 12 novembre 2026

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 et L 593-33
[3] Arrêté du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simple
[4] Décision du 23 décembre 2021 modifiant la décision BSEI n°13-125 du 31 décembre 2013 relative aux services inspection reconnus
[5] Guide professionnel EDF pour l'élaboration des plans d'inspection référencé D455014029144 indice 2 du 16 octobre 2020
[6] Norme NF EN ISO 17020 : 2012 « critères généraux pour le fonctionnement de différents types d'organismes procédant à l'inspection »

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en références [1] et [2] concernant le contrôle des dispositions relatives aux équipements sous pression (ESP) implantés dans une installation nucléaire de base, une inspection a eu lieu le 12 novembre 2026 sur le CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « surveillance du Service Inspection Reconnu (SIR) ».

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection du SIR du CNPE de Dampierre-en-Burly réalisée le 12 novembre 2026 concernait le contrôle, par sondage, du respect des dispositions de l'arrêté [3] et de la décision [4], en particulier sur les thèmes relatifs à la revue de direction, aux audits internes, au traitement des réclamations et des appels ainsi qu'à l'élaboration des plans d'inspection des équipements (PIE) et des notes d'étude associées.

Dans ce cadre, les inspecteurs ont examiné les éléments présentés lors de la dernière revue de direction, tenue le 4 février 2026, le compte rendu de l'audit interne réalisé les 12 et 13 novembre 2025, ainsi que le traitement d'une réclamation enregistrée en 2026. Cet examen visait à vérifier le respect des exigences de la norme [6] et la mise en œuvre effective des dispositions définies dans les procédures documentées du SIR.

Par ailleurs, les inspecteurs ont vérifié, par sondage, la conformité de plusieurs PIE et des notes d'étude associées aux exigences du guide [5]. Ils ont également contrôlé plusieurs dossiers d'exploitation afin d'en vérifier la complétude.

Enfin, une visite de terrain a été réalisée dans le bâtiment DUS du réacteur n° 3 et dans la salle des machines du réacteur n° 2. Elle a notamment porté sur l'état général de plusieurs équipements sous pression (ESP), parmi lesquels les ballons 3 JPU 001 à 005 CW, les réchauffeurs 2 AHP 501 et 502 RE, les ballons 2 AHP 501 et 502 BAB, la tuyauterie 2 ABP 061 TY ainsi que les bâches 2 GSS 102 et 302 BA.

Il ressort de cette inspection que :

- L'élaboration des PIE et des notes d'étude associées respecte, dans son ensemble, les dispositions réglementaires définies par les textes [3], [4] et [5]. Leur mise à jour prend également en compte le retour d'expérience (REX) local et national relatif aux dysfonctionnements constatés sur des ESP implantés sur le site de Dampierre et des autres CNPE d'EDF.
- Les dispositions relatives à la revue de direction, aux audits internes et au traitement des réclamations et des appels, telles que définies dans les procédures documentées du SIR, sont effectivement mises en œuvre.
- L'examen des dossiers d'exploitation de plusieurs ESP a permis de constater la présence des documents requis par l'arrêté [3], notamment les attestations de requalification périodique, les comptes rendus d'inspection périodique et les états descriptifs des équipements.
- Les contrôles réalisés sur le terrain n'ont révélé aucune déformation ni aucune fuite apparente sur les équipements visités.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

ꕥ

II. AUTRES DEMANDES

Sans objet

ꕥ

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

Revue de direction

Observation III.1 : REX local et national

Conformément à l'article 14.1.b de la décision [4], le système de management du SIR impose que le chef d'établissement auquel est rattaché le service inspection préside chaque année une revue de direction afin de garantir qu'il demeure pertinent, adéquat et efficace, y compris les politiques et les objectifs déclarés relatifs au respect des exigences de la norme [6]. Dans ce cadre, un état des actions préventives intégrant une analyse du REX local et national est effectué. Les inspecteurs ont vérifié la réalisation de certaines de ces actions identifiées dans le compte-rendu de la revue de direction annuelle qui s'est déroulée le 4 février 2026, notamment :

- Des fissures de fatigue thermique ont été détectées au niveau de la réduction située en aval de la vanne 2 GSS 400 VL, à l'occasion d'un contrôle par ressuage réalisé en interne de cette réduction. Avant cette détection, ce type de dégradation n'était pas identifié dans le guide spécifique et le SIR ne disposait pas de REX relatif à ce phénomène sur le site de Dampierre.
  À la suite de cette découverte, une action préventive a été définie afin d'intégrer ce cas avéré dans le plan d'inspection de l'équipement sous pression (PIE), par la création d'une zone sensible (ZS) de type III. Les inspecteurs ont constaté que cette mise à jour du PIE avait été effectivement réalisée.

