

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-041559

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

Orléans, le 30 juin 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly - INB n° 85
Lettre de suite de l'inspection réactive du 26 juin 2025 sur le thème « incendie et arrêt automatique réacteur »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2025-0976 du 26 juin 2025

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

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection réactive a eu lieu le 26 juin 2025 dans le CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « incendie et arrêt automatique réacteur ».

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 réactive réalisée le 26 juin 2025 sur le thème « incendie et arrêt automatique réacteur » avait pour objectif de comprendre l'enchaînement des événements ayant conduit l'exploitant du CNPE :

- à constater une crise vibratoire importante des turbines BP lors de leur montée en vitesse,
- à procéder à l'arrêt du réacteur n° 3 suite à un incendie sur un palier de la turbine haute pression (HP), en salle des machines de la tranche 3, le 6 juin 2025,
- puis à subir un arrêt automatique du même réacteur n° 3, le 25 juin, suite à un nouvel échauffement du même palier de la turbine HP de la tranche 3.

Les inspecteurs se sont tout d'abord faits présenter les différents aléas techniques rencontrés en salle des machines de la tranche 3 lors des phases de redémarrage du réacteur n° 3, puis ils ont pris connaissance des premières analyses de l'exploitant concernant l'origine de l'arrêt automatique du 25 juin 2025. Ils ont ensuite effectué des vérifications sur le palier amont de la turbine HP concernée après avoir vérifié les dispositions matérielles en place dans la même zone sur les turbines HP des salles des machines des tranches 1 et 2.

L'ensemble des contrôles effectués et les éléments techniques présentés par l'exploitant ont permis d'avoir une vision globale de l'enchaînement des événements et d'identifier que l'arrêt automatique du 25 juin, s'il est l'aboutissement d'une situation perturbée, n'était pas directement lié aux aléas rencontrés en salle des machines.

Les investigations et les travaux réalisés par l'exploitant sur les différents paliers des turbines pour remédier à la crise vibratoire rencontrée lors du premier redémarrage de la tranche 3 sont apparus cohérents et adaptés au regard des informations collectées lors de l'inspection.

Concernant l'incendie du 6 juin puis l'échauffement du 25 juin, l'identification de l'origine de l'incendie semble identifiée mais l'échauffement du 25 juin et les constats faits par les inspecteurs montrent que les dispositions préventives déjà prises doivent être complétées.

Enfin, pour ce qui relève de l'arrêt automatique, l'analyse des éléments présentés aux inspecteurs, par l'exploitant et en comité technique sûreté (CTS), doit être finalisée.

L'ensemble de ces éléments fait l'objet de demandes et observations formulées ci-dessous.

Liminaire

Le réacteur n° 3 a été mis à l'arrêt pour maintenance et renouvellement de son combustible le 29 mars 2025. Des interventions importantes ont été réalisées à cette occasion sur les turbines basse pression (BP) 2 et 3 de la tranche 3.

A l'issue de l'ensemble de la maintenance effectuée sur le réacteur n° 3, l'ASNR a donné son accord à l'exploitant, pour l'engagement des opérations de recherche de criticité puis de divergence de ce réacteur le 28 mai 2025, après correction d'un aléa ayant conduit à deux replis dudit réacteur les 22 et 24 mai 2025.

Le redémarrage de la partie secondaire de la tranche 3 a alors été perturbé par des crises vibratoires importantes sur deux des turbines basse pression (BP) de l'installation puis d'un incendie sur un palier de la turbine haute pression (HP), en salle des machines de la tranche 3, le 6 juin 2025. Après réparation, l'ASNR a donné à l'exploitant une nouvelle autorisation de divergence le 20 juin 2025.

Dans la nuit du 25 juin, l'ASNR a été informée d'un nouveau repli du réacteur n° 3 puis d'un arrêt automatique de ce même réacteur.

Ce contexte de redémarrage très perturbé a amené la division d'Orléans de l'ASNR à réaliser une inspection réactive afin d'analyser les problématiques rencontrées par le CNPE.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

Retour d'expérience des crises vibratoires rencontrées sur le circuit secondaire

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] impose à l'exploitant de définir et mettre 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. (.../...).

III. — Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant :

- d'identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;
- de s'assurer du respect des exigences définies et des dispositions des articles 2.5.3 et 2.5.4 ;
- d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ;
- de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;
- de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise ».

Si la partie secondaire concernée par les crises vibratoires rencontrées lors du redémarrage de la tranche 3 ne relève pas des éléments importants pour la protection des intérêts, la conséquence indirecte de la situation a consisté en un arrêt automatique du réacteur n° 3 et a donc eu, *a fortiori*, un impact sur la sûreté.

Dans ce contexte, les inspecteurs se sont attachés à analyser les causes et conséquences des difficultés rencontrées sur la partie non nucléaire de l'installation.

