

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-058401

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

Orléans, le 1<sup>er</sup> septembre 2025

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

CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 – réacteur n° 1

Lettre de suite des inspections des 22 et 29 juillet et 26 août 2025 sur les thèmes « inspections de chantiers lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 1 » et « conformité des activités »

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2025-0813 des 22 et 29 juillet et 26 août 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 dit arrêté INB
- [3] Arrêté du 10 novembre 1999 modifié relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
- [4] Programme de base de maintenance préventive référencé PB900-AM448-01 indice 3
- [5] Référentiel managérial « Maîtrise des chantiers et des activités d'exploitation » référencé D455021007751 indice 0 en date du 27 décembre 2021

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, trois jours d'inspections inopinées ont eu lieu dans le CNPE de Dampierre-en-Burly les 22 et 29 juillet et 26 août 2025 à l'occasion de l'arrêt pour visite partielle (VP) du réacteur n°1 (arrêt dénommé 1P4025).

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

Dans le cadre de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly, les inspections des 22 et 29 juillet 2025 avaient pour objectif de contrôler les travaux de maintenance sous les angles de la sûreté, de la protection de l'environnement et de la radioprotection, y compris concernant des activités qui avaient été identifiées comme prioritaires par l'ASNR en amont de l'arrêt du réacteur. Elles ont concerné des chantiers localisés dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), le bâtiment électrique (BL) et le bâtiment combustible (BK) associés au réacteur n° 1.

L'inspection du 26 août 2025 visait quant à elle à vérifier, sur la base d'un examen documentaire réalisé par sondage, la conformité de certaines activités de maintenance et de contrôle réalisées pendant l'arrêt.

Au cours de ces inspections, les inspecteurs ont ainsi pu notamment contrôler les activités notables suivantes :

- chantier de remplacement du té du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) ;
- ressuage d'un assemblage combustible dans une cellule de ressuage du bâtiment combustible ;
- gestion de plusieurs demandes de modifications temporaires des règles générales d'exploitation (DMT RGE) ;
- remplacement des joints de culasses du groupe électrogène de secours 1 LHQ 201 GE et visite de type 2 de celui-ci ;
- ressuage et soudage au niveau de piquages installés sur les doubles enveloppes des systèmes RIS (injection de sécurité) et EAS (aspersion enceinte) dans le cadre de la modification matérielle PNPE 1932 ;
- examen par ultrasons de certaines soudures du circuit primaire principal (CPP) dans le cadre de l'affaire parc « corrosion sous contrainte » ;
- suites données par le site à divers écarts de conformité (EC 429, 526, 599, 650 et 655).

De ces inspections, il ressort une gestion globalement satisfaisante des chantiers et des dossiers qui ont été contrôlés par sondage, même si quelques écarts, repris dans la présente lettre de suite, ont été identifiés et pour lesquels des dispositions devront être prises afin d'éviter leur renouvellement.

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

80

## **II. AUTRES DEMANDES**

### Examen non destructif des soudures d'implantation sur le fond de la tubulure d'expansion 14" du pressuriseur

L'article 4.II de l'arrêté [3] dispose que « l'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire, des dossiers fournissant les éléments suivants :

[...]

d) Les conditions de surveillance de l'appareil, les conditions de vérification et d'entretien des accessoires de sécurité et des accessoires sous pression jouant un rôle d'isolement, ainsi que les dispositions de suivi en service retenues pour les canalisations de faible diamètre mentionnées à l'article 3 et les dispositions de suivi en service retenues pour les supportages des appareils ;

e) Les modalités des inspections périodiques prescrites à l'article 14 et des visites complètes prescrites à l'article 15, ainsi que l'objectif, la nature et la périodicité des contrôles non destructifs. Ces contrôles visent à avoir la performance suffisante pour permettre de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des appareils ».

Le programme de base de maintenance préventive (PBMP) [4] définit les actions de maintenance préventive à mettre en œuvre sur les pressuriseurs des réacteurs du palier 900 MWe. Il prescrit notamment, lors de la visite complète du CPP, la réalisation d'un examen non destructif (END) de type tir radiographique sur les soudures d'implantation sur le fond de la tubulure d'expansion 14", sur 50 % des réacteurs de chaque site.

Le site de Dampierre-en-Burly a choisi de réaliser cet examen sur les pressuriseurs équipant les réacteurs n° 3 et 4. Si celui-ci a pu être effectué lors de la visite décennale du réacteur n° 3 en 2023 (avec toutefois des difficultés en raison d'un débit d'équivalent de dose élevé, ce qui a entraîné une dosimétrie intégrée importante pour les intervenants), la direction du site a pris la décision de ne pas réaliser ce tir lors de la visite décennale du réacteur n° 4 en raison des conditions radiologiques défavorables et afin de préserver la dosimétrie des intervenants.

