

Division d'Orléans

Référence courrier : CODEP-OLS-2025-032941

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

Orléans, le 23 mai 2025

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84
Lettre de suite de l'inspection du 13 mai 2025 sur le thème « préparation de l'arrêt pour visite
partielle du réacteur n° 1 »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2025-0812 du 13 mai 2025

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Dossier initial d'arrêt de tranche 1 : présentation de l'arrêt et liste des travaux (référéncé D5140CR25003 indice A du 7 mars 2025)
[3] Lettre de position générique pour la campagne d'arrêts de réacteur de l'année 2025
[4] 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
[5] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[6] Rapport de conclusions du quatrième réexamen périodique du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly référéncé D5140NT22026 du 1^{er} février 2022

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 le 13 mai 2025 dans le CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « préparation de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 1 ».

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 la préparation de la visite partielle (VP) du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly qui débutera en juin 2025 (arrêt dénommé 1P4025).

Cette inspection a consisté en un contrôle par sondage de divers documents en lien avec la préparation de l'arrêt et avait pour objectif complémentaire d'établir le plan de contrôle des activités identifiées comme à enjeu durant l'arrêt par l'ASNR. De ce fait, elle s'inscrit dans un cadre plus large de suivi d'arrêt, qui permettra d'intégrer d'autres thématiques non abordées durant cette inspection.

Après une présentation par le CNPE du déroulé prévu de l'arrêt et des principales activités de maintenance qui seront réalisées, les inspecteurs ont effectué par sondage une analyse :

- de la prise en compte dans le dossier de présentation d'arrêt (DPA) [2] des activités à enjeux abordées dans la lettre de position générique 2025 [3] transmise à l'ensemble des CNPE du parc nucléaire français en fin d'année 2024 et intégrant des demandes de l'ASNR ;
- de la programmation de la résorption des écarts de conformité concernant le réacteur n° 1 ;
- de la déclinaison de plusieurs demandes particulières (DP) prescrites par les services centraux de la société EDF visant à procéder à des contrôles de certains équipements au regard d'écarts constatés sur le parc ;
- de la réalisation de modifications matérielles pendant l'arrêt, notamment celles en lien avec l'intégration des modifications dites du lot B dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs du palier 900 MWe (RP4 900) ;
- des plans d'actions des constats et écarts concernant des EIP (Elément Important pour la Protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement).

Il ressort de cet examen par sondage le caractère globalement complet du DPA [2] au regard des exigences de la lettre [3] et de la décision [4], même si des compléments, repris dans la présente lettre de suites, devront être apportés lors de la mise à jour du dossier déposé une semaine avant le début de l'arrêt.

Concernant les modifications matérielles, les inspecteurs ont noté que des modifications annoncées par la société EDF comme étant à réaliser lors du lot B du quatrième réexamen périodique ne le seront pas lors de l'arrêt 1P4025 qui est identifié comme étant une « visite partielle lot B » ; les inspecteurs attirent votre attention sur la nécessité de prendre les dispositions organisationnelles nécessaires pour que les échéances définies dans la décision n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 soient respectées. En effet, certaines modifications devront être réalisées au plus tard le 6 février 2027 et vos représentants ne disposent pas de la part de vos services centraux de l'échéance de déploiement de celles-ci.

L'inspection du 13 mai 2025 a également permis de mettre en évidence une caractérisation et un traitement de certaines anomalies matérielles perfectibles, tout particulièrement en ce qui concerne une tuyauterie incendie du système de production d'eau JPP pour lequel je vous demande de réaliser les travaux nécessaires sous un mois (cf. demande I.1 de la présente lettre de suites).