Les investigations menées lors de l'inspection du 26 juin ont permis d'identifier qu'une crise vibratoire du même type que celle de juin 2025 avait déjà été rencontrée en 2015, après une intervention d'ampleur sur les turbines BP de la tranche 3. Il apparaît donc que ces crises vibratoires, parfois difficilement maîtrisables se produisent sur cette tranche après des interventions importantes sur les turbines BP. Il convient donc d'en tirer le retour d'expérience.

Demande II.1 : analyser les crises vibratoires de 2025 à l'aune de celles de 2015 et présenter à l'ASNR vos conclusions et le retour d'expérience que vous en tirez.

Transmettre par ailleurs à l'ASNR les mesures de vibration effectuées lors du redémarrage de la tranche 3 côté turbines BP mais également côté turbine HP et ceci pour les des deux crises vibratoires de juin.

Analyse des écarts

L'article 2.6.1 de l'arrêté [2] demande à l'exploitant de prendre « toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées. Il prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais ».

Au regard des conséquences finales des anomalies détectées sur le circuit secondaire de la tranche 3, l'analyse de ces anomalies s'impose.

Lors de la maintenance 12 cycle des turbines BP 2 et 3 vous avez identifié une détérioration (léger décollement) des gardes d'huile des paliers de ces turbines, ce qui vous a conduit à envoyer ces matériels en révision et remiser en état chez un de vos fournisseurs. Après remontage des pièces révisées et constatant de nouvelles crises vibratoires répétées, vous avez de nouveau procédé à l'inspection de ces équipements. Ceux-ci ont été retrouvés fortement dégradés alors même que l'installation n'avait fonctionné que quelques heures. Dans ces conditions, vous avez sollicité une analyse technique du fournisseur concerné.

Parallèlement, votre analyse des crises vibratoires et des dégradations des gardes d'huile constatées vous ont amené à envisager une anomalie de mise en dépression de la caisse à huile du circuit GGR de graissage de la ligne d'arbre des turbines. Cette dépression vise à favoriser le retour des trop-pleins d'huile de graissage vers la caisse de réserve. Plusieurs investigations ont été engagées tant sur le ventilateur en charge de la création de la légère dépression attendue que sur l'étanchéité globale du circuit. Les conclusions de ces expertises n'étaient pas connues lors de l'inspection du 26 juin 2025.

Demande II.2 : transmettre :

- **les résultats de l'analyse technique de votre fournisseur et notamment ses conclusions quant aux décollements constatés sur les gardes d'huile afin de vous assurer de l'absence d'aspect générique de cette problématique,**
- **les résultats de vos investigations sur la mise en dépression de la caisse de retour d'huile GGR.**

Le risque Incendie et ses conséquences

L'arrêté [2] fixe les règles générales applicables à la conception, la construction, le fonctionnement, la mise à l'arrêt définitif, le démantèlement, l'entretien et la surveillance des installations nucléaires de base, pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Leur application repose sur une approche proportionnée à l'importance des risques ou inconvénients présentés par l'installation. Elle prend en compte l'ensemble des aspects techniques et des facteurs organisationnels et humains pertinents et la prévention du risque incendie entre dans ce cadre.

L'inspection du 25 juin a permis de constater que le CNPE ne disposait pas de moyens d'analyse légers et portables (type tubes Dräger ou équivalents) pour vérifier la qualité de l'air d'un local touché par un incendie. Si le volume de la salle des machines comme la faible importance de l'incendie réduisent le risque de pollution résiduel des locaux, il semble nécessaire de disposer de ce type d'appareil avant d'engager des travaux de nettoyage par exemple.

Demande II.3 : analyser les besoins du CNPE concernant le contrôle de la qualité d'une atmosphère potentiellement polluée par des gaz de combustion. Transmettre vos conclusions.

Arrêt automatique du réacteur n° 3 (AAR)

Comme indiqué précédemment, les articles 2.4.1 et 2.6.1 de l'arrêté [2] visent, entre autres, à encadrer le suivi et le traitement des écarts ainsi que le retour d'expérience.

L'inspection du 25 juin a permis d'appréhender l'enchaînement des activités ayant conduit à l'AAR du réacteur n° 3. Les inspecteurs ont pu notamment constater que cet arrêt n'a pas été provoqué du fait des vibrations touchant les turbines BP 2 et 3, ni de l'incendie du 6 juin ou de l'échauffement du 25 juin, mais qu'il en est une conséquence transverse liée aux opérations de conduite qui ont suivi le délestage de la turbine qui s'était correctement déroulé.

Le relevé des décisions du comité technique sûreté extraordinaire, en date du 26 juin et qui a été transmis à l'ASNR le 27 juin a permis d'identifier que :

- la réduction à 30% de puissance du réacteur après délestage de la turbine avait été convenablement gérée par l'équipe de quart,

- l'atteinte du niveau très haut du générateur de vapeur (GV) n° 2 était à l'origine de l'AAR. L'atteinte de ce niveau résultait d'un phénomène de gonflement, consécutif aux opérations de conduite ayant créé un déséquilibre entre la production de vapeur et l'introduction d'eau dans le GV,
- la gestion du transitoire d'AAR s'était également correctement déroulée.

