

**Division d'Orléans**

**Référence courrier :** CODEP-OLS-2026-029624

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

Orléans, le 18 mai 2026

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base

CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 – réacteur n° 2

Lettre de suite de l'inspection des 29 et 30 avril 2026 sur les thèmes « divergence » et « conformité des activités »

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2026-0773 des 29 et 30 avril 2026

**Références :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

[2] Arrêté du 07 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base

[3] Dossier de demande d'accord pour divergence du réacteur n° 2 référencé D453326003712 indice b du 23 avril 2026

[4] Décision n° CODEP-OLS-2026-026039 du président de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection du 24 avril 2026 donnant accord à Electricité de France pour procéder aux opérations de recherche de criticité puis de divergence du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly (INB n° 84) à l'issue de son arrêt pour maintenance et rechargement en combustible n° 2P4126

[5] Lettre de position générique pour la campagne d'arrêts de réacteur 2026

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 a eu lieu les 29 et 30 avril 2026 dans le CNPE de Dampierre-en-Burly sur les thèmes « divergence » et « conformité des activités ».

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 en objet concernait les thèmes « divergence » et « conformité des activités » dans le cadre du suivi du redémarrage du réacteur n° 2 à l'issue de son arrêt pour visite partielle (VP) référencé 2P4126.

Le 29 avril 2026, les inspecteurs ont ainsi assisté en salle des commandes aux opérations de recherche de criticité puis de divergence du réacteur n° 2. Ils ont constaté la bonne application des consignes générales d'exploitation associées à cette opération, la qualité des interactions entre les agents du service conduite et ceux du service essais (notamment lors du pré-job briefing) ainsi que la grande sérénité des intervenants pour la gestion de ce transitoire sensible.

Les inspecteurs ont par ailleurs contrôlé le plan qualité sûreté (PQS) associé à la modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation (MT STE) mis en place dans le cadre de l'intégration du tome I de la modification matérielle PNPE 1258, ainsi que plusieurs gammes d'essais périodiques devant être réalisés dans l'état de réacteur « AN/GV » (arrêt normal sur les générateurs de vapeur), avant le passage à l'état « RP » (réacteur en production). Les inspecteurs considèrent que ces activités ont été correctement gérées, même si des observations, reprises dans la présente lettre de suite, sont formulées sur ces points.

Le 30 avril 2026, les inspecteurs ont procédé à un contrôle par sondage de la conformité d'opérations de maintenance réalisées lors de l'arrêt 2P4126 et annoncées dans le bilan [3] « réalisées conformes » par rapport aux exigences des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) applicables.

Sur la dizaine d'activités examinées, des écarts ont été relevés dans les documents associés à la visite de type 3 du diesel 2 LHP 201 GE et aux visites internes des clapets 2 EAS 017 et 018 VB lors desquelles des pièces devaient être remplacées et ne l'ont pas été, sans que la non-nocivité de ces non-remplacements ne soit examinée via le processus d'ouverture d'une fiche de non-conformité (FNC), comme le prévoit votre organisation. Dès lors, ces activités ne peuvent être considérées « réalisées conformes » selon les inspecteurs.

Le fait que ces constats soient relevés par l'ASNR interroge par ailleurs sur la qualité des analyses premier niveau (dites analyses « 1N ») réalisées par vos équipes, analyses dont l'objectif est de statuer sur la conformité d'une opération de contrôle, de maintenance ou d'essai périodique. Ce constat étant récurrent depuis plusieurs années, il convient en conséquence de renforcer les dispositions organisationnelles existantes prises par le site pour améliorer la qualité des analyses « 1N » ou de prendre de nouvelles dispositions en ce sens dès lors que l'organisation actuellement définie n'est pas pleinement efficace au regard des constats effectués.

Enfin, je souhaite attirer votre attention sur le fait que le contrôle mené le 30 avril 2026 a permis de mettre en évidence l'inexactitude d'une information mentionnée dans le bilan [3] sur la base duquel l'ASNR vous a délivré l'autorisation de divergence [4]. Alors que vous vous étiez engagés dans le bilan [3] à procéder au remplacement de la charge d'huile présente dans la pompe 2 ASG 002 PO en raison d'un taux de fer supérieur à la valeur prescrite par la règle nationale de maintenance (RNM) applicable, vous avez, avec l'appui de vos services centraux, décidé de reporter cette opération au prochain arrêt et ce sans en informer au préalable l'ASNR et sans mettre à jour le bilan [3]. Je considère que cette situation n'est pas acceptable et que des dispositions doivent être prises en conséquence pour éviter son renouvellement.

»

## **I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT (DATP)**

### Exactitude des informations transmises dans le bilan divergence

L'article 2.4.2 de l'annexe à la décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression dispose que « *la demande d'accord pour divergence du réacteur est accompagnée des éléments suivants :*

- *le bilan détaillé des activités réalisées pendant l'arrêt sur les EIP ainsi que les éventuelles différences par rapport aux activités listées dans le dossier de présentation de l'arrêt de réacteur.*

[...]

- *la liste des écarts affectant les EIP pour lesquels l'exploitant n'a pas mis en œuvre l'ensemble des actions curatives définies en application de l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé et une synthèse de la justification, vis-à-vis de la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, de leur non-résorption, dont l'échéance sera par ailleurs précisée pour chaque écart »*

Dans le cadre du redémarrage du réacteur n° 2 à l'issue de son arrêt pour visite partielle 2P4126 et en application de l'article 2.4.2 précité, vous avez transmis à l'ASNR le 23 avril 2026 le bilan [3].

