

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2019-040854

Orléans, le 7 octobre 2019

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

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre – INB n° 84
Inspection n° INSSN-OLS-2019-0616 des 3, 5 juillet, 1^{er}, 14, 29 août, 18 et 23 septembre 2019
« Inspections de chantiers – réacteur n° 1 »

Réf. : Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, plusieurs inspections inopinées ont eu lieu les 3, 5 juillet, 1^{er}, 14, 29 août, 18 et 23 septembre 2019 à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly à l'occasion de l'arrêt pour maintenance de type visite partielle (VP) du réacteur n° 1.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

Dans le cadre de la visite partielle du réacteur n° 1 du site de Dampierre-en-Burly, les inspections des 3, 5 juillet, 1^{er}, 14, 29 août, 18 et 23 septembre 2019 avaient pour objectif de contrôler les travaux de maintenance, notamment sous l'angle lié à la sûreté des installations. Ces inspections ont concerné des chantiers localisés dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), le bâtiment combustible (BK), les locaux diesels (LHP et LHQ), les locaux des motopompes et de la turbopompe ASG, le bâtiment électrique (BL), la station de pompage, les galeries SEC associées, les locaux RRI (refroidissement intermédiaire du réacteur), le magasin des outillages contaminés ainsi que la salle des machines.

Lors du contrôle du 14 août 2019, les inspecteurs ont réalisé une supervision de l'organisme mandaté par l'ASN pour réaliser l'épreuve hydraulique décennale de la boucle n° 1 des circuits secondaires principaux (CSP) du réacteur n° 1. Lors de cette supervision, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts de responsabilité EDF. Plusieurs de ces écarts ont été corrigés lors de l'arrêt du réacteur et d'autres devront faire l'objet de corrections ultérieures.

De manière générale, il ressort que le site a su montrer une bonne prise en compte des remarques des inspecteurs pour les écarts les plus notables mis en lumière lors des différents contrôles effectués.

Le plan d'actions radioprotection actuellement en cours de déploiement sur le site de Dampierre a permis d'avancer sur plusieurs sujets. Toutefois, la présence d'écarts récurrents témoignent de la nécessité de poursuivre les actions entreprises afin d'atteindre une maîtrise adéquate de cette thématique.

Des écarts qualité dans le renseignement des dossiers de suivi d'intervention et des écarts matériels (non-conformités identifiées sur des matériels par rapport aux plans de montage de ces derniers) ont été observés à plusieurs reprises. Ces constatations ayant également un caractère récurrent, interrogent sur la suffisance de vos contrôles faits pour vérifier la conformité de vos installations par rapport aux exigences qui lui sont applicables.

De plus, ces inspections ont également mis en avant des problèmes inacceptables de qualité des contrôles des interventions, à différents niveaux, et notamment au niveau du CNPE, ayant abouti à la validation de données non conformes entraînant la transmission à l'ASN d'informations erronées dans les bilans réglementaires liés au redémarrage du réacteur n° 1. De nombreux écarts sur l'application des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) des équipements des CPP (circuit primaire principal) et CSP (circuits secondaires principaux), approuvés par l'ASN, ont été relevés lors des inspections de chantiers.

Les écarts observés sont listés dans le présent courrier et font l'objet de demandes d'actions correctives et/ou d'informations complémentaires.

A Demandes d'actions correctives

Remise en service du CPP et des CSP

L'article 14 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du CPP et des CSP des réacteurs nucléaires à eau sous pression dispose que *« l'exploitant s'assure, par une surveillance durant le fonctionnement et par des vérifications et un entretien appropriés, que les appareils et leurs accessoires, notamment les dispositifs de régulation et de décharge, de protection contre les surpressions et d'isolement, demeurent constamment en bon état et aptes à remplir leurs fonctions en conditions normales et accidentelles »*.

Dans le cadre de l'arrêt du réacteur n° 1, le CNPE a réalisé différentes activités, et notamment des opérations de maintenance sur des équipements faisant partie du CPP ou des CSP, en application de l'article 14 de l'arrêté du 10 novembre 1999. Ces opérations sont encadrées par des PBMP, qui sont approuvés par l'ASN. En fin d'arrêt, avant remise en service du CPP et des CSP, le CNPE transmet à l'ASN un bilan des activités effectuées sur le CPP et les CSP en application de l'article 16 de l'arrêté du 10 novembre 1999. Lors de l'arrêt, ces activités sont également considérées conformes ou non selon les aléas rencontrés.

La journée d'inspection du 29 août 2019, consacrée à la préparation de la remise en service du CPP et des CSP, s'est déroulée sur la base d'activités considérées *« réalisées conformes »* par le CNPE.

Ainsi, les inspecteurs ont contrôlé par sondage la bonne application des PBMP suivants :

- PBMP 900 AM 050-05 ind.2 : visite interne du clapet du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (GV) 1ASG029VD ;
- PBMP 900 AM 050-05 ind.2 : visite interne du clapet du système d'alimentation en eau normale des GV 1ARE042VL ;
- PBMP 900 AM 400-03 ind.2 : contrôle à chaud/froid des dispositifs autobloquants (DAB) de plusieurs systèmes du CPP et CSP ainsi que les contrôles réalisés sur banc de plusieurs DAB de ces mêmes circuits ;
- PBMP 900 AM 050-07 ind.2 : visites internes des robinets électriques VELAN DN250 1RRA014 et 015VP du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Pour les activités précitées, le CNPE avait précisé dans le bilan 110°C que ces activités avaient été réalisées conformes, c'est à dire sans écart détecté.

Lors de l'inspection de décembre 2018 (INSSN-OLS-2018-0651) sur le thème de l'application de l'arrêté du 10 novembre 1999, les documents qui avaient été demandés par les inspecteurs (modes opératoires et rapports d'expertise) ne traçaient pas l'ensemble des opérations prescrites par les PBMP, ce qui ne permettait pas de conclure sur la réalisation effective de ces opérations. Il avait donc été demandé au CNPE de réaliser une analyse des rapports d'expertise déclinant l'ensemble des PBMP relatifs aux CPP et CSP et de relever toutes les opérations prescrites par ces PBMP n'ayant pas été réalisées ou tracées.