Vous relevez également que les différences d'évolution des niveaux dans les trois GV *s'expliquent très certainement par les configurations hydrauliques différentes des 3 GV et leurs lignes ARE.*

Enfin, vous précisez que l'analyse devra être poursuivie avec vos appuis nationaux.

Demande II.4 : transmettre les conclusions de votre analyse du comportement différencié des 3 GV lors du transitoire de réduction de puissance du réacteur, entre sa stabilisation à 30% sur GCTc (groupe de contournement turbine au condenseur) et la réduction vers 12%.

∞

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

Visite de terrain

Constat III.1. Lors du contrôle effectué en salle des machines de la tranche 3, les inspecteurs ont constaté la présence de laine de roche susceptible de s'enflammer de nouveau, sous le corps de la turbine HP, et ceci malgré les différents nettoyages successifs réalisés depuis le 6 juin 2025. Vous avez pu transmettre le mode de preuve du retrait de cette laine de roche par votre courrier du 27 juin 2025. **Au regard des conséquences transverses des événements survenus lors du redémarrage de cette tranche, il est de votre responsabilité de vous assurer que les retraits de laine de roche non ensachée ont enfin été effectués avec rigueur.**

Constat III.2. Lors du déplacement des inspecteurs vers la salle des machines de la tranche 3, les inspecteurs ont constaté la présence d'une fuite de vapeur sur un groupe sécheur-surchauffeur de la tranche 2 (2 GSS 511 TY). Vous avez transmis à l'ASNR le plan d'action associé : la fuite a été détectée au niveau du joint de l'assemblage boulonné du tampon de l'équipement. La fuite ne serait pas quantifiable (vapeur sèche) et elle s'effectuerait sur un secteur d'environ 90° (pas de jet bâton).

Cette tuyauterie n'est pas identifiée comme élément important pour la protection des intérêts et est suivie par le Service d'inspection reconnue au titre de l'arrêté du 20 novembre 2017.

En l'absence de désordre apparent sur l'assemblage boulonné (pas de corrosion ni de déformation), l'équipement est resté en exploitation mais un balisage interdisant l'accès au fond plein est en place et le service « conduite » est en charge du suivi d'une éventuelle évolution de la fuite.

L'ASNR a bien noté qu'un colmatage de la fuite était envisageable et n'a plus d'interrogation sur ce point.

Constat III.3. Lors de leur déplacement en salle des machines de la tranche 1, les inspecteurs ont constaté un écoulement d'eau en provenance du plafond du bâtiment. Outre son épandage sur le sol, cette eau, qui semble provenir des derniers orages, s'écoule sur un pont présent au droit de la fuite. Vous avez confirmé, le 27 juin, l'absence de matériel électrique susceptible d'être impacté par cet écoulement d'eau. **S'agissant d'un matériel de levage important, il est de votre responsabilité de vous assurer de l'absence de dégradation de la structure dudit pont dans le temps notamment s'il est régulièrement touché par des écoulements d'eau météorite.**

Divers

Remarque III.1. Le second échauffement du palier avant de la turbine HP a été identifié lors d'une ronde effectuée, par le personnel de conduite, dans le cadre d'une instruction temporaire (ITC n° 2025_00026). Les inspecteurs ont relevé que cette instruction demandait une vérification de l'absence de fuite d'huile sur le corps HP avant

(visible dans la fosse CEX sous l'équipement référencé 3AHP003BA), une fois par quart, donc sur une période d'environ 7 à 8 h.

Ce rythme semble faible au regard des conséquences d'une fuite d'huile sur le risque d'incendie en salle des machines.

Remarque III.2. Suite à l'incendie du 6 juin 2025 et au nouvel échauffement constaté le 25 juin 2025, vous avez identifié qu'une partie de l'isolation thermique en place sur la turbine HP de la tranche 3 était réalisée en laine de roche non enchâssée alors qu'elle est sous forme de matelas sur les trois autres tranches. Après retrait de la laine de roche ayant été à l'origine de l'incendie et du second échauffement, vous avez choisi de ne pas remplacer la laine de roche non enchâssée restante par de la laine de roche sous forme de matelas.

Il est de votre responsabilité de prendre des dispositions afin d'éviter tout risque de renouvellement des incendie et échauffement constatés : dans ce cadre, **il semblerait utile de remplacer l'ensemble des volumes de laine de roche non enchâssée par de la laine de roche sous forme de matelas.**

»

Vous voudrez bien me faire part, sous deux mois, 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.

La cheffe de la division d'Orléans

Signée par : Albane FONTAINE