Au cours de l'arrêt, un aléa relatif à la présence d'un taux de fer dans les paliers d'huile de la pompe 2 ASG 002 PO supérieur à la valeur fixée par la règle nationale de maintenance (RNM) applicable aux machines tournantes (RNM référencée D455032079041 indice 3) a été détecté, ce qui vous a conduit à ouvrir le plan d'action constat (PA-CSTA) n° 686 932.

Le bilan [3] mentionne en page 157 qu' « il a été décidé de réaliser le remplacement de la charge d'huile avec un rinçage sur l'arrêt 2P4126 » et en page 112 qu' « une intervention est à venir » dans ce cadre.

C'est entre autres sur la base de cette information que l'ASNR a délivré le 24 avril 2026 la décision [4] visant à vous permettre d'engager les opérations de recherche de criticité puis de divergence du réacteur n° 2 à l'issue de l'arrêt 2P4126.

Or, lors du contrôle mené le 30 avril 2026, soit postérieurement à la divergence survenue le 29 avril 2026, les inspecteurs ont constaté que la charge d'huile n'a finalement pas été remplacée comme indiqué dans le bilan [3]. En effet, sur la base de la fiche de position référencée D455026001952 datée du 24 avril 2026 émise par le service central UNIE qui a jugé acceptable d'un point de vue de la sûreté le non-respect d'une prescription de la RNM précitée et le fonctionnement de la pompe avec un taux de fer non conforme pour un cycle supplémentaire, la décision a été prise par le site de ne procéder au remplacement de l'huile qu'au prochain arrêt en 2027.

Indépendamment du fait que des échanges sont toujours en cours avec vos représentants sur la pertinence des arguments techniques développés dans la fiche de position précitée, je considère qu'il n'est pas acceptable de transmettre dans un bilan divergence une information erronée sur un matériel de sauvegarde comme l'est la pompe 2 ASG 002 PO.

J'attire votre attention sur le fait que certains fortuits rencontrés par le site lors du redémarrage du réacteur ont été portés à la connaissance de l'ASNR postérieurement à la transmission du bilan [3] et ce jusqu'à quelques heures avant la transmission de l'autorisation de divergence. En conséquence, le changement de stratégie sur la pompe 2 ASG 002 PO aurait également dû être porté à la connaissance de l'ASNR avant la divergence du réacteur afin que celle-ci puisse se positionner sur le fait que cette nouvelle stratégie ne remettait pas en cause l'autorisation de divergence délivrée.

Je souligne par ailleurs que la transmission d'informations erronées dans un bilan « 110° » ou un bilan divergence a déjà fait l'objet sur le site de Dampierre-en-Burly de la déclaration de deux événements significatifs pour la sûreté au titre de l'article 2.6.4 de l'arrêté [2] (déclarations référencées 2.06.19 et 2.02.23).

**Demande I.1 : m'informer des dispositions prises par le site pour éviter le renouvellement de la situation de transmission d'informations erronées dans les bilans réglementaires communiqués dans le cadre du redémarrage d'un réacteur (bilans « 110° » et divergence).**

#### Analyses premier niveau des activités de maintenance

L'article 2.2.2 de l'arrêté [2] dispose que « l'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer :

- qu'ils appliquent sa politique mentionnée à l'article 2.3.1 et qui leur a été communiquée en application de l'article 2.3.2 ;
- que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies ;

- qu'ils respectent les dispositions mentionnées à l'article 2.2.1.

*Cette surveillance est proportionnée à l'importance, pour la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, des activités réalisées. Elle est documentée dans les conditions fixées à l'article 2.5.6. Elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. ».*

L'article 2.5.6 de l'arrêté [2] précise quant à lui 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* ».

Le référentiel managérial « EIP/AIP et leurs exigences définies » référencé D455019007553 indice 1 identifie la réalisation d'une intervention de maintenance (préventive ou curative) sur un EIP (Elément Important pour la Protection des intérêts) comme étant une AIP (Activité Importante pour la Protection des intérêts).

Lors de l'inspection du 30 avril 2026 et attendu que ces activités ont été déclarées « réalisées conformes » dans le bilan [3], les inspecteurs ont examiné les documents relatifs aux trois activités de maintenance suivantes réalisées sur des EIP :

- visite de type 3 sur le groupe électrogène de secours 2 LHP 201 GE ;
- visites internes des clapets 2 EAS 017 et 018 VB.

Les inspecteurs ont ainsi mis en évidence les constats suivants :

- le descriptif de mode opératoire intégré (DMOI) relatif à la dépose et à la repose des pompes d'injection associées au diesel 2 LHP 201 GE demande de remplacer systématiquement lors de l'intervention le joint torique repère n° 3. Or, une inscription manuscrite a été apportée dans le document pour mentionner que le joint démonté a été remis en place en raison de son bon état et aucune fiche de non-conformité (FNC) n'a été ouverte pour enregistrer cet écart (cf. infra) ;
- le mode opératoire associé à la visite interne des vannes EAS 017 et 018 VB indique qu'il est nécessaire de « *mettre en place la nouvelle goupille d'opercule* » et de « *mettre en place la nouvelle goupille de bras* » lors du remontage des clapets, ce qui signifie que les deux goupilles démontées doivent être remplacées par des pièces neuves. Or, dans les gammes complétées pour ces deux activités, le document relatif aux pièces de rechange ne contient pas les étiquettes des deux goupilles, ce qui laisse à penser que celles-ci n'ont pas été remplacées comme à l'attendu.