Dans ces conditions et en application de l'article 2.6.4 de l'arrêté [2], le site a déclaré à l'ASNR un événement significatif pour la sûreté relatif au non-respect d'une exigence du PBMP [4]. Le 29 novembre 2024, vous avez transmis le compte-rendu d'évènement significatif associé qui identifie en mesure curative la planification de cet examen lors de la visite partielle du réacteur n° 1 prévue en 2025.

Lors du contrôle mené le 26 août 2025, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'END a été réalisé lors de l'arrêt 1P4025 mais qu'en raison d'un débit de dose élevé et de rayonnements parasites et malgré la mise en place de l'ensemble des parades disponibles (pose d'ogives sur les manchettes non équipées de cannes chauffantes, mise en place d'une triple épaisseur de blocage sur la tulipe porte-cassette, réalisation de plusieurs essais), seuls 5 films radiographiques sur 8 étaient exploitables, pour un taux de couverture de la zone à contrôler de 61 %.

Vous avez alors présenté la fiche de position référencée D455025003545 ind0 en date du 1<sup>er</sup> août 2025 qui a été établie par vos services centraux afin de justifier de l'acceptabilité de l'END réalisé vis-à-vis de l'exigence associée au PBMP [4].

Après analyse, l'ASNR ne partage pas la position retenue par la société EDF. En effet, comme indiqué explicitement dans la fiche de position précitée, la zone interprétable ne couvre que 61 % de la zone à contrôler et dans cette zone, les performances qualifiées du procédé d'END ne peuvent être garanties du fait de la présence de rayonnements parasites. Dans ces conditions, l'END réalisé ne permet pas de répondre à l'exigence du PBMP.

En conséquence, l'ASNR vous demande de programmer le contrôle sur la visite partielle du réacteur n° 2 qui doit avoir lieu en 2026 et attire votre attention sur la nécessité de déployer dans les meilleurs délais les actions complémentaires en cours pour sécuriser la réalisation de cet END comme le développement d'ogives optimisées afin de mieux traiter le rayonnement parasite issu des manchettes des cannes chauffantes non équipées.

**Demande II.1 : prendre les dispositions organisationnelles et techniques nécessaires afin de réaliser l'END des soudures d'implantation sur le fond de la tubulure d'expansion 14" du pressuriseur prescrit par le PBMP [4] lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 2 prévu en 2026.**

### Gestion des modifications matérielles

L'article R. 593-59 du code de l'environnement dispose que « sont soumises à déclaration auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection les modifications mentionnées à l'article L. 593-15, survenant après la mise en service, qui ne remettent pas en cause de manière significative le rapport de sûreté ou l'étude d'impact de l'installation ».

Par courrier référencé D455624140459 en date du 16 janvier 2025, la société EDF a déclaré auprès de l'ASNR la mise en œuvre de la modification PNPE 1347A relative au remplacement des servomoteurs électriques EAS 014 VB et PTR 021 VB par du matériel qualifié vis-à-vis des exigences du noyau dur (matériel assurant les fonctions vitales de l'installation lors d'évènement extrême).

La note d'analyse du cadre réglementaire (NACR) référencée D455624014224 indB a été jointe au dossier de déclaration et décrit notamment les principes de conception de la modification ainsi que les essais de requalification à réaliser.

Concernant ces derniers, la NACR indique explicitement que « *l'ensemble des essais de requalification sur le système PTR (système de traitement et de réfrigération des piscines) doit être réalisé dans le domaine API (arrêt pour intervention), excepté l'essai d'étanchéité de la traversée enceinte qui sera réalisé sous couvert du dossier d'amendement de requalification dans le domaine AN/RRA2 (arrêt normal sur le système de réfrigération à l'arrêt)* ».

Lors du contrôle mené le 26 août 2025, les inspecteurs ont examiné les procédures d'exécution d'essais (PEE) réalisées suite au remplacement du servomoteur PTR 021 VB et ont constaté dans la PEE référencée PTR 100 que l'essai d'étanchéité de la traversée enceinte a été réalisé le 14 août 2025 dans le domaine RCD (réacteur complètement déchargé), ce qui ne respecte pas la disposition décrite supra. Pourtant, les inspecteurs ont constaté que la PEE PTR 100 était à l'état « *terminée sans réserve* » et que l'analyse premier niveau, validant la conformité de l'activité réalisée, avait été effectuée par vos représentants.

Ces derniers ont indiqué que des échanges ont eu lieu entre vos services centraux (concepteurs de la modification) et le site afin de pouvoir réaliser ce test dans le domaine RCD et qu'une fiche d'analyse du cadre réglementaire (FACR) a été initiée par le site afin de statuer sur le caractère non notable de la réalisation de ce test dans le domaine RCD en lieu et place du domaine AN/RRA2, celle-ci n'étant pas validée au jour de l'inspection.