Le CNPE avait répondu dans son courrier du 13 mai 2019 (référéncé D453319026411) : « *Des contrôles par sondage ont été initiés sur un certain nombre de prescriptifs soumis à l'article 14 de l'AM du 10 novembre 1999 afin de vérifier que l'ensemble des exigences issues des PBMP soient bien reprises dans les instructions des documents opératoires. Ces contrôles n'ont pas mis en évidence de manque sur la déclinaison des exigences dans les documents opératoires [...]. Sur la base des éléments ci-dessus, le CNPE considère que les éléments organisationnels mis en place sont suffisants pour s'assurer de la bonne mise en œuvre des exigences issues des PBMP lors des opérations de maintenance sur les circuits principaux et secondaires et de leur traçabilité* ».

Pour la visite interne du clapet 1ASG029VD réalisée lors de la visite partielle de 2019, les inspecteurs ont demandé à disposer de l'ensemble des documents traçant la réalisation des opérations prescrites par le PBMP. Ils ont mis en évidence que les contrôles des « *jeux entre axes et bagues de frottement* » et de « *l'absence de matage sur la butée d'ouverture de l'obturateur* », prescrits par le PBMP, n'étaient pas réalisés alors que le CNPE considérait que l'activité réalisée était conforme. Ils n'avaient pas en effet été déclinés aux documents opératoires de chantiers.

Cette situation démontre que le CNPE a transmis des éléments erronés à l'ASN et que les contrôles internes réalisés en début d'année 2019 (cf. extrait de la réponse du 13 mai) sur la déclinaison des PBMP n'ont pas été suffisants.

A posteriori, le CNPE a pu justifier le bon état de l'équipement à travers les différents autres contrôles qui ont été réalisés (notamment le fait que les essais de manœuvrabilité n'ont pas révélé d'anomalies) et s'est engagé à refaire le contrôle des « *jeux entre axes et bagues de frottement* » et de « *l'absence de matage sur la butée d'ouverture de l'obturateur* » lors de la prochaine visite partielle du réacteur n° 1. Les autres contrôles prescrits par le PBMP étaient cependant tracés et ne montraient pas d'écart.

Pour le contrôle sur banc de DAB de tuyauteries diverses de matériels des CPP et CSP, l'activité était considérée comme conforme par le CNPE. Or, les inspecteurs ont relevé que pour les 16 DAB contrôlés, la mesure de la course en mm était systématiquement supérieure à la course théorique (par exemple, la course mesurée pour le DAB W735/7A était de 152,14 mm pour une course théorique de 150 mm). Cette anomalie n'a été décelée ni lors du contrôle technique de la gamme par le prestataire, ni par la surveillance EDF qui a pourtant apposé son visa le 25 juillet 2019 sur chacun des procès-verbaux de contrôle des DAB. Ces différents niveaux de contrôle n'ont pas mis en évidence ces écarts que l'ASN a détectés. Le CNPE doit s'interroger sur l'impact de ces valeurs par rapport à l'exploitation de ces DAB.

Pour les visites internes des robinets 1RRA014 et 015VP réalisées en 2019, les inspecteurs ont demandé à disposer de l'ensemble des documents traçant la réalisation des opérations prescrites par le PBMP. Ils ont mis en évidence que le « *contrôle du bon état des dispositifs particuliers pour les matériels concernés (ex : non bouchage du passage des sièges pour le dispositif anti-effet chaudière)* », prescrit par le PBMP, n'était pas réalisé, alors que le CNPE considérait que l'activité réalisée était conforme.

Dans ce cadre, le 6 septembre 2019, vous avez indiqué que « *l'expertise des pièces au démontage permet de vérifier le bon état des dispositifs, mais cette exigence n'a pas été reprise dans les procédures. L'expertise des composants du robinet est comprise dans la visite interne* ». Même si le contrôle réalisé pourrait suffire à répondre au PBMP, cela n'est pas le cas puisque le contrôle précité vise notamment à réaliser des vérifications particulières. En sus des cas précités, ce cas de figure dénote que les documents opératoires du CNPE ne sont pas en adéquation avec les prescriptions des PBMP.

De plus, en application de la réglementation relative aux équipements des CPP/CSP, vous vous étiez engagé à procéder au remplacement de 8 DAB sur des générateurs de vapeur côté primaire (4 sur le GV n° 1 et 4 sur le GV n° 3). Dans le bilan des activités CPP/CSP transmis pour le redémarrage du réacteur à l'ASN, vous avez indiqué que cette activité avait été réalisée conforme. L'ASN vous a donc demandé de lui transmettre le rapport de fin d'intervention lié à ces remplacements de DAB.

Les écarts suivants ont été relevés :

- le plan de montage des DAB référencé 439-CPY-5017 n'est pas précisé dans la liste des documents génériques applicables ;
- le plan précité prévoit l'installation de cales (cf. repère 49) d'une épaisseur minimale de 12 mm au niveau des chapes des DAB. Or pour les DAB remplacés du GV n° 1, le RFI précisait que « des entretoises sont également présentes sur le GV n° 1 mais les cotes n'ont pas pu être prises car il y a trop de co-activité dans la casemate ». Ainsi, aucune traçabilité sur la conformité des entretoises reposées n'était présente dans le RFI. Une mise à jour du RFI a été proposée le 13 septembre 2019 indiquant que la prise de cote avait été faite mais sans plus de justifications ;
- plusieurs fiches de contrôle individuel des DAB après remplacement indiquent que tous les critères sont respectés et que ces DAB sont conformes alors que l'item relatif à la vérification du niveau du réservoir d'huile après repose du DAB n'a pas été renseigné (ceci est le cas pour le DAB AGV2 de la boucle 1 et pour tous les DAB de la boucle 3). Une mise à jour du RFI a été proposée le 13 septembre 2019 indiquant que le niveau d'huile était conforme sans pour autant que vous ayez procédé à des vérifications complémentaires sur le terrain à la suite de la demande de l'ASN (vous avez vraisemblablement statué sur la conformité a posteriori sur la base d'une interview avec un intervenant).