Au regard des éléments précités, l'ASNR considère que les activités susmentionnées n'auraient pas dû en l'état être déclarées dans le bilan [3] comme étant « réalisées conformes », dès lors que des exigences des prescriptifs de maintenance n'ont pas été satisfaites.

Concernant l'absence d'ouverture de FNC, je souhaite attirer votre attention sur le fait que dans votre courrier référencé D453325002023 du 12 février 2025 en réponse à la DATP formulée dans la lettre de suite référencée CODEP-OLS-2025-002787 du 15 janvier 2025 (inspection INSSN-OLS-2025-0817), vous aviez indiqué que, pour éviter le renouvellement de la situation précitée (absence de justification ou de preuve de non-nocivité du maintien en l'état d'une pièce), « *une note d'organisation interne service sera rédigée afin de rappeler les bonnes pratiques lors de la découverte d'une non-conformité à la procédure au sein du service MTE. Dorénavant, une FNC sera systématiquement ouverte et son numéro reporté à l'endroit de la non-conformité dans la procédure pour justifier le choix technique du préparateur et/ou dans le document de suivi d'intervention* ».

Si vos représentants ont confirmé le jour de l'inspection qu'une FNC doit effectivement être rédigée en cas d'écart au DMOI, cette pratique n'est manifestement pas systématique.

**Demande I.2 : statuer sur la conformité des activités précitées au regard des écarts relevés par les inspecteurs et mettre en place des actions correctives fortes permettant d'assurer le respect du référentiel en cas d'écart au prescriptif.**

Par ailleurs, les inspecteurs considèrent que la qualité des analyses « 1N » réalisées par vos équipes sur ces deux dossiers n'est pas à l'attendu, dès lors que les constats précités ont été effectués par l'ASNR et non par vos équipes.

Je souhaite attirer votre attention sur le fait que ceci ne constitue pas un cas isolé puisque des demandes relatives à l'amélioration de la qualité de vos analyses « 1N » vous ont déjà été formulées à plusieurs reprises, notamment dans les lettres de suites des inspections référencées INSSN-OLS-2022-0660 et 0661, INSSN-OLS-2023-0724 et 0740 et INSSN-OLS-2025-0817. Si des améliorations récentes ont pu être constatées, les actions engagées restent à poursuivre voire à renforcer au regard des constats précités.

**Demande I.3 : prendre de nouvelles dispositions organisationnelles ou renforcer les dispositions existantes afin d'améliorer la qualité des analyses « 1N » réalisées par le site et assurer l'exactitude des informations communiquées à l'ASNR, notamment dans le cadre des dossiers réglementaires transmis en lien avec la gestion des arrêts de réacteur (bilans « 110° » et divergence). M'informer des dispositions prises en ce sens.**

#### Interventions sur des matériels redondants lors des arrêts

L'article 3.1 de l'arrêté [2] dispose que « la mise en œuvre du principe de défense en profondeur s'appuie notamment sur [...] une démarche de conception prudente, intégrant des marges de dimensionnement et recourant, en tant que de besoin, à une redondance, une diversification et une séparation physique adéquates des éléments importants pour la protection qui assurent des fonctions nécessaires à la démonstration de sûreté nucléaire ».

La société EDF est amenée à programmer, lors des arrêts, des interventions sur des matériels ou fonctions redondants (voie A et voie B). La réalisation d'une même activité de maintenance sur deux voies simultanément induisant un risque de défaillance de cause commune, des dispositions spécifiques doivent être prises pour éviter le mode commun de défaillance.

La lettre de position générique [5] fixait ainsi dans ce cadre la demande suivante : « *Si des interventions sont prévues sur des matériels redondants en voie A et en voie B lors de l'arrêt, je vous demande de vous assurer du caractère suffisant des lignes de défense mises en place pour se prémunir d'une défaillance de cause commune. Vous communiquerez dans le dossier de présentation d'arrêt la liste des activités concernées, identifiées en phase préparatoire de l'arrêt, et les dispositions mises en œuvre pour limiter ce risque* ».

Le dossier de présentation d'arrêt du réacteur n° 2 référencé D5140CR25090 indice B, transmis par courrier du 5 février 2026, identifie les interventions prévues sur des matériels redondants en voie A et en voie B lors de l'arrêt 2P4126 ainsi que les dispositions mises en œuvre pour éviter le risque de mode commun de défaillance.

Sont notamment mentionnées pour les activités de remplacement des joints des diaphragmes 2 RIS 006 et 007 DI les dispositions suivantes mises en œuvre pour éviter le risque de mode commun de défaillance :

- « un chargé de travaux ou un contrôleur technique différent par voie ;
- utilisation d'outillages et de moyens de mesure différents par voie ».

Vous avez par ailleurs indiqué que ces dispositions ont été reprises en tant que parades dans les analyses de risques associées à ces activités.