Par ailleurs, au jour de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter des éléments techniques permettant de justifier que les conditions dans lesquelles le test d'étanchéité a été réalisé le 14 août 2025 sont *a minima* équivalentes à celles qui auraient été obtenues si l'essai avait été réalisé dans le domaine AN/RRA2.

**Demande II.2 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour réaliser les PEE dans les conditions prévues dans les dossiers d'autorisation ou de déclaration. A défaut, l'argumentaire technique et/ou administratif pour déroger à une disposition doit être établi sous assurance qualité avant la réalisation de la PEE, celui-ci ne pouvant être produit postérieurement afin de régulariser la situation.**

Au regard de la situation décrite supra, je souhaite attirer votre attention sur le fait que plusieurs inspections ont été réalisées ces dernières années sur le site de Dampierre-en-Burly sur le thème de la gestion des modifications matérielles et que les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises le non-respect de certaines dispositions figurant dans les dossiers d'autorisation ou de déclaration déposés auprès de l'ASNR. Ces écarts sont souvent justifiés par la production d'une FACR mettant en évidence le caractère non notable de la modification apportée au dossier et en conséquence la non-nécessité de déposer un dossier mis à jour. Dès lors que les dispositions déclarées auprès de l'ASNR dans un dossier d'autorisation ou de déclaration ne sont pas respectées, les inspecteurs considèrent que l'ASNR devrait *a minima* en être informée au préalable.

**Demande II.3 : informer l'ASNR des modifications apportées aux dossiers d'autorisation et de déclaration déposés en application des articles R. 593-56 et R. 593-59 du code de l'environnement.**

L'article 2.5.1 de l'arrêté [2] dispose que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire* ».

La note référencée NT0085114 définit les prescriptions particulières à l'assurance qualité applicables dans le cadre des activités de maintenance réalisées par un fournisseur dans les centrales nucléaires en exploitation. Celle-ci identifie deux cas d'intervention :

- « cas 1 » : « *l'intervention est soumise entièrement à l'organisation qualité du fournisseur qui assure la maîtrise d'œuvre de réalisation d'une activité de maintenance à partir d'exigences définies par EDF* » ;
- « cas 2 » : « *l'intervention est soumise simultanément à l'organisation qualité du fournisseur et à l'organisation qualité d'EDF (notamment en ce qui concerne le dossier de réalisation de travaux-DRT). Le fournisseur réalise l'activité de maintenance conformément au DRT fourni par EDF* ».

La note précitée précise par ailleurs :

- au chapitre 4.6.4.4 : « *le fournisseur en cas 2 ne réalise pas de DRT. Toutefois, les documents à fournir à EDF sont les suivants : [...] la liste des équipements de contrôle, de mesure et d'essai avec les procès-verbaux d'étalonnage et de vérification de ces équipements, le cas échéant* » ;
- au chapitre 4.11 : « *le fournisseur et ses sous-traitants doivent détenir sur site les justificatifs attestant la validité de leurs propres moyens de mesure, de contrôle et d'essais utilisés* ».

Cette note n'identifie ainsi pas explicitement pour les interventions réalisées en cas 2 l'organisation qualité qui s'applique pour la vérification et l'étalonnage des moyens de mesure (tels que multimètre, clé dynamométrique, manomètre...).

Lors de l'examen réalisé le 26 août 2025 des gammes associées à la visite de type 2 du groupe électrogène de secours 1 LHQ 201 GE (visite réalisée en cas 2 par un prestataire), les inspecteurs ont constaté que plusieurs clés dynamométriques ont été utilisées à cette occasion pour effectuer des opérations de serrage au couple.

Le DRT contenant les procès-verbaux d'étalonnage des clés utilisées, les inspecteurs ont pu constater que certaines d'entre elles avaient été vérifiées en novembre 2023 et avaient une plage de validité courant jusqu'en novembre 2025, l'organisation qualité du sous-traitant prévoyant un contrôle tous les deux ans de ce type de matériel.

Au regard des risques liés à l'utilisation d'un instrument de mesure non conforme et des conséquences potentielles sur les enjeux des activités concernées, le référentiel managérial D455020000173 a été élaboré par la société EDF afin de fixer les exigences applicables à l'étalonnage et à la vérification des appareils de mesure et des étalons. En application de celui-ci, la société EDF a défini une périodicité annuelle pour l'étalonnage de certains matériels de mesure comme les clés dynamométriques.

Pour une activité réalisée en cas 2, le prestataire peut ainsi :

- soit utiliser une clé dynamométrique appartenant à la société EDF ; cette clé devra alors disposer d'un procès-verbal d'étalonnage datant de moins d'un an ;
- soit utiliser une clé dynamométrique lui appartenant, auquel cas la périodicité d'étalonnage pourrait alors excéder un an au regard des dispositions fixées dans le système qualité du prestataire.