Sur demande de l'ASN, le CNPE a procédé, avant divergence du réacteur, à une prise de cote des cales des DAB du GV n° 1 et à une vérification du niveau d'huile des réservoirs des DAB précités pour confirmer que tout est conforme. Ces contrôles complémentaires n'ont pas révélé d'anomalies.

Ces différents contrôles ont mis en évidence des problèmes importants de traçabilité et de contrôle, à plusieurs niveaux, des activités réalisées sur l'arrêt du réacteur n° 1. De plus, ces écarts tendent à montrer que les analyses de 1^{er} niveau réalisées par le CNPE ne sont pas robustes. Il apparaît ainsi important d'identifier les causes profondes de ces écarts et l'origine des défaillances aux différents niveaux de contrôle.

Demande A1 : je vous demande, sous deux semaines, de vous positionner sur la déclaration d'un évènement significatif pour la sûreté concernant les écarts aux PBMP CPP/CSP vus par les inspecteurs et non décelés par vos services.

☺

Contrôle sur les ancrages de matériels de ventilation de matériels EIPS (équipements importants pour la sécurité)

Les PBMP relatifs aux « ancrages du matériel de ventilation IPS au génie civil » ont été émis en 2009 pour le palier 900 MWe. Ils précisent les contrôles à réaliser ainsi que les périodicités associées afin de vérifier notamment la présence de tous les constituants visibles des ancrages, les dimensions des ancrages, l'absence de corrosion, l'absence de desserrage ou de blocage.

Suite à différents échanges entre EDF et l'ASN nationale, un calendrier de réalisation des contrôles de conformité des ancrages a été fixé suivant deux périmètres.

Concernant la tranche 1, le dossier de présentation de l'arrêt 2019 précisait : « *Le contrôle des ancrages de ventilation des systèmes DVG / DVS / DVW et ETY BR a été réalisé sur la campagne 2017/2018 et les remises en conformité ont également été toutes traitées. Le contrôle des ancrages du second périmètre (DVI/DVK/DVH et ETY hors BR) est en cours de réalisation sur le cycle TEM avec comme échéance maximum celle énoncée dans les courriers référencés D455017012248 et D455018005685 [échéance maximale : mi 2020].* »

Lors de leur contrôle du 18 septembre 2019, les inspecteurs ont noté que les contrôles des ancrages de ventilation du 1^{er} périmètre (couvrant DVG, DVS, DVW et ETY BR) avaient été réalisés suivant les échéances prescrites et que les mises en conformité des ancrages en écart avaient toutes été réalisées.

Concernant le 2nd périmètre de contrôle, le CNPE a commencé, dès début 2018, à réaliser les contrôles des ancrages des systèmes de ventilation DVK, DVI, DVH et ETY hors BR. A ce jour, l'ensemble des contrôles a été réalisé à l'exception des ancrages de matériels de ventilation DVK au niveau +20m du bâtiment BK.

En premier lieu, les inspecteurs se sont intéressés à l'exhaustivité des matériels de ventilation dont les ancrages étaient à contrôler.

Vos représentants ont indiqué que la liste des équipements à contrôler vous avait été fournie par votre national et que vos investigations se sont basées sur ces documents.

Or, les inspecteurs vous ont rappelé que le PBMP « ancrages » prévoit que *« l'exhaustivité du contenu des tableaux [listant les repères fonctionnels des matériels de ventilation ancrés sur les circuits IPS] ne peut être garantie. En effet, il est possible de rencontrer d'éventuelles particularités sur certaines tranches, aussi bien sur les listes des matériels ancrés que sur les types d'ancrages. Une appropriation locale est donc nécessaire afin de prendre en compte ces particularités éventuelles ».*

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs ne pas avoir établi de listes locales complémentaires des éventuels matériels de ventilation non pris en compte dans le périmètre de contrôle des ancrages. Ainsi, l'ASN considère que vous n'êtes pas en mesure de démontrer que vos contrôles ont bien été exhaustifs, faute de listes établies localement.

Demande A2 : je vous demande d'établir une liste spécifique à chaque tranche des repères fonctionnels des matériels de ventilation ancrés sur des circuits IPS.

A l'issue, vous procéderez aux contrôles de conformité des ancrages des matériels de ventilation IPS qui n'auraient pas été pris en compte dans les périmètres de contrôle initiaux. Vous veillerez à respecter l'échéance initiale fixée à mi-2020.

Vous me transmettez le résultat de ces contrôles complémentaires.

En second lieu, les inspecteurs ont fait les constats qui suivent.

- Tous les écarts identifiés sur des ancrages de matériels de ventilation IPS du 2nd périmètre (dont les contrôles ont débuté début 2018) n'ont pas encore tous fait l'objet d'un traitement ou d'une remise en conformité. L'ensemble des écarts identifiés n'a pas été tracé au travers de plans d'actions constats (PA CSTA). Cette absence de traçabilité constitue une non-conformité par rapport aux dispositions de l'arrêté INB en matière de gestion des écarts.

Demande A3 : je vous demande d'ouvrir un PA CSTA par non-conformités constatées sur les ancrages de matériels de ventilation IPS observées lors des contrôles menés sur le 2nd périmètre (DVK, DVI, DVH et ETY hors BR). Vous veillerez à ce que les PA CSTA comprennent une caractérisation claire et précise de la non-conformité permettant de se positionner sur une échéance de remise en conformité.

- Plusieurs ancrages non conformes, dont la situation remet fortement en cause la tenue au séisme des équipements, ne sont toujours pas traités et aucune justification de l'acceptabilité des délais de traitement n'a été produite par le CNPE. Par exemple dans le local K416, les deux supports du caisson de filtration DVK iode ne sont pas fixés au sol (ce constat a été fait en septembre 2018 et n'est toujours pas traité).

Demande A4 : je vous demande de traiter sous deux mois tous les écarts sur les ancrages de matériels de ventilation remettant en cause la tenue au séisme de ces matériels. Vous me rendrez compte des remises en conformité réalisées et me transmettez les modes de preuve associés.