Lors du contrôle mené le 30 avril 2026, les inspecteurs ont constaté que :

- le remplacement du joint sur le diaphragme 2 RIS 006 DI a été réalisé par un prestataire alors que celui sur le diaphragme 2 RIS 007 DI a été effectué par la société EDF, ce qui garantit bien que les chargés de travaux et contrôleurs techniques sont différents entre les deux voies ;
- la même clé dynamométrique a été utilisée lors du remontage des diaphragmes, ce qui n'est donc pas conforme aux engagements pris et à la parade définie dans l'analyse de risques.

Les deux autres dossiers examinés par les inspecteurs le 30 avril 2026 dans le cadre d'interventions sur des matériels redondants (visite interne et contrôle de manœuvrabilité des clapets 2 EAS 017 et 018 VB) ont été vus sans écart.

J'attire votre attention sur le fait que cet écart a déjà été relevé lors de l'inspection référencée INSSN-OLS-2025-0817 (cf. lettre de suites CODEP-OLS-2025-002787 du 15 janvier 2025) réalisée quelques jours après la divergence du réacteur n° 4 et qu'en réponse (cf. votre courrier D453325002024), vous aviez indiqué que la société EDF avait détecté à la marge des cas où l'adéquation entre les parades annoncées et leur mise en œuvre n'avait pas été bien effectuée qu' « *un rappel interne serait réalisé aux équipes EDF et aux partenaires industriels sur la nécessité de respecter les parades écrites dans les analyses de risques afin de se prémunir de tout désordre en lien avec la défaillance de mode commun* ».

Force est de constater au regard du constat précité que ce rappel n'est pas pleinement efficace, ce qui amène les inspecteurs d'une part à s'interroger sur la suffisance d'un rappel interne et d'autre part sur la qualité de l'analyse « 1N » des dossiers dès lors que le constat a été mis en évidence par l'ASNR et non par vos équipes.

**Demande I.4 : procéder à un examen de l'ensemble des interventions réalisées lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 2 sur des matériels redondants en voie A et en voie B et vérifier le respect des parades définies dans le cadre de la prévention du risque de mode commun de défaillance. M'informer des résultats de ce contrôle, votre analyse de la situation et préciser les dispositions qui seront alors retenues pour éviter le renouvellement de cet écart lors de la campagne d'arrêts de réacteur 2026.**

A toute fin utile, je vous rappelle que la lettre de position [5] précise les sujets qui sont considérés comme prioritaires par l'ASNR. Ainsi, le non-respect des modalités définies pour la prévention du risque de mode commun de défaillance est susceptible de constituer un point bloquant pour la délivrance de la divergence d'un réacteur.

80

## II. AUTRES DEMANDES

### Ecart de conformité n° 668

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] dispose que « *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 ».*

L'écart de conformité n° 668 (EC 668) est relatif à l'absence de qualification K3 de certains servomoteurs de vannes appartenant aux circuits de réfrigération intermédiaire (RRI) et d'aspersion enceinte (EAS).

Dans l'attente de la définition de la solution de traitement pérenne de cet écart, les mesures compensatoires suivantes devaient être mises en œuvre par chaque site concerné avant le redémarrage du réacteur :

- mise en place d'une instruction temporaire de sûreté (ITS) visant à réaliser l'isolement de la vanne RRI 115 VN ;
- vérifier la disponibilité de plusieurs matériels locaux de crise (MLC) d'appoint à la piscine du bâtiment combustible (BK).

Lors de l'audioconférence réalisée le 17 avril 2026 entre vos représentants et l'inspecteur en charge du suivi de l'arrêt 2P4126, il avait été indiqué que :

- l'ITS serait mise en place avant le passage du réacteur à l'état « RP » ;
- un contrôle exhaustif de la disponibilité des MLC pouvant assurer l'appoint de la piscine BK a été effectué en décembre 2025 et aucun retard de prescriptif n'a été identifié sur la base de la requête informatique réalisée.

Le 29 avril 2026, les inspecteurs ont constaté que la consigne incidentelle référencée RPS OPR PR n° 19, applicable au réacteur n° 2, a été modifiée afin d'intégrer la fermeture de la vanne d'isolement 2 RRI 115 VN.

Les exigences en termes d'essais et de maintenance à réaliser sur les MLC sont définies par le document référencé D455019010338 « RG 115 – suivi en exploitation des matériels locaux de crise ». Ce document national, qui est prescriptif pour les CNPE, a été décliné sur le site de Dampierre-en-Burly dans le document référencé D5140NTPUIMDC001.

Le 30 avril 2026, les inspecteurs ont examiné, par sondage, la réalisation des essais et opérations de maintenance prévus sur les MLC concernés (pompes 0 JPS 011 PO et 0 ASG 701 à 704 PO et dispositifs pour l'incendie de grande ampleur 0 JPS 001 à 004 AR). Ainsi, aucun écart n'a été relevé pour les essais et la maintenance réalisés sur la pompe 0 ASG 701 PO et sur le dispositif de grande ampleur 0 JPS 001 AR.

Concernant la pompe 0 JPS 011 PO, le document D5140NTPUIMDC001 prescrit la réalisation d'un contrôle semestriel du bon état des batteries par le service machines tournantes et électricité (MTE). L'inspection a permis de mettre en évidence que ce contrôle n'est pas réalisé par MTE, l'essai de mise en service pour vérifier le bon fonctionnement de la pompe effectué tous les 6 mois par le service prévention des risques (SPR) ne pouvant être considéré comme un contrôle du bon état des batteries (ce n'est en effet pas parce que la pompe démarre que les batteries sont en bon état).