Enfin, les constats effectués lors de la présente inspection concernant la planification des interventions sur des matériels redondants lors d'un même arrêt et la gestion des aménagements aux règles de suivi en service des équipements sous pression doivent vous amener à modifier votre organisation actuelle pour éviter le renouvellement de ces constats.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Caractérisation et traitement d'un écart

L'arrêté [5] fixe les dispositions et définitions suivantes :

- article 1.3 : écart : *non-respect d'une exigence définie, ou non-respect d'une exigence fixée par le système de management intégré de l'exploitant susceptible d'affecter les dispositions mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement* ;
- article 1.3 : exigence définie : *exigence assignée à un élément important pour la protection, afin qu'il remplisse avec les caractéristiques attendues la fonction prévue dans la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, ou à une activité importante pour la protection afin qu'elle réponde à ses objectifs vis-à-vis de cette démonstration* ;
- article 2.6.2 : *l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart* ;
- article 2.6.3 : *l'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à [...] définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées, mettre en œuvre les actions ainsi définies* ;

Lors de l'inspection du 13 mai 2025, les inspecteurs ont examiné le plan d'action (PA) n° 314 481 relatif à la mise en place d'un collier autour d'une tuyauterie incendie du système JPP (système de production d'eau incendie). A l'examen de ce PA, les inspecteurs ont constaté que le collier a été installé en octobre 2022 pour résorber temporairement une fuite pleine paroi sur la tuyauterie et que la réparation, initialement prévue en 2023 et qui consiste à remplacer le tronçon de tuyauterie concerné par la fuite, n'avait toujours pas été réalisée à la date du 12 mai 2025. Vos représentants n'ont pas été en mesure de fournir une échéance de résorption de cette anomalie sachant que les travaux peuvent être réalisés lorsque les réacteurs sont en fonctionnement.

Les inspecteurs ont par ailleurs relevé que l'anomalie précitée n'a pas été caractérisée par vos équipes de manière satisfaisante au titre du référentiel « écarts » puisqu'il a été estimé qu'elle relevait d'un constat et non d'un écart. Or, les inspecteurs considèrent que l'étanchéité d'une tuyauterie incendie est par essence même une exigence définie associée à celle-ci (cf. définition supra) et qu'en conséquence, la présence d'une fuite pleine paroi doit nécessairement être caractérisée en écart.

Au regard des éléments supra, les inspecteurs considèrent que les dispositions des articles 2.6.2 et 2.6.3 précitées n'ont pas été respectées dans le cadre du traitement de cet écart et qu'il y a lieu d'engager les actions curatives nécessaires dans les plus brefs délais.

Demande I.1 : procéder sous un mois à la réparation de la tuyauterie incendie JPP concernée par le PA n° 314 481.

Task-Force 23-17

A la suite de la découverte d'équipements sous pression fabriqués selon le décret du 18 janvier 1943 portant règlement sur les appareils à pression de gaz pour lesquels la température maximale admissible (TS) était susceptible d'être dépassée en cas de période « grands chauds », la task-force nationale n° 23-17 a été ouverte par la société EDF afin de gérer cette problématique affectant plusieurs réacteurs du parc nucléaire français.

68 récipients sont concernés sur le CNPE de Dampierre-en-Burly par cette task-force dont 16 pour lesquels une intervention notable de surélévation de température était *a priori* nécessaire dès lors que la TS de ces équipements est de 50°C (les équipements concernés étant les récipients x SAR 019 à 022 BA) et que les études grands

chauds menées par EDF montraient l'atteinte potentielle d'une température de 53,9°C dans les locaux dans lesquels sont implantés ces équipements.

Les échanges avec vos représentants lors de l'inspection du 13 mai 2025 ont permis de mettre en évidence l'existence d'une fiche de communication établie par vos services centraux, référencée D455624065603 en date du 31 janvier 2025, dans laquelle la température maximale pouvant être atteinte en période « grands chauds » dans les locaux abritant les équipements précités est désormais d'environ 44°C, ce qui est compatible avec une TS de 50°C et rend ainsi non nécessaire la réalisation d'interventions notables au sens de l'arrêté du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simples.