- Le CNPE considérait avoir terminé l'ensemble des contrôles des ancrages des matériels de ventilation sur DVI alors que cela n'était pas le cas. En effet, l'ASN a constaté par sondage, dans les locaux NE618 et NE619, que les ancrages des registres 1DVI008-010VA et 1DVI007-009VA (ce sont des équipements importants pour la sécurité - EIPS) n'ont pas été intégrés aux contrôles de conformité. Cet écart dénote que le recensement des matériels à contrôler n'a pas été exhaustif et mérite d'être réinterrogé. De plus, les inspecteurs ont relevé qu'il manquait une fixation sur l'ancrage au génie civil de 1DVI008VA (sachant que ce matériel n'a pas été contrôlé), situation qui est susceptible de remettre en cause la tenue au séisme

Demande A5 : je vous demande de corriger l'écart sur l'ancrage au génie civil de 1DVI008VA. Vous procéderez également à une vérification des ancrages des registres DVI007/008/009/010VA pour l'ensemble des réacteurs du CNPE. Vous me transmettez le résultat de vos investigations et des mises en conformité à réaliser.

Demande A6 : je vous demande de réinterroger le périmètre de contrôle des matériels de ventilation EIPS que vous avez décliné depuis 2017 (tant sur le 1^{er} périmètre que sur le 2nd) afin de vous assurer que tous les matériels concernés ont bien été contrôlés (car cela n'a pas été le cas tout au moins pour les registres DVI). Vous me transmettez le résultat des contrôles complémentaires réalisés.

Par ailleurs, dans le local K416 du réacteur n° 1, les inspecteurs ont constaté des non-conformités sur les ancrages des caissons de filtration 1ETY001FI et 1ETY001PI. Vos représentants ont indiqué que ces équipements n'ont pas été pris en compte dans le périmètre de contrôle des ancrages d'équipements de ventilation puisque ces caissons ETY sont classés IPS NC (importants pour la sûreté – non classés).

Toutefois, ces équipements ont un requis de tenue sismique (*a minima* au spectre DSD [demi-spectre de dimensionnement] selon vos notes internes). A ce titre, il convient que le CNPE procède aux mises en conformité des ancrages non conformes vus sur ces équipements.

Demande A7 : je vous demande de mettre en conformité sous deux mois les ancrages non conformes des caissons de filtration 1ETY001FI et 1ETY001PI (local K416), de sorte à garantir leur tenue au séisme.

Vous procéderez, suivant ce même délai, à la vérification des ancrages de ces mêmes équipements présents sur les réacteurs n° 2, 3 et 4. Vous me transmettez les modes de preuve de réalisation des mises en conformité réalisées.

∞

Ecarts notables vis-à-vis de l'état de conformité matériel attendu pour les installations

L'article 2.5.1-II de l'arrêté INB dispose : « *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.* »

Lors des diverses inspections de chantiers menées sur l'arrêt du réacteur n° 1, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts sur du matériel EIPS. Ces écarts étaient susceptibles de remettre en cause la pérennité de la qualification de ces matériels aux contraintes auxquelles ils pourraient être soumis (ce qui inclut le séisme).

Par exemple, les inspecteurs ont relevé (liste non exhaustive) que :

- les éléments de fixation étaient sous implantés (filets non débouchants) dans la goujonnerie des brides d'aspiration et de refoulement de plusieurs pompes de sauvegarde ;
- de nombreuses petites lignes ayant un requis de tenue au séisme (tuyauterie incendie dans les locaux diesels, tuyauterie raccordée à la pompe 1RRA001PO, tuyauterie faisant la liaison entre 1ASG001ZE et 1ASG006SN, ...), ne disposaient pas des fixations requises ;

- les éléments de fixation étaient sous implantés (filets non débouchants) sur plusieurs équipements (réfrigérants...) associés aux motopompes de sauvegarde ASG ;
- les électroaimants de certaines armoires pilotes de soupapes SEBIM étaient en interaction avec leur environnement. Par exemple, l'électroaimant du détecteur 1RCP020VP a été vu en contact avec une arrête métallique (même si le support lié à cette arrête était qualifié au séisme et après plusieurs échanges avec l'ASN, vous avez installé un manchon PVC sur le BOA de protection permettant, dans cette configuration, le maintien de son contact avec l'arrête métallique) ;
- les dispositifs liés à l'instrumentation des niveaux du générateur de vapeur n° 1 (sphère de tranquillisation et petites lignes ARE), fixés sur le cerclage du GV et se trouvant sous le calorifuge, n'étaient pas correctement fixés (petites lignes laissées libres sans être fixées aux supports pourtant existants, supports des sphères partiellement fixés au GV : absence de vis, absence d'écrous ou non freinés suffisamment...). Cet écart est notable puisqu'EDF avait remonté le calorifuge des GV sans avoir corrigé l'écart. Une inspection de l'ASN le 29 août 2019 a permis d'observer que des écarts persistaient sur les GV.

L'ensemble de ces constatations interroge sur la suffisance de vos contrôles pour vérifier la conformité matérielle de vos installations par rapport aux exigences définies de ces dernières portées par les plans de montage, de conception...

Les constatations effectuées par les inspecteurs constituent des écarts à l'article supra de l'arrêté INB.

Ces derniers ont, pour partie, été traités sur l'arrêt et ont fait l'objet de l'ouverture d'un PA CSTA.

Dans tous les cas, il convient que le CNPE réalise davantage de vérification de la conformité de ses installations par rapport aux exigences définies pour chacun des matériels EIP.

Demande A8 : je vous demande de renforcer votre organisation quant à la détection des écarts affectant le matériel EIP et susceptibles de remettre en cause leur qualification. Vous me préciserez les dispositions prises pour vous assurer que les exigences définies des matériels EIP, concourant à la pérennité de qualification de ces équipements, soient respectées



Conformité matérielle des diesels et respect des dispositions de montage des manchons compensateurs en élastomère pour les tuyauteries de refroidissement en eau HT et BT des diesels

Lors des troisièmes visites décennales de 2018 du réacteur n° 2 de Cattenom et du réacteur n° 1 de Flamanville, il a été constaté que le montage de la boulonnerie de certains manchons compensateurs en élastomère (MCE) des sources internes de puissance n'était pas conforme à la règle nationale de maintenance associée. Celle-ci prescrit notamment le montage des têtes de vis vers l'intérieur, côté soufflet en élastomère. Dans le cas contraire, la tête de vis ne doit pas dépasser de plus de 3 à 5 mm de l'écrou pour ne pas risquer d'endommager le soufflet.