Après échange avec vos représentants, il s'avère qu'aucun programme de maintenance local requis (PMRQ) n'a été mis en place pour le contrôle semestriel des batteries. En l'absence de PMRQ, le non-respect du prescriptif local ne pouvait être identifié via votre requête informatique.

La règle générale n° 115 dispose que « *le principe actuellement retenu par le référentiel MLC pour garantir la disponibilité et l'opérabilité des matériels à remplir leur fonction en situation repose sur la réalisation :*

- *de tests, assujettis à une périodicité et à l'atteinte de critères ;*
- *d'opérations de maintenance (la périodicité et les critères ne sont pas forcément spécifiés dans le référentiel MLC, la maintenance étant le plus souvent renvoyée vers les référentiels en vigueur sur site pour les mêmes familles de matériels) ».*

La non réalisation d'une opération de maintenance est donc susceptible selon les inspecteurs de remettre en cause la disponibilité d'un MLC.

**Demande II.1 : statuer sur la disponibilité de la pompe 0 JPS 011 PO au regard de la non réalisation de l'action de maintenance préventive de contrôle semestriel des batteries. Le fait que cette opération de maintenance ne soit pas prévue par la RG 115 ne saurait constituer un argument technique recevable pour justifier de la disponibilité de la pompe.**

**Demande II.2 : mettre en œuvre l'action corrective pour corriger l'écart précité.**

### Traçabilité des activités

L'article 2.5.3 de l'arrêté [2] dispose que « *chaque activité importante pour la protection fait l'objet d'un contrôle technique, assurant que :*

- *l'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés ;*
- *les actions correctives et préventives appropriées ont été définies et mises en œuvre.*

*Les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie ».*

L'article 2.5.6 mentionne quant à lui 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 ».

Lors du contrôle des dossiers de suivi d'intervention (DSI) associés aux activités de remplacement des joints des diaphragmes 2 RIS 006 et 007 DI, les inspecteurs ont constaté les éléments suivants :

- pour l'activité sur 2 RIS 006 DI, réalisée par un prestataire, le nom d'un exécutant est indiqué à l'étape « contrôle avant démontage » puis rayé pour en mettre un autre. Le même exécutant a alors signé l'étape de contrôle technique associé ;
- pour l'activité sur 2 RIS 007 DI, réalisée par la société EDF, un intervenant est identifié dans le DSI pour la réalisation de l'étape d'expertise de l'ensemble, son nom est rayé et n'est remplacé par aucun autre intervenant. De plus, le même nom est renseigné pour l'étape de contrôle technique.

Dans ces conditions, les inspecteurs considèrent qu'il ne peut être certain que l'exigence de l'article 2.5.3 précité relative au fait que les personnes réalisant le contrôle technique d'une AIP sont différentes des personnes l'ayant accomplie soit respectée pour les deux dossiers précités.

**Demande II.3 : prendre les dispositions nécessaires auprès des intervenants concernés pour éviter le renouvellement du constat précité, en rappelant au besoin les principes de l'assurance qualité.**

Lors du contrôle mené le 30 avril 2026, les inspecteurs ont souhaité consulter les documents en lien avec les activités :

- d'examen par ressuage des supports soudés implantés sur la tuyauterie 2 ASG 001 TY, activité annoncée « réalisée conforme » dans le bilan [3] ;
- de contrôle d'étanchéité interne des vannes GCT-a, le bilan [3] mentionnant « activité non encore réalisée : en AN/GV2 ».

Concernant l'examen par ressuage, vos représentants ont communiqué la synthèse d'intervention référencée DAM 2-26/209 et datée du 28 avril 2026, soit une date postérieure à celle de transmission du bilan [3]. Vos représentants ont indiqué que les rapports d'examen vous ont été transmis bien avant (les examens ayant été réalisés le 3 avril 2026), ce qui vous a permis de vous positionner sur le caractère conforme de l'activité mais que le document de synthèse a été établi tardivement par votre prestataire

Concernant le contrôle d'étanchéité interne des vannes GCT-a, vos représentants ont été uniquement en mesure, lors de l'inspection du 30 avril 2026, de présenter un courriel mentionnant que les valeurs relevées au niveau des vannes 2 GCT 128 à 133 VV sont dans les critères de maintenance, le rapport final d'intervention devant être transmis sous 15 jours par votre prestataire.

Ces deux exemples amènent les inspecteurs à s'interroger sur les modalités mises en œuvre concrètement par vos représentants pour se prononcer sur la conformité d'une activité réalisée, notamment si cette dernière est effectuée en fin d'arrêt, au plus près de la divergence ou de la transmission du bilan de divergence, alors que certains documents ne sont pas disponibles (rapport final d'intervention ou synthèse d'examen non destructif par exemple).

**Demande II.4 : préciser les modalités mises en œuvre sur le CNPE de Dampierre-en-Burly pour se prononcer sur la conformité d'une activité réalisée, en l'absence des documents finaux établis à l'issue de l'activité.**

∞

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

#### Mise en œuvre de la demande particulière n° 393

**Constat d'écart III.1 :** La demande particulière n° 393 (DP 393) est relative à la modification de la tringlerie d'un certain type de cellules de tableau électrique. Consultée lors de l'inspection du 30 avril 2026, cette demande prescrit la réalisation des modifications attendues pour un réacteur par site et par an à compter de 2025.