Cependant, vos représentants ont indiqué que les plaques signalétiques de plusieurs soupapes protégeant les équipements x SAR 019 à 022 BA mentionnent une TS de 20°C, ce qui constitue un écart dès lors que la TS des équipements protégés est supérieure à 20°C.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser au jour de l'inspection s'il s'agit uniquement d'une erreur sur la plaque signalétique des soupapes (si le site dispose par exemple d'un état descriptif des soupapes mentionnant une TS compatible avec les équipements protégés) ou d'un écart avéré à l'arrêté du 20 novembre 2017 précité, auquel cas les soupapes doivent être remplacées dans les plus brefs délais ou les équipements protégés mis hors en service dans l'attente du remplacement des soupapes.

Demande I.2 : justifier sous une semaine de la compatibilité des soupapes avec les équipements x SAR 019 à 022 BA qu'elles protègent. En cas d'écart avéré, procéder dans les plus brefs délais à un remplacement des soupapes ou à la mise hors service des équipements qu'elles protègent.

80

II. AUTRES DEMANDES

Intervention sur des matériels redondants

L'article 3.1 de l'arrêté [5] 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 [4] fixe 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 les éléments justifiant de la réalisation de ces interventions sur un même arrêt, la liste des activités concernées, identifiées en phase préparatoire de l'arrêt, et les dispositions mises en œuvre pour limiter ce risque ».

Les inspecteurs ont constaté l'absence dans le DPA [2] d'une réelle justification quant à la réalisation de ces interventions sur un même arrêt.

En effet :

- pour les activités d'inspection périodique des échangeurs 1 RRA 001 et 002 RF, il est indiqué pour justification « activité 40M VP/VD ». Les inspections périodiques d'un équipement sous pression nucléaire étant à réaliser à une périodicité maximale de 40 mois, rien n'empêche ainsi d'anticiper une inspection périodique d'un échangeur, de sorte à ce que les inspections périodiques des échangeurs redondants ne soient pas réalisées sur le même arrêt, le DPA [2] ne précisant pas si la périodicité précitée est en butée pour les deux échangeurs ou non ;
- pour les activités de visite interne des robinets 1 RRI 040 et 041 VN, le DPA [2] n'indique pas si la périodicité de 12 cycles définie par le programme de maintenance AP913 arrive en butée sur l'arrêt 1P4025 ou si une visite peut être décalée sur un arrêt suivant ; il en va de même pour le remplacement des joints sur les diaphragmes 1 RCV 021 / 022 / 023 DI (activité à périodicité 15 ans) ;
- pour les visites de type 2 des moto-ventilateurs 1 DVC 003 et 004 ZV (périodicité 4 cycles $\pm$ 1 cycle), vos représentants ont indiqué que la dernière visite de type 2 sur 1 DVC 003 ZV a été réalisée lors de l'arrêt pour visite partielle 1P3619 et celle sur 1 DVC 004 ZV lors de l'arrêt pour économie combustible réalisé en 2021. Les inspecteurs en concluent donc que les deux visites de type 2 mentionnées au DPA [2] pourraient ne pas être réalisées lors de l'arrêt 1P4025 dès lors que la périodicité maximale n'est pas atteinte pour le moto-ventilateur 1 DVC 004 ZV et qu'il n'est donc pas justifié de réaliser ces deux activités lors de l'arrêt 1P4025 ;
- pour les visites de type 3 des ventilateurs 1 RRM 001 et 002 ZV, vos représentants ont indiqué que la visite sur 1 RRM 001 ZV a finalement été reportée sur l'arrêt pour visite partielle 1P4227, la visite sur 1 RRM 002 ZV restant quant à elle prévue sur l'arrêt ; le DPA [2] est donc à mettre à jour en ce sens.

De cet examen par sondage, il ressort qu'il est nécessaire que le site vérifie que l'ensemble des interventions sur des matériels redondants mentionné dans le DPA [2] soit réalisé sur l'arrêt pour visite partielle 1P4025 en raison de l'atteinte de la périodicité maximale définie par les programmes de maintenance afférents ; à défaut, un recalage du préventif est à étudier par vos équipes afin de limiter les interventions sur des matériels redondants lors du même arrêt. En tout état de cause, pour les activités à risque de mode commun qui seraient réalisées sur l'arrêt, il conviendra de vous assurer du caractère suffisant des lignes de défense mises en place et du respect de ces dernières.