- Une fissure de fatigue thermique sous eau a été détectée au niveau du caisson de détente de l'équipement 1 ACO 001 BA, lors de l'inspection réalisée dans le cadre de sa requalification périodique, à l'occasion de l'arrêt du réacteur n° 1 en 2025. Cette fissuration trouve son origine dans une zone de mélange régulièrement immergée dans de l'eau à 180 °C, avant son déversement dans le corps de bâche.
  Parmi les actions préventives identifiées à la suite de cet événement, les inspecteurs ont vérifié la mise à jour du plan d'inspection de l'équipement sous pression (PIE) visant à intégrer les ZS I4-B1 et I4-B2 en type III, situées au niveau de la soudure des tôles latérales du caisson de détente. Ils ont constaté que cette mise à jour avait été effectivement réalisée.
  Par ailleurs, le contrôle de ces zones devait être programmé sur les autres réacteurs à l'occasion de leurs prochains arrêts pour visite partielle. À cet égard, les inspecteurs ont constaté que les contrôles avaient été réalisés sur les réacteurs n° 2 et 4 et que ceux du réacteur n° 3 étaient programmés lors de sa visite partielle prévue en 2027.

- À la suite d'un REX du CNPE de Paluel relatif à une anomalie concernant l'aboutissant de la ligne GSS 014 ZF, une inversion de piquage a été mise en évidence sur les ballons GSS 101/102/201/202 BA des quatre réacteurs. En effet, l'aboutissant de cette ligne était raccordé au piquage F2, situé à proximité du trou d'homme, au lieu du piquage F1, situé à l'opposé de celui-ci.
  Une inversion similaire a également été constatée sur les piquages D1 et D2 des ballons GSS102/302 BA des 4 réacteurs du CNPE de Dampierre. À la suite de ces constats, le PIE des équipements a été repris afin de prendre en compte ces écarts. Les inspecteurs ont constaté que cette mise à jour avait été effectivement réalisée.

Observation III.2 : Axes d'amélioration

Conformément aux exigences du point 8.5.3 de la norme [6], les éléments de sortie de la revue de direction doivent notamment inclure les décisions et actions relatives à l'amélioration de l'efficacité du système de management, de ses processus, au regard du respect des exigences de cette norme.

À ce titre, les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre des axes d'amélioration définis lors de la revue de direction du 4 février 2026, à savoir :

- Analyser l'impact de la démarche de réinternaliser au SIR la réalisation des requalifications périodiques des tuyauteries en vue de la prochaine reconnaissance.
- Faire évoluer la procédure et l'organisation de l'élaboration des plans d'inspection tuyauterie pour intégrer explicitement aux notes d'études l'analyse des modes de dégradation en s'appuyant sur le logigramme de l'annexe 2 du guide professionnel [5].

- Réaliser l'analyse d'impact du déploiement de CAMOX (programme visant à allonger la durée des cycles de fonctionnement sur les centrales utilisant du combustible MOX) sur l'élaboration et la reprise des plans d'inspection du SIR et intégrer CAMOX dans une part significative de ces derniers.
- Participer à l'analyse d'impact de la mise en place d'un SIR ESPN au regard des spécificités du CNPE de Dampierre.

Les inspecteurs ont constaté que lesdites actions étaient soit soldées soit en cours, pour celles dont les échéances n'étaient pas dépassées le jour de l'inspection.