Or, des informations communiquées par vos représentants, les modifications seront réalisées à l'occasion :

- de l'arrêt pour visite partielle 1P4227 du réacteur n° 1 (en 2027 donc) ;
- de l'arrêt pour visite partielle 2P4328 du réacteur n° 2 (en 2028) ;
- de l'arrêt pour visite partielle 3P4529 du réacteur n° 3 (en 2029)
- de l'arrêt pour visite partielle 4P4328 du réacteur n° 4 (en 2028).

Les activités de mise en conformité, qui auraient dû débuter en 2025, ne commenceront donc qu'en 2027.

#### Disponibilité de la turbopompe 2 ASG 003 PO

**Observation III.1 :** L'intégration du tome I de la modification matérielle PNPE 1258 (modification qui vise à assurer l'alimentation en eau des générateurs de vapeur et des piscines des bâtiments réacteur et combustible consécutivement à des agressions externes d'intensité noyau dur) nécessite l'utilisation d'une modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation (MT STE) afin de considérer la pompe ASG 002 PO disponible dans certains états de réacteur et procéder à la réalisation des essais de requalification.

Le tome I de la PNPE 1258 a été intégré lors de l'arrêt pour visite partielle 2P4126 et la MT STE a été utilisée du 17 avril au 2 mai 2026. Une des mesures compensatoires à assurer durant l'emploi de la MT STE et mentionnée dans la demande référencée D455621019325 indice K est que les pompes ASG 001 PO et ASG 003 PO soient disponibles avant le passage du réacteur à l'état « arrêt pour intervention / entre-ouvert » (API-EO).

Par courriel du 4 mai 2026, vos représentants ont informé l'ASNR de la survenance d'un fortuit lors de la réalisation de l'essai périodique conduite (EPC) ASG 043, fortuit qui a entraîné le repli du réacteur en application des STE.

L'EPC ASG 043 est un essai périodique réalisé au titre du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE), de périodicité 1 cycle, qui est effectué lors des essais physiques de redémarrage d'un réacteur et qui vise à vérifier la disponibilité de la turbopompe ASG 003 PO en alimentation des générateurs de vapeur.

Lors de la réalisation de cet EP le 3 mai 2026, le non-respect d'un critère RGE associé à la vitesse de rotation maximale avec le relais de commande à main en mode automatique a été relevé. Conformément à la section I du chapitre IX des RGE, vos représentants ont analysé cet écart et ont déclaré l'indisponibilité de la turbopompe 2 ASG 003 PO.

Dans l'état « RP », les STE demandent le repli du réacteur à l'état « AN/GV » sous une durée maximale de 24 heures ; la conduite à tenir a donc été respectée avec le repli du réacteur.

Les STE définissent la disponibilité d'un équipement ou d'une fonction de sûreté comme suit :

*« Une Fonction de Sûreté est disponible si tous les équipements nécessaires à son accomplissement sont aptes à assurer les fonctions qui leur sont assignées en termes de performance et d'exigences de qualification, résultant des situations couvertes par les STE (accidents du domaine de dimensionnement, du domaine complémentaire, accidents graves, et situations extrêmes Noyau Dur) dans lesquelles ils sont nécessaires.*

*En particulier, les Fonctions Supports ou les équipements auxiliaires nécessaires à son fonctionnement et à son contrôle-commande, sont elles-mêmes disponibles*

*La disponibilité des équipements ou fonctions de sûreté est surveillée et analysée au travers de la mise en œuvre :*

- Des programmes d'Essais Périodiques des chapitres IX et X des RGE de ces matériels, équipements ou systèmes, conformément aux principes d'application définis en section I des chapitres IX et X des RGE,*
- Des programmes de maintenance préventive des matériels, équipements et systèmes ».*

Dès lors, en l'absence d'opération de maintenance préventive sur un matériel entre deux occurrences d'EP, un matériel est réputé disponible au sens des STE entre l'occurrence N-1 (qui a été déclarée satisfaisante) et l'occurrence N à venir. Pour la turbopompe 2 ASG 003 PO, celle-ci était donc réputée disponible entre le 15 mars 2025 et le 3 mai 2026.

**Si la disponibilité « administrative » de la turbopompe 2 ASG 003 PO ne peut être remise en cause au regard de la définition supra des STE, les inspecteurs considèrent que la disponibilité « technique » du matériel n'était probablement pas assurée.**

En effet, il semble hautement improbable que le critère RGE non respecté, qui a conduit à déclarer la turbopompe indisponible, ne l'ait été qu'entre la sortie de la MT STE le 2 mai 2026 et la réalisation de l'EPC ASG 043 le 3 mai 2026. Le respect de la mesure compensatoire relative à la disponibilité de la turbopompe 2 ASG 003 PO pendant l'utilisation de la DMT STE pose donc grandement question d'un point de vue technique.