Demande II.1 : pour les activités mentionnées dans le DPA [2] en réponse à la demande DPA n° B-12 de la lettre [4], vérifier que celles-ci arrivent toutes en butée des périodicités maximales définies par les programmes de maintenance et d'essais. A défaut, étudier l'opportunité de procéder à un recalage du préventif pour limiter les interventions sur des matériels redondants lors du même arrêt.

Pour les activités arrivant en butée et qui seront à réaliser lors de l'arrêt 1P4025, étudier la mise en œuvre d'une programmation pluriannuelle permettant la réalisation de ces activités sur 2 arrêts distincts pour la prochaine échéance de maintenance préventive.

Aménagement aux règles de suivi en service d'un équipement sous pression

La décision n° CODEP-OLS-2024-070728 du 19 décembre 2024 est relative à la délivrance d'un aménagement aux règles de suivi en service (ARSS) concernant la requalification périodique des équipements sous pression 1, 2 et 3 GCT 610 TY B implantés sur le CNPE de Dampierre-en-Burly.

L'article 3 de la décision précitée est relatif à une mesure compensatoire dans le cadre de l'ARSS et dispose qu'« EDF, dans l'attente de la survenue d'un arrêt de réacteur permettant de réaliser les contrôles de zones particulières mentionnées à l'article 2, réalise l'examen visuel externe des tuyauteries 1, 2 et 3 GCT 610 TY B, selon une périodicité n'excédant pas 2 mois ».

Lors de leur contrôle mené le 13 mai 2025, les inspecteurs ont souhaité consulter les trois derniers comptes rendus relatifs à l'examen visuel de la tuyauterie 1 GCT 610 TY B.

Les examens ayant été réalisés les 16 janvier, 5 mars et 13 mai 2025, il s'est avéré que la périodicité bimestrielle fixée à l'article 3 supra n'a pas été respectée, ce qui vous a conduit à déclarer un évènement significatif pour la sûreté le 19 mai 2025.

Dans la demande d'ARSS, il était par ailleurs indiqué que « l'exploitant s'engage à réaliser au plus tôt en TEM [tranche en marche] tout geste de l'inspection de requalification réalisable tuyauterie en exploitation ». Or, à l'examen par les inspecteurs du programme de contrôle de la tuyauterie approuvé par un organisme habilité et malgré les échanges avec vos représentants, ces derniers n'ont pas été en mesure de préciser les contrôles réalisés en TEM le 31 mars 2025.

Demande II.2 : préciser les gestes de contrôles de la tuyauterie 1 GCT 610 TY B réalisés le 31 mars 2025 dans le cadre de sa requalification périodique.

Déploiement des modifications matérielles

La décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021 prescrit la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe (dit RP4 900), ainsi que des dispositions supplémentaires que l'ASN a considérées nécessaires pour atteindre les objectifs de ce réexamen. Suite à une demande de report formulée par EDF des échéances de certaines des prescriptions de cette décision, une décision modificative (n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023) a été prise par l'ASN.

Dans le cadre du dossier déposé pour le quatrième réexamen périodique, la société EDF avait indiqué que le programme industriel relatif aux modifications matérielles se déclinerait selon trois phases de réalisation des travaux sur les installations, notamment pour tenir compte de l'ampleur de ceux-ci :

- la phase A : celle-ci correspond aux modifications des installations déployées lorsque le réacteur est en fonctionnement ou durant les arrêts de type visite décennale (phase terminée pour le réacteur n° 1 de Dampierre-en-Burly) ;
- la phase B : celle-ci correspond à des modifications déployées lorsque le réacteur est en fonctionnement ou durant les arrêts de réacteur avec une échéance de réalisation au plus tard 5 ans après la remise du Rapport de Conclusions du Réexamen (RCR) ;
- la phase « Compléments Phase B » : elle comprend le déploiement de certaines modifications issues de l'instruction du 4^{ème} réexamen périodique par l'ASN qui, compte tenu de leur nature, devront être réalisées au plus tard 6 ans après le dépôt du RCR.