L'article 2.2.2.I de l'arrêté en référence INB prescrit 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* ».

L'article 2.5.1.II de ce même arrêté 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.* »

En conséquence, la règle nationale de maintenance (RNM) des manchons compensateurs en élastomères MCE (référéncée RNM-TPAL-AM450-09 indice 2 du 29 avril 2016) demande à ce que le montage de ces équipements soit effectué « *en positionnant tous les boulons têtes de vis côté du soufflet en élastomère. En cas d'impossibilité (manque d'espace entre les contres brides et le soufflet), les vis peuvent être montées tête de vis à l'extérieur. Il faut alors prendre les dispositions pour s'assurer que les extrémités filetées ne dépassent pas l'écrou de plus de 3 à 5 mm afin qu'il n'y ait pas de risque de contact entre les extrémités filetées et l'onde en élastomère quel que soit l'état du système installé. Ce montage doit rester exceptionnel* ».

Lors du contrôle du chantier lié à la visite 20 cycles des auxiliaires du diesel 1LHP, vos représentants ont indiqué que l'ensemble des MCE (de type DILATOFLEX) a été remplacé. Dans ce cadre, les inspecteurs ont procédé à la vérification du respect des exigences de montage de ces matériels (rappelées ci-dessus).

D'une part, les inspecteurs ont constaté que le montage des MCE a été fait intégralement en positionnant tous les boulons têtes de vis à l'extérieur alors que pour bon nombre de MCE, il était possible d'avoir recours au montage inverse sans risque d'altération du soufflet en élastomère par les filets des vis. EDF n'a pas été en mesure de justifier cette stratégie de montage.

D'autre part, la plupart des vis dont les têtes étaient montées ne respectait pas la cote requise. Par exemple pour les MCE suivants :

- 1LHP222JD, 204 et 215 JD, les filets ressortaient de plus de 7 mm des écrous ;
- 1LHP215JD, les filets des vis touchaient directement l'onde en élastomère de ce MCE.

L'ASN considère qu'EDF aurait dû détecter le non-respect des préconisations fixées dans la RNM.

Les inspecteurs vous ont précisé que ces écarts devaient être résorbés avant le redémarrage du réacteur n° 1 à l'arrêt. Par courrier électronique du 15 juillet 2019, vous avez indiqué que « *suite à analyse et nouveau contrôle de l'ensemble des MCE, [le CNPE] a considéré que le montage des MCE du diesel 1LHP201GE lié à la visite 20C des auxiliaires devait être repris. Cette activité a été réalisée sous OT 3020139 et conforme à la RNM* ».

L'ASN considère que cet écart est significatif dans la mesure où la conformité matérielle des diesels de tranche devait être acquise, pour le 30 juin 2019, pour répondre aux exigences de la décision ASN n° 2019-DC-0662 (décision actant le report de l'échéance initiale de la mise en exploitation des diesels d'ultime secours).

EDF a décliné les exigences de cette décision en définissant des contrôles à réaliser dans le cadre de l'examen conformité des groupes électrogènes diesel (cf. courrier de l'UNIE D40081011180463 indice 1 du 27 février 2019). Dans ces contrôles, la conformité des manchons compensateurs en élastomère était à vérifier.

Le 18 septembre 2019, les inspecteurs ont réalisé une visite exhaustive de la conformité des MCE sur les diesels voie A et voie B du réacteur n° 1. Si la majeure partie des écarts vus début juillet 2019 a été corrigée, les inspecteurs ont constaté que les filets de plusieurs vis étaient très proches de l'onde en élastomère du manchon 1LHQ219JD (manchon difficilement accessible). Ce nouveau constat tend à montrer que vos vérifications n'ont pas été exhaustives.

Demande A9 : concernant le respect des prescriptions de montage des MCE, je vous demande de prendre les dispositions nécessaires afin d'assurer la pérennité de la qualification des diesels.

Dans ce cadre, vous procéderez à une revue de l'ensemble des MCE des tuyauteries HT et BT des autres diesels du CNPE pour vous assurer que les exigences de montage sont bien respectées.

Dans la négative, vous procéderez, dans les meilleurs délais, aux mises en conformité qui s'imposent.

Par ailleurs, lors de leurs différents contrôles, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts sur les diesels que vous n'aviez pas identifiés, notamment dans le cadre de l'examen de conformité effectué pour répondre aux dispositions de la décision ASN n° 2019-DC-0662.

En effet (et à titre non exhaustif), les inspecteurs ont constaté :

- plusieurs non-conformités sur les fixations du cadre métallique des moto-ventilateurs, au niveau des ancrages sur la partie basse, remettant en cause leur tenue au séisme ont été observées par l'ASN ;
- que la porte de l'armoire de contrôle-commande 1LHP003AR n'était pas pourvue des systèmes attendus pour garantir son maintien en position fermée sous séisme ;
- que plusieurs supports de tuyauteries des lignes HT/BT du diesel 1LHQ étaient fortement dégradés et corrodés ;
- qu'*a minima* un dispositif de maintien d'une tuyauterie HT/BT (à son support fixe) du diesel 1LHQ était absent ;
- que plusieurs dispositifs de maintien des tuyauteries incendie à leurs supports fixes dans les locaux diesels étaient absents ;
- que l'ensemble des contrôles et investigations sur les tirants d'ancrage précontraints des groupes diesels dans leur massif n'a pas été réalisé de manière exhaustive pour répondre à l'examen de conformité supra alors que le CNPE a attesté de la conformité de ces matériels au travers de la fiche MTE 2019-065 indice 1 du 25 septembre 2019. En effet,
 - pour les tirants vus corrodés, aucune prise d'empreinte n'a été réalisée systématiquement et l'ensemble a été remonté en l'état sans l'avis requis de vos services centraux compétents ;
 - pour les tirants bloqués dans du produit de calage de type mortier, aucun contrôle d'humidité ne semble avoir été réalisé pour les tirants des groupes alternateurs 1LHP/LHQ401GA.