Conformément à la norme ISO 6789-1, les outils dynamométriques doivent être étalonnés lors de leur fabrication, puis tous les ans ou tous les 5 000 cycles après leur première mise en fonctionnement par l'utilisateur, cette fréquence pouvant être toutefois adaptée en fonction de plusieurs facteurs (fréquence d'utilisation, exigence de précision, préconisations du fabricant).

Au regard des éléments précités et des enjeux de sûreté associés, les inspecteurs considèrent que la périodicité la plus faible entre celles définies par le prestataire et la société EDF doit être appliquée pour la vérification ou l'étalonnage des moyens de mesure utilisés lors d'activités de maintenance sur des EIP réalisées en cas 2, que le moyen de mesure appartienne au fournisseur ou à la société EDF.

**Demande II.4 : justifier d'un point de vue organisationnel et technique, pour les interventions sur des EIP réalisées en cas 1 comme en cas 2, de la possibilité pour un sous-traitant de ne pas appliquer les exigences métrologiques définies par la société EDF dans son référentiel qualité.**

#### Levée des points d'arrêt

L'article 2.2.1 de l'arrêté [2] dispose que « *l'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer [...] que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies [...] 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* ».

Dans l'organisation définie par la société EDF au travers de la directive interne n° 116, la surveillance se traduit entre autres par la notification de points d'arrêt dans les dossiers de suivi d'intervention, l'objectif étant qu'un représentant de la société EDF soit présent pendant la phase objet de la levée du point d'arrêt afin de réaliser une activité de surveillance du bon déroulement de cette phase.

Lors de l'examen documentaire réalisé le 26 août 2025 des DRT relatifs à plusieurs activités de maintenance réalisées sur l'arrêt, les inspecteurs ont constaté les écarts suivants :

- le DSI (dossier de suivi d'intervention) établi pour la visite de détecteur du survitesse du groupe électrogène de secours 1 LHQ 201 GE contenait un point d'arrêt relatif à la réunion des levées des préalables qui a été levé le 10 juillet 2025 alors que l'activité avait débuté la veille ;
- le DSI de l'activité de mesure tangente delta sur le moteur 1 RRA 001 MO comportait un point d'arrêt pour la surveillance relatif à l'étape de dépose du shunt sur les 3 phases du moteur qui n'a pas été levé par un agent EDF.

Les inspecteurs vous rappellent les dispositions de votre référentiel selon lesquelles, pour les points d'arrêt concernant des actions de surveillance sur les phases à enjeu vis-à-vis de l'AIP (activité importante pour la protection), le sous-traitant se doit d'arrêter l'activité tant que le point d'arrêt n'a pas été levé par la surveillance.

Les inspecteurs attirent également votre attention sur le fait que ces écarts n'ont pas été détectés par vos représentants lors de la réalisation de l'analyse 1<sup>er</sup> niveau, analyse qui vise à vérifier la conformité de l'activité d'un point de vue technique et assurance qualité.

**Demande II.5 : prendre les mesures nécessaires pour éviter le renouvellement de ce type d'écart et m'informer des dispositions retenues.**



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

#### Activité de soudage du té du circuit RRA

**Constat d'écart III.1 :** Lors de l'inspection du 22 juillet 2025, les inspecteurs ont examiné la fiche de non-conformité référencée DNCV-FNC-25-319-05. Celle-ci a été rédigée suite à un apport de chaleur au niveau de la soudure 1882 M3C2 supérieur à celui autorisé par le descriptif de mode opératoire de soudage (DMOS) référencé 100428-398 indB, descriptif établi selon la qualification de mode opératoire de soudage (QMOS) référencée EN-NO-15-0377.

La solution proposée par le prestataire, à savoir l'acceptation en l'état de la soudure sur la base d'un rapport d'essai relatif à la tenue mécanique de l'assemblage réalisé dans le cadre de la construction de l'EPR de Flamanville, a été validée par votre entité nationale UTO ainsi que par l'organisme habilité en charge du suivi de ce dossier.

Or, le code de construction RCC-M ainsi que les normes de soudage ne permettent pas un apport de chaleur supérieur de 25 % à celui figurant dans la QMOS. Dans le cas présent, le DMOS prenait déjà en compte les 25% supplémentaires par rapport à la QMOS et l'apport de chaleur était presque le double de celui autorisé par le DMOS.

En conséquence, un maintien en l'état de la soudure n'aurait pas dû être la solution validée par la société EDF dès lors que celle-ci n'est pas permise par la réglementation.

Suite à des échanges entre l'ASNR et la société EDF, des éléments complémentaires ont été transmis par vos représentants par courriel du 1<sup>er</sup> août 2025 visant à justifier la soudure 1882 M3C2 par une QMOS différente de celle précitée. Ces éléments sont en cours d'analyse par l'ASNR.