Des modifications dites à planification « spécifique » seront également à réaliser, celles-ci disposant d'échéance calendaire spécifiques.

Lors de l'inspection du 13 mai 2025 et considérant que l'arrêt pour visite partielle 1P4025 du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly est un arrêt lors duquel l'intégration des modifications matérielles de la phase B sera réalisée, les inspecteurs ont souhaité contrôler le respect du calendrier de déploiement des modifications matérielles objet du RP4 900, celui ayant par ailleurs été précisé dans le courrier référencé D455622006574 et dans le RCR [6].

Si vos représentants ont été en mesure de faire un point sur l'état d'avancement de l'intégration de la plupart des modifications matérielles dites « phase B » du RP4 900, les inspecteurs ont constaté que vos équipes n'ont actuellement pas d'échéancier défini pour l'intégration des modifications suivantes qui sont pourtant mentionnées comme étant à réaliser en phase B dans les deux documents précités :

- modification PNPE 1119 relative aux protections passives de l'îlot nucléaire à l'agression « tornades » ;
- modification PNPE 1393 relative à l'asservissement de la fermeture du système de détection d'hydrogène SGZ à la détection incendie du système JDT ;
- modification PNPE 1405 relative à la protection incendie en station de pompage ;
- modification PNPE 1420 relative au remplacement de portes coupe-feu.

Les inspecteurs notent toutefois que les échéances définies par la décision n° 2023-DC-0774 du 19 décembre 2023 pour ces modifications ne sont à ce jour pas dépassées mais attirent votre attention sur le fait qu'une partie des travaux de la modification PNPE 1393 doit être réalisée lorsque le réacteur est à l'arrêt. Dans ces conditions, la non programmation de cette modification sur l'arrêt 1P4025 entraînera nécessairement la réalisation de celle-ci sur l'arrêt pour simple rechargement programmé en 2026 dès lors que l'échéance définie par la décision supra est le 6 février 2027.

Demande II.3 : préciser, avec l'appui de vos services centraux, le calendrier de déploiement des quatre modifications précitées.

La modification matérielle PNPE 1346 consiste à ajouter une manchette sur un circuit alimentant le réservoir RCV 002 BA afin de supprimer la possibilité d'un mélange oxygène/hydrogène pouvant se former dans ce réservoir à cause d'une erreur de lignage et réduire ainsi le risque d'explosion à l'intérieur de ce réservoir.

Interrogés sur le déploiement de cette modification qui est à réaliser en phase B selon le RCR [6], vos représentants ont indiqué que celle-ci a été annulée et remplacée par la modification PNRS 1024. Cette dernière ne comporterait plus de travaux mais serait une modification dite « intellectuelle » (consistant en la mise à jour de divers documents d'exploitation par exemple).

Demande II.4 : préciser le calendrier de déploiement de la modification PNRS 1024 et le service du CNPE de Dampierre-en-Burly en charge de la réalisation de celle-ci. Expliciter les raisons ayant poussé la société EDF à remplacer une modification matérielle par une modification intellectuelle et démontrer l'absence de régression du niveau de sûreté du fait de cette nouvelle orientation.

Enfin, dans le RCR [6], vous aviez indiqué que la modification matérielle PNPE 1309 relative à la fiabilisation des mesures de débit réalisées sur les ventilateurs des bâtiments abritant les diesels serait déployée en 2024. L'inspection du 13 mai 2025 a permis de constater que cette modification n'a pas été réalisée à ce jour et vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser une échéance de déploiement.

Demande II.5 : préciser les raisons pour lesquelles la modification PNPE 1309 n'a pas pu être déployée à l'échéance mentionnée dans le RCR [6] et indiquer la nouvelle échéance de réalisation.