Bien que la majeure partie de ces écarts ait fait l'objet d'une correction sur l'arrêt du réacteur n° 1, il n'en demeure pas moins que ces derniers n'ont pas été identifiés par EDF.

Demande A10 : je vous demande de justifier que les écarts précités n'ont pas remis en cause la qualification et la capacité des diesels à assurer leurs fonctions. Vous me transmettez votre analyse détaillée. A l'issue, vous vous positionnez sur la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté.

∞

Conformité aux plans et maîtrise du risque d'inondation interne dans les galeries SEC en tranche 1

Le chapitre VI de l'arrêté INB traite des exigences réglementaires relatives à la détection, à la caractérisation et au traitement des écarts.

Les inspecteurs ont souhaité réaliser un contrôle de la conformité des supports des tuyauteries SEC présentes dans les galeries par rapport aux exigences des plans de conception et de montage. Les inspecteurs ont réalisé un contrôle en se basant sur les informations présentées dans la fiche de position MSR n° 2017-55 indice 1 qui précise, pour chaque support de tuyauterie contrôlé en 2017, les éléments de fixation attendus et ceux observés. De ce contrôle par sondage, les inspecteurs ont constaté que :

- les conclusions du CNPE pour plusieurs supports n'étaient pas en adéquation avec la réalité du terrain. Par exemple, les inspecteurs ont constaté qu'il manquait des contre-écrous aux dispositions du support DA5545 ;
- plusieurs constats (présence de fleurs de rouille sur des platines soudées...), observés en 2017, n'avaient pas été corrigés alors que le CNPE avait indiqué que les actions correctives avaient été mises en œuvre.

Les constats précités ne permettent pas de satisfaire à plusieurs dispositions de l'arrêté INB en matière d'identification, de caractérisation et de correction des écarts.

Demande A11 : je vous demande de remédier aux écarts observés par les inspecteurs et de réaliser, pour l'ensemble des galeries SEC du CNPE, une revue exhaustive pour vous assurer de la conformité de vos installations dans les galeries SEC par rapport aux plans en vigueur de conception et de montage des supports / ancrages de tuyauteries. Vous me rendrez compte des écarts observés et vous me proposerez le cas échéant, un programme de résorption assorti d'échéance raisonnable ou une justification détaillée du maintien en l'état.

∞

Gestion des dossiers de suivi d'intervention

L'article 2.2.2 de l'arrêté du 7 février 2012 stipule : « 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 ». L'article 2.5.3 de l'arrêté précité dispose : « Chaque activité importante pour la protection fait l'objet d'un contrôle technique. [...] Les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie. »

L'examen des dossiers de suivi d'intervention (DSI) et des gammes de maintenance associées, a permis de mettre en évidence les points qui suivent.

- De manière générale, l'ensemble des intervenants présents sur un chantier ne sont pas toujours identifiés en première page des DSI.
 - Pour le chantier relatif à la prise de cote des bouchons radio démontables sur la ligne 1VVP003TY, le contrôle technique de l'activité a été réalisé par la même personne ayant effectué l'intervention. Ceci constitue un écart aux dispositions de l'article 2.5.3 précité.
 - Pour le chantier relatif à la visite 20 cycles des auxiliaires du diesel 1LHP, les attendus sur le serrage final à appliquer une fois que les MCE ont été remontés ne sont pas clairs et malgré cela, tout a été soldé conforme. En effet, l'évaluation du serrage se fait d'une part en fonction du diamètre nominal (DN) du MCE installé et d'autre part, en se positionnant par rapport au serrage minimal de 12 daN.m demandé par la gamme de montage (D0900160000295 indice 3). EDF a conclu au respect de ce dernier couple de serrage pour l'ensemble des MCE remplacés alors que des couples de serrage à 9,6 daN.m ont été appliqués pour des MCE ayant un DN compris entre 65 et 100 mm.
 - Pour le chantier relatif à la visite 30 cycles de la pompe de test 9RIS011PO, il a été constaté :
 - que plusieurs phases du DSI n'ont pas été réalisées dans l'ordre chronologique alors que le DSI ne précise pas explicitement que certaines phases peuvent être flottantes ;
 - que le point d'arrêt en lien avec le contrôle du bon nettoyage externe de l'aéroréfrigérant 14AE a été levé le 2 juillet alors que l'activité associée était en cours (activité finalisée le 3 juillet) ;
 - le 3 juillet 2019, que le contrôle technique, exigé par les articles 2.5.3 et 2.5.4 de l'arrêté INB, de la phase n° 50 du DSI (« vérification des diamètres de perçage des demi brides rep 238 » effectuée lors du montage du bloc dans l'atelier froid le 27 juin 2019) n'a pas été réalisé (absence de visa apposé sur la ligne ad hoc du DSI). Vos représentants ont bien confirmé le 30 août 2019 que ce contrôle technique aurait dû être tracé en temps réel ;
 - le 3 juillet 2019, que l'intervenant et le contrôleur technique avaient validé, le 2 juillet 2019, la phase 410 du DSI (« remplacement du bloc de distribution hydraulique 1501 pré-équipé en atelier froid – serrage au couple à appliquer 24 N.m ») alors que le serrage du bloc hydraulique ne pouvait être réalisé du fait d'un doute sur le couple réellement à appliquer (en effet, le couple prescrit de 24 N.m des gammes opératoires n'était pas précisé sur le plan de montage du bloc hydraulique de la pompe). Cette phase du DSI aurait dû être validée (par l'intervenant et le contrôleur technique) une fois le serrage réalisé au couple attendu. Aucune correction de la documentation n'a été réalisée *a posteriori* pour mettre en cohérence les dates (compte tenu notamment que le serrage effectif du bloc hydraulique a été réalisé le 4 juillet) ;
 - que le DSI finalisé (ensemble des phases de l'activité renseignées et visées) avait été corrigé *a posteriori* concernant les deux écarts qualité précités. Dans le 1^{er} cas, un contrôle technique a été signé à la phase 50 alors qu'il n'était pas possible d'effectuer cette vérification complémentaire puisque le bloc hydraulique est arrivé en zone contrôlée pré-monté à l'atelier froid.
- Dans le second cas, le DSI ne donne aucune justification technique sur l'acceptabilité du couple de 24 N.m finalement retenu par la société prestataire. Le représentant d'EDF, en charge de l'analyse 1^{er} niveau, n'était pas au courant des interrogations que le prestataire avait formulées sur ce critère de serrage compte tenu de l'absence de traçabilité dans le dossier final ;