#### Elaboration et gestion des régimes de travail radiologiques (RTR)

**Constat d'écart III.2 :** L'article L. 593-42 du code de l'environnement dispose que « *les règles générales, prescriptions et mesures prises en application du présent chapitre et des chapitres V et VI pour la protection de la santé publique, lorsqu'elles concernent la radioprotection des travailleurs, portent sur les mesures de protection collectives qui relèvent de la responsabilité de l'exploitant et de nature à assurer le respect des principes de radioprotection définis à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique* ».

Pour répondre, notamment, aux exigences du code du travail en matière de protection contre les rayonnements ionisants, le référentiel managérial [3] précise que « *pour toutes les activités en zone contrôlée, le Régime de Travail Radiologique (RTR) regroupe et présente les résultats de l'analyse de risques radiologiques et d'optimisation de la radioprotection. Il stipule notamment les actions de radioprotection à contrôler et à mettre en œuvre par les intervenants qui réalisent l'activité* ».

Lors de la visite partielle du réacteur n° 1, une activité de remplacement du té du circuit RRA a été réalisée. Cette activité présentant un enjeu radiologique fort (c'est-à-dire une dosimétrie potentiellement supérieure à 20 H.mSv), le référentiel [3] impose que l'analyse radioprotection de l'activité et les actions d'optimisation en découlant soient validées à travers une instance décisionnelle présidée par un représentant de niveau direction (intitulée « comité ALARA<sup>1</sup> »).

---

<sup>1</sup> La démarche ALARA, signifiant « As Low As Reasonably Achievable », décline l'un des principes de la radioprotection inscrit dans le code de la santé publique, le principe d'optimisation, selon lequel toute exposition justifiée doit être réalisée au plus faible coût dosimétrique possible.

Lors de l'inspection du 22 juillet 2025, vos représentants ont transmis aux inspecteurs le compte-rendu signé par la direction du site le 23 juin 2025 du comité ALARA qui s'est tenu le 6 juin 2025 pour l'activité de remplacement du té du RRA, ainsi que l'avenant au comité ALARA en date du 15 juillet 2025.

Ce compte-rendu mentionne explicitement que « l'intégralité des actions de radioprotection et d'optimisation retenues dans le compte rendu du comité ALARA doit se retrouver dans les RTR, et elles doivent être mises en œuvre par les personnes qui réalisent les activités. La prise en compte du RTR par le chargé de travaux permet de valider que l'ensemble des actions d'optimisation est réellement mis en œuvre sur le chantier ».

Postérieurement à l'inspection du 22 juillet 2025, vos représentants ont également transmis le RTR utilisé par les intervenants lors de l'activité de dépose du té du RRA (référéncé IZ 46703614).

L'analyse de ce RTR met en évidence que les parades suivantes, pourtant identifiées dans le compte-rendu de comité ALARA précité, ne figurent pas dans le RTR :

- personnel formé et entraîné ;
- utilisation de la télédosimétrie et de la phonie.

Afin de vérifier le caractère ponctuel ou répété de cet écart, les inspecteurs ont examiné le 26 août 2025 l'adéquation entre les comités ALARA et les RTR des activités suivantes :

- nettoyage des tubes du système d'instrumentation du cœur (RIC) ;
- modification de supportage du circuit primaire principal (modification matérielle PNPE 1333A) ;
- évacuation des déchets en fond de piscine.

Aucun écart n'a été détecté, l'ensemble des parades identifiées dans les comités ALARA étant reprises dans les RTR correspondant.

Même si l'écart est ponctuel, les inspecteurs vous invitent à faire figurer dans les RTR l'ensemble des parades définies dans les comités ALARA.

#### Mise en œuvre des demandes de modification temporaire des règles générales d'exploitation (DMT RGE)

**Observation III.1** : A l'occasion de la visite partielle du réacteur n° 1, plusieurs activités de maintenance ont été effectuées sous couvert de DMT RGE. Il s'agit notamment :

- de la modification matérielle PNPE 1258 tome C relative à l'alimentation « noyau dur » des générateurs de vapeur et appoint des piscines des BR et BK ;
- de la modification matérielle PNPE 1313 relative à la protection 6,6 kV contre les pertes de phases ;
- de la modification matérielle PNPE 1688 tome B relative à la modification du contrôle-commande « noyau dur ».

Lors de l'inspection du 22 juillet 2025, les plans qualité sûreté (PQS) établis par le site pour décliner les mesures préalables et les mesures compensatoires définies dans les DMT RGE ont été examinés par les inspecteurs, les mesures mentionnées dans les 3 DMT étant rigoureusement identiques.

La mesure préalable n° 2 définie dans les 3 DMT est la suivante : « *L'analyse des écarts de conformité a été réalisée (et elle ne conduit pas à remettre en cause l'applicabilité d'une mesure compensatoire identifiée pour le dossier considéré)* ».