Traitement des PA

Dans le cadre de la vérification du respect des dispositions des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté [5], les inspecteurs ont examiné le 13 mai 2025 l'état d'avancement du traitement d'une vingtaine de PA affectant le réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly.

De cet examen et en complément de la demande I.1, il ressort les éléments suivants :

- le PA n° 11 321 est relatif à une problématique d'usure de deux conduits installés au niveau de la cuve du réacteur. Si les inspecteurs ont relevé que des inspections télévisuelles sont réalisées lors de chaque

arrêt du réacteur afin de vérifier l'absence d'évolution des dégradations, ils ont également constaté qu'aucune échéance de traitement de cette problématique n'est à ce jour définie par la société EDF et ce alors que celle-ci a été constatée en 2014.

Demande II.6 : préciser, avec l'appui de vos services centraux, l'échéance de traitement de la problématique d'usure des conduits portée par le PA n° 11 321.

- les PA n° 356 115 et 356 117 sont relatifs au non-respect d'une exigence d'un programme de base de maintenance préventive (PBMP) relative au remplacement des plaques des échangeurs 1 RRI 001 et 003 RF. Ces plaques doivent être remplacées au plus tard tous les 15 ans et la dernière opération a été réalisée en 2007.

Par courrier référencé D455025002015 d'avril 2015, vos services centraux vous ont accordé une dérogation pour remplacer les plaques au plus tard lors de l'arrêt 1P4227 compte tenu de la difficulté à obtenir les pièces de rechange nécessaires.

Ce report est conditionné au respect d'un certain nombre de mesures compensatoires comme le respect d'une température maximale de 55°C au niveau des échangeurs.

Interrogés sur l'analyse de la disponibilité des échangeurs RRI au sens des spécifications techniques d'exploitation (STE) du réacteur n° 1 et sur le respect des mesures compensatoires définies dans le courrier précité, vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter les éléments au jour de l'inspection.

Par ailleurs, vos représentants n'ont pas pu justifier de l'absence d'ouverture de PA pour les échangeurs 1 RRI 002 et 004 RF alors que la situation est identique.

Demande II.7 : justifier de la disponibilité des échangeurs RRI au sens des STE du réacteur n° 1 et du respect des mesures compensatoires définies dans le courrier référencé D455025002015. Expliciter les raisons pour lesquelles aucun PA n'a été ouvert pour les échangeurs 1 RRI 002 et 004 RF.

- le PA n° 542 059 est relatif à l'absence de freinage sur la garniture mécanique de la pompe 1 RCV 002 PO. Les inspecteurs ont constaté qu'une fiche de caractérisation de constat a été envoyée à votre entité nationale UTO le 15 janvier 2025 et que vous n'avez pas eu de retour à ce jour, l'échéance annoncée par UTO étant le 30 juin 2025.

Les inspecteurs attirent votre attention sur le fait que l'article 2.6.2 dispose que « l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart » et qu'un délai de presque 6 mois ne peut être considéré comme répondant à la notion précitée de « plus brefs délais », ce d'autant plus si cette absence de freinage remet en cause la qualification aux conditions accidentelles de la pompe.

Demande II.8 : transmettre la position de l'entité nationale UTO sur la fiche de caractérisation de constat associée au PA n° 542 059.

Complétude du dossier de présentation d'arrêt

L'article 2.1.2 de l'annexe à la décision [4] dispose que « le dossier de présentation de l'arrêt expose :

- a) les activités envisagées pour le maintien de la conformité de l'installation incluant les principales activités programmées au cours de l'arrêt sur des EIP » (Eléments Importants pour la Protection des intérêts) ».

L'article 2.2.1 de ladite annexe précise quant à lui que « l'exploitant met à jour le dossier de présentation de l'arrêt au vu de l'évolution, avant l'arrêt du réacteur, des activités programmées pendant l'arrêt et en y ajoutant la planification des principales activités programmées et celle des activités de modifications de l'installation. Au plus tard une semaine avant le début de l'arrêt, il transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire les évolutions apportées au dossier ».