**Les inspecteurs invitent la filière opérationnelle et la filière indépendante de sûreté à statuer sur la disponibilité « technique » réelle de la turbopompe 2 ASG 003 PO et *in fine* sur le respect de la mesure compensatoire précitée.**

#### Divergence du réacteur n° 2

**Observation III.2 :** Par courrier référencé CODEP-DCN-2025-019065 en date du 8 avril 2025, l'ASNR a informé la société EDF de la possibilité de mettre en place des points de contrôle notifié sur des activités jugées à enjeu réalisées lors des arrêts de réacteur. L'objectif de ces points de contrôle notifié est de permettre aux inspecteurs d'être informés de manière rapprochée de la planification de ces activités à enjeu, afin de permettre à ceux-ci d'être présents lors de leur réalisation. Le retour d'expérience montre en effet qu'il est difficile pour les inspecteurs de l'ASNR de contrôler le déroulement des activités à enjeu au regard des décalages récurrents du planning d'arrêt.

En amont de celles-ci, les inspecteurs ont ainsi informé vos représentants de leur volonté d'assister aux opérations de recherche de criticité et de divergence du réacteur n° 2 à l'issue de l'arrêt pour visite partielle 2P4126.

Sur la base d'une information fournie par vos représentants selon laquelle les opérations de recherche de criticité puis de divergence seraient réalisées dans la nuit du dimanche 26 au lundi 27 avril 2026, l'autorisation de divergence [4] vous a été délivrée le 24 avril 2026, une fois finalisée l'instruction du bilan [3].

Or, plusieurs reports de ces opérations sont survenus, sans qu'il n'y ait eu *a priori* d'aléas techniques dimensionnants pouvant les justifier (aucune information n'a en effet été portée en ce sens à la connaissance de l'ASNR). La première divergence du réacteur n'est finalement intervenue que le mercredi 29 avril 2026, ce qui interroge les inspecteurs sur la fiabilité du planning communiqué à l'ASNR.

Malgré ces nombreux reports, les inspecteurs ont toutefois pu assister en salle des commandes aux opérations de recherche de criticité puis de divergence le 29 avril 2026 et ont constaté la grande sérénité des opérateurs du service conduite et des intervenants du service essais pour réaliser ces activités.

#### Intégration de la modification matérielle PNPE 1258 tome I et gestion du plan qualité sûreté associé à la MT STE

**Observation III.3 :** La note d'analyse du cadre réglementaire (NACR) associée au tome I de la modification matérielle PNPE 1258 demande la réalisation des tests suivants en usine avant l'installation sur site de la nouvelle pompe 2 ASG 002 PO :

- essais hydrostatiques ;
- essais de fonctionnement et de performances (Hauteur manométrique totale, débit, vibrations, températures paliers, étanchéité dynamique) ;
- essai d'endurance d'une durée de 20 heures.

Les inspecteurs ont pu consulter le rapport établi par le constructeur reprenant ces différents essais ; celui-ci n'a pas amené d'observation.

**Observation III.4 :** Les procédures d'exécution d'essais (PEE) référencées PEE ASG 110 / 301 / 310 et associées à la requalification de la modification matérielle PNPE 1258 tome I ont été examinées lors de l'inspection du 29 avril 2026 et n'ont pas amené les inspecteurs à formuler d'observation.

**Observation III.5 :** L'examen du plan qualité sûreté (PQS) associé à la MT STE référencée D455621019325 indice K a permis de mettre en évidence un remplissage rigoureux de celui-ci, le document permettant de vérifier la prise en compte des mesures préalables et compensatoires définies dans la MT STE.

En complément de l'observation III.1, les inspecteurs attirent votre attention sur la formulation suivante de la mesure compensatoire n° 6 de la MT STE qui dispose qu' « *aucun événement de groupe 1 ou condition limite n'est en cours ou programmé sur la tranche avant de réaliser chacun des essais de requalification en ANGV2 et RP* », ce qui laisse à penser que des essais de requalification doivent être joués à la fois dans l'état de réacteur « AN/GV » et dans l'état « RP ».

Or, les inspecteurs ont consulté le programme d'essais de requalification défini pour la modification matérielle PNPE 1258 tome I et celui-ci ne mentionne pas d'essai devant obligatoirement être réalisé dans l'état « AN/GV » mais des essais pouvant être réalisés indifféremment dans les états « AN/GV » ou « RP ».

### Intégration des modifications matérielles PNPE 1336, PNPE 1387 et PNPE 1410

**Observation III.6** : La modification matérielle PNPE 1336 consiste à remplacer le capteur PTR 018 MN de niveau de la bache du circuit de traitement et de réfrigération des piscines (dite bache PTR) afin de le rendre robuste au séisme « noyau dur » et à l'accident grave. Le remplacement des cordons chauffants et thermostats associés aux 3 autres mesures de niveau doit également être réalisé pour répondre au requis sous séisme majoré de sécurité.

Les inspecteurs ont contrôlé le 29 avril 2026 les PEE PTR 001 et PTR 100 réalisées à l'issue de l'intégration de la modification précitée ; aucun écart n'a été relevé.

**Observation III.7** : La modification matérielle PNPE 1387 consiste à installer une instrumentation permettant de détecter l'étalement du corium sur la surface du local RIC (système d'instrumentation du cœur) et les dispositifs permettant la retransmission de cette mesure en salle des commandes.

Les inspecteurs ont contrôlé le 29 avril 2026 les PEE ETY 001, ETY 100 et ETY 300 réalisées à l'issue de l'intégration de la modification précitée ; aucun écart n'a été relevé.