Les inspecteurs ont consulté l'analyse réalisée par l'ingénieur sûreté en arrêt de tranche (ISAT) et ont constaté que les écarts de conformité retenus pour réaliser cette analyse sont ceux mentionnés dans la note référencée D5140NT16057 indice AB intitulée « maîtrise des écarts de conformité lors des phases d'arrêt de tranche », à l'exception de l'écart n° 581 qui est relatif à une anomalie d'étude entre le scénario de rupture d'un tube de générateur de vapeur et le dossier d'amendement niveau cuve.

L'ISAT a indiqué ne pas avoir retenu dans son analyse l'EC 581 car celui-ci est considéré comme résorbé au niveau du réacteur n° 1 suite à la mise en œuvre d'une instruction temporaire de sûreté (ITS) en septembre 2023.

Or, par définition, une ITS n'est pas pérenne et la note précitée indique que « *l'écart est considéré à l'état résorbé [...] dans l'attente d'un traitement pérenne* ». Dès lors, l'écart ne peut être considéré comme clos et aurait dû être pris en compte dans l'analyse menée au titre de la mesure préalable n° 2. Les inspecteurs notent toutefois que cet écart n'a pas d'impact sur l'applicabilité des mesures compensatoires.

**Observation III.2** : Les inspecteurs ont relevé que les mesures compensatoires figurant dans les 3 DMT RGE précitées sont en tout point identiques aux conditions palliatives définies dans les spécifications techniques d'exploitation (STE) pour l'utilisation de la condition limite sur les sources électriques de puissance et/ou de contrôle commande.

Or, que le site soit sous dérogation STE ou non, ces conditions palliatives doivent être respectées. Dans ces conditions, les inspecteurs considèrent que les mesures identifiées dans les DMT RGE précitées n'apportent aucune plus-value d'un point de vue sûreté et ne constituent donc pas à proprement parler des mesures compensatoires, ce qui est également la position du CNPE de Dampierre-en-Burly au regard des éléments de réponse communiqués lors de l'instruction de la DMT STE pour la maintenance préventive et curative du transformateur auxiliaire 9 LGR.

Les inspecteurs invitent donc la société EDF à identifier dans ses DMT RGE des mesures compensatoires pertinentes d'un point de vue sûreté.

**Observation III.3** : Le cahier de quart du réacteur n° 1 a été consulté lors de l'inspection du 22 juillet 2025 afin de vérifier que les événements STE à poser au titre des DMT RGE précitées ont effectivement été posés au tableau des événements.

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants quant à l'absence de la pose de l'évènement de groupe 1\* KRT5 compte tenu que la DMT RGE référencée D455621018983 indice D utilisée lors de la modification PNPE 1258 indique que « *la coupure de voie B n'a pas de conséquence sur la disponibilité des chaînes KRT [système de mesure de la radioactivité] requises en RCD (qui sont alimentées par la voie A), hormis KRT014 MA (évènement KRT 5, gr1\*) dont la gestion est assurée par les termes de la condition limite* ».

Par courriel en date du 28 juillet 2025, vos représentants ont indiqué que la chaîne de mesure de la radioactivité 1 KRT 014 MA est alimentée par la voie électrique A et qu'en conséquence, une coupure voie B comme celle réalisée lors du présent arrêt de réacteur n'a aucun impact sur le fonctionnement de la chaîne de mesure de la radioactivité.

#### Ecart de conformité n° 638

**Observation III.4** : L'écart de conformité n° 638 est relatif à la qualification aux conditions accidentelles des moteurs DVG 003 et 004 ZV (moteurs du système de ventilation des locaux ASG). Le traitement de cet écart consiste à remplacer les moteurs.

Lors de l'inspection référencée INSSN-OLS-2025-0812 du 13 mai 2025, vos représentants avaient indiqué aux inspecteurs que le moteur 1 DVG 004 ZV avait été remplacé en août 2024 et que le moteur 1 DVG 003 ZV serait remplacé avant la mise à l'arrêt du réacteur n° 1 en juin 2025.

Lors de l'inspection du 22 juillet 2025, vos représentants ont indiqué que le remplacement du moteur 1 DVG 003 ZV nécessite la dépose d'une tuyauterie du système de protection incendie JPI. L'inétanchéité d'une des vannes du système JPI ne permettant pas de déposer le tronçon passant sous le moteur 1 DVG 003 ZV, une visite de la vanne JPI inétanche doit être réalisée lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 1 et la requalification associée à cette intervention est à réaliser en fin d'arrêt, lors de la remontée en puissance.

Dans ces conditions, afin de ne pas prolonger la durée de l'arrêt et considérant que le remplacement peut être réalisé lorsque le réacteur est en fonctionnement, le site a pris la décision de réaliser cette intervention après l'arrêt et avant fin 2025, conformément aux engagements pris par la société EDF au niveau national auprès de l'ASNR.