En complément et dans le cadre de la préparation de la campagne d'arrêts de réacteur, l'ASN communique annuellement à la société EDF une lettre de position générique (LPG) précisant l'organisation pour le contrôle des arrêts de réacteur retenue par l'ASN, les demandes à caractère général et les demandes à caractère technique qui s'appliqueront à tous les arrêts.

L'examen du DPA [2] réalisé par les inspecteurs dans le cadre de la préparation de la présente inspection ainsi que les échanges avec vos représentants lors de celle-ci ont permis de montrer que le dossier [2] est globalement de bonne qualité et répond aux exigences de l'article 2.1.2 précité et de la lettre de position [3].

Toutefois, les erreurs ou oublis suivants ont été détectés et devront être pris en compte lors de la transmission du DPA une semaine avant le début de l'arrêt :

- la prise en compte de la demande particulière n° 414 relative à la modification d'un logiciel du cycleur RGL (système de commande des grappes) n'est pas mentionnée dans le DPA, de même que les contrôles à réaliser au titre de la demande particulière n° 411 (nettoyage de la paroi interne des ensembles porte KD ARE) ;
- les dispositions mises en œuvre pour limiter le risque de mode commun de défaillance en cas d'intervention sur des matériels redondants ne sont pas précisées pour les activités relevant du métier machines statiques et robinetterie (MSR) (cf. demande DPA n° B-12 de la LPG [4]) ;
- la visite de type 3 du ventilateur 1 RRM 001 ZV a finalement été reportée sur l'arrêt pour visite partielle 1P4227.

80

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

Contrôle des ancrages

Observation III.1 : au regard des événements significatifs déclarés par la société EDF à l'échelle du parc nucléaire français relatifs à des défauts d'ancrages de matériels EIPS, l'ASNR a demandé dans la lettre [3] que le DPA présente pour chaque arrêt et pour les contrôles réalisés au titre de la deuxième application des PBMP ancrages :

- le nombre de contrôles déjà réalisés avant l'arrêt au titre des différents PBMP et le nombre de contrôles restant à effectuer au titre des différents PBMP ;
- les activités prévues sur l'arrêt (contrôles prévus et remises en état faisant suite à des contrôles antérieurs à l'arrêt).

Les inspecteurs notent à l'examen du DPA [2] qu'il est prévu très peu de contrôles sur l'arrêt 1P4025 au titre des PBMP ancrages et attirent votre attention sur la planification pluriannuelle de ces contrôles qui a représenté une charge significative lors de la première application des PBMP ancrages.

Application des demandes particulières

Observation III.2 : les inspecteurs ont examiné l'intégration au niveau du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre-en-Burly des demandes particulières n° 417, 412, 403, 377 et 333 ; aucun écart n'a été relevé.

Ecart de conformité n° 638

Observation III.3 : L'écart de conformité n° 638 est relatif à la qualification aux conditions accidentelles des moteurs DVG 003 et 004 ZV. Le traitement de cet écart consiste à remplacer les moteurs. Lors de l'inspection du 13 mai 2025, vos représentants ont indiqué que le moteur 1 DVG 004 ZV a été remplacé en août 2024 et que le moteur 1 DVG 003 ZV sera prochainement remplacé, avant la mise à l'arrêt du réacteur n° 1 en juin 2025.

Les inspecteurs n'ont pas pu consulter le rapport de fin d'intervention relatif au remplacement du moteur 1 DVG 004 ZV attendu que celui-ci n'a pas été intégré à ce jour dans votre application informatique EAM et ce plus de 9 mois après la fin des travaux.

Les inspecteurs vous invitent à prendre les dispositions nécessaires pour corriger cette situation dans les meilleurs délais.

☺

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, à l'exception des demandes I.1 et I.2 pour lesquelles des délais plus courts ont été fixés, 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).

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