- que dans le rapport de fin d'intervention à la partie concernant les pièces de rechange utilisées pour ce chantier, des pièces étaient destinées à des pompes de test pour le 1300 MWe et non pour celles du 900 MWe et certaines autres (joint torique bague R6 et manomètres à monter) ont été montées alors que les dates de validité étaient dépassées. Par courriel du 30 août 2019, vous avez apporté des justifications à ces situations les rendant acceptables ; il n'en demeure pas moins que les écarts sur la validité d'un matériel et de destination du matériel auraient dû être identifiés par EDF lors de la préparation de l'activité et in fine lors de l'analyse 1^{er} niveau réalisée *a posteriori*. Or, cela n'a pas été le cas puisque ces derniers ont été identifiés par l'ASN.

Ce n'est pas la première fois que l'ASN constate des écarts qualité significatifs, en ce qui concerne la bonne réalisation de contrôles techniques et/ou d'actions de surveillance ayant pourtant un caractère réglementaire.

- Pour le chantier relatif à la modification des têtes des soupapes SEBIM du pressuriseur (PNPP1595), il a été constaté :
 - que le dossier de suivi d'intervention (DSI) n'a pas été renseigné en temps réel par l'entreprise en charge de la modification, ce qui constitue un écart qualité notable. Par exemple, le DSI indique que la dépose de la tête de la soupape SEBIM RCP017VP a été effectuée le 23 juillet alors que cela a été fait réellement le 16 juillet. Les inspecteurs vous ont rappelé la nécessité que le remplissage des DSI se fasse au fil de l'eau afin de respecter les règles élémentaires d'assurance qualité ;
 - que la levée du point d'arrêt de la phase 80 « *dépose de l'ancienne tête de soupape SEBIM* » de 1RCP020VP n'a pas été tracée dans le DSI associé ;
 - que le point d'arrêt relatif à l'identification de la soupape et du capteur de la RCP020VP n'a pas été levé au moment de l'activité. En effet, il a été levé le 9 août pour une activité ayant été réalisée le 6 août ;
 - qu'aucun point d'arrêt concernant la vérification du calcul du calage sur soupape d'isolement (1RCP017VP) n'avait été identifié dans le DSI relatif à la fiabilisation de l'ouverture commandée des SEBIM. Les inspecteurs vous ont rappelé que la note d'études D455618092207 indice C de mars 2019 liste les opérations de surveillance à réaliser dans le cadre du déploiement de la modification PNP1595. En outre, cette note spécifiait : « *Il est demandé à la personne habilitée SEBIM d'apposer ... des points d'arrêts aux phases suivantes du DSI de l'activité : [...] -calcul du calage sur soupape d'isolement* » ;
 - que pour les deux cas précités, vous avez été en mesure de justifier *a posteriori* qu'une surveillance a bien été réalisée au titre du programme de surveillance établi pour l'activité mais sans traçabilité en temps réel dans les DSI. De plus par courriel du 14 août, vous avez précisé que « *la phase 80 du DSI n'a pas été remplie en temps réel par la société WEIR* ». Les inspecteurs vous ont précisé le caractère inacceptable de cette situation dans la mesure où chaque phase du DSI doit être renseignée en temps réel avant de passer à la suivante (sauf si le DSI autorise des phases « flottantes ») ;
 - que le procès-verbal de contrôles dimensionnels des sous-ensembles de la SEBIM RCP017VP ne donnait aucune information aux items « *couple de serrage de l'écrou Rep 1059* » et « *nombre de tour de l'écrou Rep 1059* » alors que ces informations sont essentielles pour procéder à un montage de ces équipements dans les règles de l'art. Après positionnement technique auprès du prestataire, il s'avère qu'il s'agit uniquement d'un écart qualité considérant que « *sur les soupapes d'isolement [...] le nombre de tours de serrage est très faible (<2 tours) et que le couple correspondant est trop faible pour être mesuré* ». Cet écart n'a pas été détecté par EDF qui aurait dû s'interroger dès la phase de préparation de l'activité ;
 - que l'activité de requalification (après remplacement du tandem des soupapes SEBIM du pressuriseur) n'avait pas donné lieu, dans la PEE 304, à l'identification d'un contrôle technique visant à s'assurer que l'outillage utilisé pour effectuer les essais de manœuvrabilité des soupapes est bien adéquat. Toutefois, par courriel du 3 septembre 2019, vous avez indiqué que « *l'équipe commune contrôlera lors de la prochaine réalisation de la modification, la bonne mise en place de ce contrôle technique* » ;
 - que le CNPE n'a pas été en mesure de justifier pleinement que les surveillants EDF de l'activité de remplacement du tandem des soupapes SEBIM étaient bien qualifiés et habilités SEBIM (c'est-à-dire qu'ils doivent suivre un cursus de formation bien précis) conformément aux prescriptions de la note d'étude nationale référencée D455618092207 indice C de mars 2019. En effet, pour les surveillants de l'activité, il a été relevé qu'un compagnonnage SEBIM devait être réalisé sur les arrêts 2017 et 2018 et que ce compagnonnage constituait également un prérequis à l'habilitation SEBIM. Or, vous n'avez pas été en mesure de justifier de sa réalisation effective pour chacun des surveillants.