Les inspecteurs regrettent que les dispositions organisationnelles et techniques n'aient pu être prises par le site pour remplacer le moteur 1 DVG 003 ZV avant l'arrêt, comme cela avait été indiqué aux inspecteurs en mai 2025.

#### Ecart de conformité n° 599

**Observation III.5 :** L'écart de conformité n° 599 est relatif au risque d'absence de fonctionnement sous séisme des capteurs du système de réfrigération intermédiaire RRI 005 à 008 SP. Le traitement de cet écart consiste à remplacer les capteurs par un modèle qualifié.

Lors du contrôle mené le 26 août 2026, les inspecteurs ont examiné les dossiers de réalisation des travaux (DRT) relatifs au remplacement des 4 capteurs précités.

Si les activités ont été réalisées par des chargés de travaux différents pour éviter le risque de mode commun de défaillance entre les voies A et B (les capteurs de la voie A ont été remplacés par des intervenants de la société EDF et ceux de la voie B par un prestataire), les inspecteurs ont constaté que l'analyse de risques élaborée pour cette activité (analyse n° 589592) ne mentionnait pas le risque de mode commun de défaillance et les parades retenues par le site.

Les inspecteurs vous invitent à compléter l'analyse de risques associée à cette activité dès lors que celle-ci sera réalisée en 2026 sur d'autres réacteurs du site.

#### Ecart de conformité n° 655

**Observation III.6 :** L'écart de conformité n° 655 est relatif à l'obstruction, par une tresse de mise à la terre, d'un orifice destiné à l'évacuation de condensats au niveau du boîtier de connexion électrique de puissance d'un moteur de servomoteur qualifié K1. Dans ces conditions, les services centraux de la société EDF ont demandé aux CNPE de procéder, pour chaque réacteur, à une vérification des servomoteurs potentiellement concernés (soit 20 équipements pour le CNPE de Dampierre-en-Burly).

Le 26 août 2025, les inspecteurs ont constaté la réalisation effective de cette vérification qui a permis de mettre en évidence 3 servomoteurs concernés. Les DRT relatifs aux remises en conformité ont été examinés et n'appellent pas d'observation.

**Observation III.7 :** Suite à la découverte ces dernières années sur le parc de plusieurs constats de percement des ailettes des cyclones de générateur de vapeur (GV), la disposition transitoire (DT) n° 384 définit la stratégie de maintenance à mettre en œuvre sur ces dispositifs. Cette dernière demande ainsi la prise systématique de clichés photographiques des cyclones des GV afin de pouvoir réaliser un suivi en service plus pertinent.

Lors de l'arrêt pour visite partielle 1P4025, une visite partielle réglementaire (VPr) de chaque GV a été réalisée au titre du programme de base de maintenance préventive référencé PB900-AM443-01 indice 6 (partie secondaire des GV hors faisceau tubulaire). A cette occasion, des photos des cyclones ont été prises et présentées aux inspecteurs le 26 août 2025, photos qui mettent en évidence l'absence de percement.

Les inspecteurs notent également positivement que la gamme de contrôle utilisée pour procéder à la VPr de chaque GV reprend explicitement les exigences figurant dans le PBMP, ce qui constitue une bonne pratique sur laquelle votre attention a été attirée à plusieurs reprises ces dernières années.

#### Surveillance de l'enveloppe interne des venturis double enveloppe

**Observation III.8 :** Plusieurs enveloppes internes des venturis de diaphragmes du système ARE (système d'alimentation en eau des GV) ont été découvertes sur le parc percées par un phénomène de corrosion-érosion. Aussi, la règle nationale de maintenance (RNM) référencée RNM TPAL 513-01 ind3 prescrit la réalisation périodique d'un examen télévisuel et de mesures d'épaisseur de ces enveloppes internes.

Le 26 août 2025, les inspecteurs ont constaté la réalisation des contrôles précités au niveau des diaphragmes 1 ARE 009 / 010 / 011 KD et ont examiné par sondage le rapport référencé D330225019646 indA en date du 22 août 2025 qui fait état des résultats des contrôles menés.

Si l'examen télévisuel a permis de mettre en évidence la présence de corrosion-érosion dans diverses zones des doubles enveloppes, les mesures d'épaisseur réalisées classent ces venturis au niveau « orange » au sens de la RNM précitée (soit « enveloppe interne modérément affectée par la corrosion-érosion »). En application de la RNM, le prochain examen devra être réalisé au plus tard sous 4 cycles.

#### Assemblage combustible non étanche

**Observation III.9 :** Au cours du cycle de fonctionnement précédant l'arrêt 1P4025, l'examen des paramètres radiochimiques surveillés au niveau du circuit primaire a conduit le site à classer le réacteur n° 1 en suspicion de défaut de gainage d'un assemblage combustible. Un ressuage au mât a alors été réalisé lors du déchargement du combustible afin d'identifier le(s) assemblage(s) combustible(s) non étanche(s).