**Observation III.8** : La modification matérielle PNPE 1410 consiste en la mise en place de paniers de tétraborate de sodium en fond du bâtiment réacteur afin de permettre de stabiliser le pH en cas d'accident grave.

Le bilan [3] mentionne que les travaux et essais en lien avec cette modification ont été « réalisés conformes ».

Or, selon la NACR référencée D455621112736, aucun essai de requalification n'a été défini pour cette modification.

Vos représentants ont confirmé qu'il s'agissait d'une coquille dans le bilan [3].

### Métrologie

**Observation III.9** : Lors de l'examen des gammes associées à la visite de type 3 du diesel 2 LHP 201 GE, les inspecteurs ont constaté que des clés dynamométriques ont été utilisées en limite haute de leur plage de validité pour les activités suivantes :

- serrage au couple à 50 N.m avec une clé possédant une plage de validité [10-50 N.m] pour l'activité de contrôle des tuyauteries de gavage et des soufflets des pompes d'injection ;
- serrage au couple à 50 N.m avec une clé possédant une plage de validité [10-50 N.m] pour l'activité de contrôle du serrage des vis de décompression.

Si ceci ne constitue pas un écart d'un point de vue métrologique, les inspecteurs ont rappelé à vos représentants qu'une bonne pratique est de ne pas utiliser une clé dynamométrique en limite haute de sa plage de validité.

**Observation III.10** : Lors de l'examen des gammes associées aux visites internes des vannes EAS 017 et 018 VB, les inspecteurs ont constaté que la procédure nationale de maintenance (PNM) demande l'utilisation d'un jeu de cales d'épaisseur pour l'expertise des éléments de positionnement et de fixation des paliers afin de vérifier le contact métal-métal. Or, dans les rapports d'expertise associés à ces interventions, le jeu de cale utilisé n'est pas mentionné dans la liste des appareils de métrologie utilisés.

Interrogés lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que les jeux de cale ne sont pas référencés au magasin comme des appareils de métrologie.

Or, les cales étalon sont des outils de métrologie et doivent à ce titre être mentionnées dans la liste des appareils de métrologie utilisés lors d'une intervention.

### Non-réalisation d'une activité de maintenance préventive

**Observation III.11** : Le bilan [3] fait état du PA-CSTA n° 663 785 ouvert lors de l'arrêt 2P4126 en raison du non-respect de l'échéance de visite de type 3 (qui comporte un échange standard du moteur) sur le ventilateur 2 DUV 357 ZV. La non réalisation de cette activité est liée à l'absence de pièce de rechange sur le parc nucléaire français.

Les STE définissent la notion de disponibilité d'un équipement (cf. observation III.1 de la présente lettre de suites) et précisent qu' « *en cas de réalisation incomplète ou de non-respect de la périodicité d'une activité prescrite dans un programme de maintenance, sans validation préalable de l'entité responsable de ce programme, le CNPE doit réaliser dans les meilleurs délais une analyse permettant de statuer sur la disponibilité de l'équipement* ».

Lors du contrôle mené le 30 avril 2026, les inspecteurs ont consulté la fiche de communication établie par l'entité nationale d'ingénierie DIPDE (référéncée D455626015564 du 18 février 2026) qui prononce la qualification du ventilateur pour un cycle supplémentaire malgré le non-respect de la maintenance préventive sous réserve de respecter les dispositions du PBMP, de remplacer un bouchon ATEX sur le moteur et de suivre des prescriptions définies en annexe de la fiche.

Or, puisque l'objet de la fiche de communication est de justifier d'une dérogation au PBMP, les inspecteurs considèrent que la réserve telle que formulée dans la fiche de respecter le PBMP n'a pas de sens.

### Ecart de conformité n° 599

**Observation III.12** : L'écart de conformité n° 599 (EC 599) est relatif à l'absence de qualification au séisme des capteurs RRI 005 à 008 SP. Le traitement de cet écart consiste au remplacement des capteurs par un modèle qualifié, activité qui a été réalisée lors de la visite partielle 2P4126.

Les dossiers relatifs au remplacement des capteurs ont été examinés le 30 avril 2026 ; aucun écart n'a été détecté, les intervenants et les moyens métrologiques utilisés étant différents entre les capteurs installés en voie A et en voie B.

### Activités vues sans écart

**Observation III.13** : Lors de l'inspection menée les 29 et 30 avril 2026, les activités suivantes examinées par les inspecteurs ont été vues sans écart :

- contrôle et réglage éventuel la butée minimale des vannes d'aspersion du pressuriseur ;
- expertise du coude d'échappement sur le diesel 2 LHQ 201 GE au titre de la task-force 24-03 ;
- examen par ultrasons de l'arbre de la pompe 2 RCP 001 PO ;
- essais périodiques référencés EPA KPS 095, EPA RPR 450, EPC GCT 100, EPC ARE 040, EPC KRG 050, EPC REN 100, EPC GCT 090, EPC GCT 060, EPC RPN 100
- bilan gestionnaire et évaluation contrôle ultime n° 50 (ECU 050) pour passer de l'état de réacteur « AN/GV » à l'état « RP ».

80

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, à l'exception des demandes I.1 à I.4 pour lesquelles une réponse est attendue sous un mois, 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](http://www.asnr.fr)).

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

Signée par : Albane FONTAINE