Audits internes

Observation III.3 : Audit interne de 2025

Conformément à l'article 14.1.c de la décision [4], l'ensemble des exigences de ladite décision doit être examiné entre deux audits de renouvellement de reconnaissance du service inspection. Pour satisfaire à cette disposition, le SIR du CNPE de Dampierre fait l'objet d'un audit interne par an. Le dernier audit interne s'est déroulé les 12 et 13 novembre 2025. Les inspecteurs ont consulté les résultats de cet audit documentés dans le compte rendu référencé D5140CR26012 indice A. Aucune non-conformité n'a été identifiée lors de cet audit. Les inspecteurs n'ont pas de remarque sur les exigences de la norme [6] relatives aux audits internes.

Réclamations et appels

Observation III.4 : Procédure d'appel de 2026

Conformément à l'article 5 de la décision [4], tout désaccord d'un exploitant relatif à l'application d'un plan d'inspection ou à une décision d'un service inspection est tracé et traité dans le cadre d'une procédure de réclamations et d'appels.

En 2026, un seul appel a été réceptionné. Celui-ci faisait suite à l'inspection périodique de l'équipement 03 SAP 002 CO, au cours de laquelle le SIR avait constaté la présence de cloques sur le revêtement interne. Afin d'évaluer leur impact, des mesures d'épaisseur avaient été réalisées. Celles-ci n'ayant révélé aucune perte de matière, le SIR avait alors demandé la remise en état du revêtement dans un délai raisonnable.
L'appel de l'exploitant portait sur l'échéance fixée pour cette remise en état. À l'issue de son examen, le SIR a porté le délai de réparation à six mois.
L'examen des modalités de traitement de cet appel ainsi que des échanges avec le SIR n'appellent pas de remarque particulière de la part des inspecteurs.

Elaboration, révision et application des plans d'inspection

Observation III.5 : Les inspecteurs ont examiné le contenu des PIE et des notes d'études associées, ainsi que leur conformité à la méthodologie définie dans le guide professionnel d'EDF [5], pour les équipements 1 JPU001 CW, 1 AHP 501 RE C et F, ainsi que pour la tuyauterie 1 ABP 060 TY.

Les inspecteurs constatent que certaines zones sensibles (ZS), notamment les piquages H et D du réchauffeur 1 AHP 502 RE, ne font désormais plus l'objet d'un suivi au titre de la corrosion-érosion. Cette décision serait justifiée par une cinétique d'évolution permettant de garantir l'intégrité de ces zones jusqu'à la sixième visite décennale (VD6).
Toutefois, si le guide spécifique aux réchauffeurs AHP-R5 du palier 900 MW CP1 d'EDF prévoit, sous certaines conditions, la possibilité de ne pas retenir certaines ZS dans le programme de suivi, il ne précise pas que cette disposition repose sur l'hypothèse d'une mise à l'arrêt définitive des équipements à l'issue de la VD6.

Dans ce contexte, les inspecteurs s'interrogent sur les modalités mises en œuvre par le SIR pour s'assurer que cette donnée fera l'objet d'un réexamen dans l'hypothèse où les équipements seraient exploités au-delà de 60 ans. En effet, si cette prolongation était envisagée, l'absence de suivi de ces ZS pourrait ne plus être justifiée au regard de leur évolution potentielle par corrosion-érosion.

Dans ce contexte, les inspecteurs s'interrogent sur les modalités mises en œuvre par le SIR pour s'assurer que cette donnée fera l'objet d'un réexamen dans l'hypothèse où les équipements seraient exploités au-delà de 60 ans.

Dossiers d'exploitation

Observation III.6 : Lors du contrôle mené le 12 novembre 2026, les inspecteurs ont procédé à un examen par sondage des dossiers d'exploitation des réchauffeurs 2 AHP 501/502 RE et des récipients 3 JPU 003/005 CW. Les documents consultés n'ont pas appelé de remarque particulière de la part des inspecteurs.

Visite terrain

Observation III.7 : Les inspecteurs ont procédé à un contrôle de l'absence de fuite et de déformation apparente sur les ballons 3 JPU 001 à 005 CW localisés dans le bâtiment DUS du réacteur n° 3 et les réchauffeurs 2 AHP 501 et 502 RE, les ballons 2 AHP 501 et 502 BAB, la tuyauterie 2 ABP 061 TY ainsi que les bâches 2 GSS 102 et 302 BA situés en salle des machines du réacteur n° 2.

Aucun écart n'a été constaté.

Je vous rappelle 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.

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 à la cheffe de division d'Orléans

Signée par : Fanny HARLE