A l'issue du ressuage au mât, réalisé début juillet 2025, un assemblage a été considéré comme « douteux » et a fait l'objet d'un second ressuage en cellule BK afin de statuer sur son état (étanche ou non étanche).

Les inspecteurs ont assisté au ressuage en cellule BK réalisé le 22 juillet 2025 et n'ont pas relevé d'écart lors de l'activité ainsi que par rapport aux prescriptions (qui ont été examinées par sondage) de la règle particulière de conduite référencée D4550.37-11/5803 relative à la détection des assemblages de combustible non étanches par la méthode du ressuage.

Par courriel en date du 29 juillet 2025, vos représentants ont transmis les résultats des prélèvements liquides et gazeux réalisés au moment de l'activité de ressuage ; les valeurs mesurées vous ont permis de conclure à l'étanchéité de l'assemblage combustible.

Activité de remplacement des joints de culasses du diesel 1 LHQ 201 GE

**Observation III.10** : Lors de l'examen du dossier de suivi d'intervention (DSI) relatif au remplacement des joints de culasses du diesel 1 LHQ 201 GE, les inspecteurs ont constaté qu'une phase de contrôle technique d'une étape de cette activité avait été signée à une date antérieure à la phase de réalisation de ladite étape.

Vos représentants ont expliqué cette situation par le fait que l'agent réalisant l'étape avait oublié de signer le DSI le 27 juillet 2025 et ne l'avait signé que le lendemain, lors de sa prise de poste afin de régulariser la situation. Un rappel sur les principes de l'assurance qualité a été effectué aux intervenants concernés.

**Observation III.11** : Préalablement à la réalisation d'une activité de maintenance, une analyse de risques (AdR) doit être rédigée afin d'une part d'identifier les risques associés à l'activité et d'autre part de définir des parades visant à limiter voire supprimer les risques identifiés.

La consultation de l'AdR élaborée pour l'activité précitée a mis en évidence l'existence d'une parade (réalisation d'un essai du détecteur de survitesse) inadaptée au regard de l'intervention à réaliser et ce alors que l'AdR avait été spécifiquement rédigée pour le changement des joints de culasses.

Les inspecteurs attirent votre attention sur le fait que les risques et parades doivent être représentatifs de l'activité à réaliser.

Pollution des lignes d'asservissement des soupapes SEBIM®

**Observation III.12** : Suite à des constats de pollution de la ligne d'asservissement des soupapes SEBIM® à l'issue de la modification matérielle PNPP 1595, la directive particulière n° 395 prescrit la réalisation de contrôles sur les soupapes 1 RCP 018 / 019 / 021 / 022 VP du CNPE de Dampierre-en-Burly.

Le 26 août 2025, les inspecteurs ont examiné les gammes relatives aux contrôles réalisés sur l'arrêt 1P4025 et n'ont pas mis en évidence d'écart, l'absence de pollution résiduelle ayant été constatée.

Contrôle du montage du gyrocyclone sur les pompes des systèmes RIS et EAS

**Observation III.13** : La directive particulière n° 392 est relative au contrôle visuel du bon montage du chapeau et du boîtier du gyrocyclone des pompes RIS et EAS. Pour le réacteur n°1 du CNPE de Dampierre-en-Burly, ce contrôle a été réalisé lors de l'arrêt 1P4025 et aucun écart n'a été détecté. Les inspecteurs ont constaté qu'afin d'éviter le risque de mode commun de défaillance, les contrôles ont été effectués par des chargés de travaux différents pour les pompes RIS et EAS des voies A et B.

Activités de ressuage et de soudage au titre de la modification matérielle PNPE 1932

**Observation III.14** : La modification matérielle PNPE 1932 est relative à l'installation de piquages au niveau des doubles enveloppes de tuyauteries RIS et EAS. Lors de l'inspection du 29 juillet 2025, les inspecteurs ont pu contrôler des activités de ressuage et de soudage sur ces nouveaux piquages et ont constaté une bonne maîtrise de celles-ci par les intervenants. Le contrôle documentaire réalisé (AdR, DSI, DMOS, qualification soudeur...) s'est par ailleurs avéré satisfaisant.

**Observation III.15** : La modification matérielle PNPE 1389 vise à résorber l'écart de conformité n° 429 et consiste en l'installation de capacités d'air et de la robinetterie associée au niveau des vannes d'isolement des lignes de retour au joint n° 1 des pompes primaires référencées RCP 131 / 231 / 331 VP.

Le 26 août 2025, les inspecteurs ont examiné les procédures d'exécution d'essais référencées PEE SAR 100, SAR 001 et SAR 320 effectués à la suite des travaux et n'ont pas relevé d'écart.

»

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.

L'adjointe à la cheffe de la division d'Orléans

**Signée par : Fanny HARLÉ**