- Pour le chantier relatif à la visite interne de la soupape 1VVP001VV, il a été constaté qu'à la phase 220 du DSI « *Réaliser un contrôle par ressuage des pistes stellitées* », il est précisé que cette étape doit être signée par un chargé d'affaires END avant de passer aux phases suivantes de l'activité. Il s'avère en réalité que le point d'arrêt a été levé alors que les phases suivantes de remontage de l'organe ont été poursuivies ;
- Pour le chantier relatif au remplacement des capteurs de pression TEP003-005SP, il a été relevé que la phase 170 « *mettre les joints ne place et serrer au couple la ligne d'instrumentation ainsi que son adaptateur* » du DSI renseigné avait été visée le 23 juillet 2019 alors que l'ensemble des actions n'avait pas été réalisé. En effet, il est mentionné manuscritement que « *le serrage sera à effectuer pendant essai EDF* ». Le contrôle technique de la phase 170 a été levé le même jour alors que l'ensemble des actions à réaliser ne l'avait pas été.

Demande A12 : je vous demande de définir des actions concrètes et de les mettre en œuvre afin d'obtenir une gestion plus rigoureuse des dossiers de suivi d'intervention complétés par vos prestataires. Vous préciserez les dispositions prises pour que la surveillance des intervenants extérieurs soit correctement réalisée selon les modalités de surveillance que vous avez définies. Vous me tiendrez informé des actions menées en ce sens.

Demande A13 : je vous demande de procéder à une analyse complète des constats observés par les inspecteurs sur l'intervention menée sur la pompe de test 9RIS011PO. Dans ce cadre, vous me justifierez que le couple de serrage appliqué au bloc de distribution hydraulique, lors de cette maintenance, permet bien de garantir que la qualification aux conditions accidentelles de la pompe de test n'est pas remise en cause. Vous me fournirez le positionnement du fabricant.

∞

Liste et identification des DAB de tuyauteries

Le PBMP n° AM400-03 indice 2 demande que « *l'établissement d'une liste exhaustive et exact des DAB installés sur les tuyauteries CPP et CSP pour chaque tranche relève d'une nécessaire appropriation locale* ».

Lors de l'inspection du 29 août 2019, les inspecteurs ont souhaité connaître la liste des DAB établie par le site pour la tranche 1. L'examen de la liste présentée a permis de mettre en exergue plusieurs constats démontrant que cette dernière n'est pas tenue à jour de manière régulière :

- Les DAB RCP (générateurs de vapeur et pressuriseur) n'y sont pas indiqués.
- Sur l'arrêt du réacteur n° 1 de 2019, 10 DAB ARE (alimentation normale en eau des générateurs de vapeur) ont été remplacés. Sur les documents opératoires, il est indiqué que les anciens DAB étaient de marque PACIFIC et que les nouveaux installés sont des LISEGA de 2nde génération. Or sur la liste des DAB (qui n'a pas été mise à jour encore suite à ce remplacement récent), il est précisé que les DAB ARE sont de marque LISEGA. Cette situation tend à montrer que la liste des DAB comporte des informations erronées. Il convient de mettre à jour si besoin les références des marques de tous les DAB puisque selon le type de DAB et son fabricant, les exigences du PBMP ne sont pas les mêmes ;
- des remplacements et/ou des expertises doivent être réalisés selon des périodicités précisées dans le PBMP supra, notamment l'examen des joints au bout de 20 ans pour les DAB LISEGA ou QUIRI. Des informations précisant la date de remplacement réalisée ou à venir des DAB figurent dans la liste des DAB de la tranche. Toutefois, les dates de remplacement n'ont pas été mises à jour. A titre d'exemples sur plusieurs DAB VVP (vapeur vive principale), il est fait uniquement référence à des ordres de travail. Dans chaque cas examiné sous le SDIN/EAM ces ordres de travail étaient clôturés et le remplacement du DAB effectué sans que cela ne soit tracé au fil de l'eau dans la liste des DAB. Il convient de procéder à des mises à jour régulières des informations figurant dans ladite liste.

Demande A14 : je vous demande de procéder à une mise à jour de la liste des DAB des tuyauteries CPP/CSP pour tenir compte des constats effectués ci-dessus. Cet exercice doit être réalisé pour les DAB des 4 tranches du CNPE. Vous me préciserez les modifications réalisées dans ce cadre.

∞

Activité sur les pistons d'équilibrage non réalisée sur la pompe de test 9RIS011PO

Par décision CODEP-OLS-2019-028992 du 28 juin 2019, l'ASN a autorisé le CNPE à déroger temporairement aux spécifications techniques d'exploitation (STE) pour permettre de rendre indisponible la pompe de test 9RIS011PO sur le réacteur n° 2 (en puissance) pendant la réalisation de travaux et d'essais sur cette pompe lors de l'arrêt du réacteur n° 1.

Cette demande de modification temporaire (DMT) des STE spécifiait « [qu'] une activité de maintenance corrective est planifiée sur des pistons d'équilibrage de 9RIS011PO sur lesquels une fuite goutte à goutte a été détectée, mais ne remettant pas en doute la capacité du matériel à assurer sa fonction ».

Or, lors de la consultation du dossier de suivi d'intervention de la visite 30 cycles de la pompe de test et après échanges avec le prestataire en charge de l'activité ainsi que vos représentants, il a été indiqué qu'aucune activité n'avait été réalisée sur l'arrêt pour remédier aux fuites goutte à goutte observées tranche en marche.

Ceci a d'ailleurs été confirmé lors d'une inspection réalisée le 18 septembre 2019 où les inspecteurs ont constaté une présence significative d'eau dans les rétentions situées sous la pompe de test ainsi que la présence de bore sec au niveau de chacun des pistons. Un goutte à goutte a également été observé.

Demande A15 : je vous demande de programmer, au plus tard lors de l'arrêt du réacteur n° 2 en 2020, la réalisation de l'activité de réglage des pistons de la pompe de test 9RIS011PO afin de limiter autant que possible les fuites goutte à goutte observées.

∞

Gestion du risque FME (foreign material exclusion)

Lors de leurs contrôles sur l'arrêt du réacteur n° 1, les inspecteurs ont effectué les constats suivants :

- au niveau +20m du BR, le gardien FME n'est pas systématiquement vigilant au fait que les intervenants portent bien les protections FME ad hoc (par exemple, le cordon pour les lunettes) ;
- pour les chantiers en lien avec la modification PNPP1595 « Remplacement des têtes des soupapes SEBIM » et l'épreuve hydraulique du circuit RRA (refroidissement du réacteur à l'arrêt), il a été relevé l'utilisation de tarlatane pour limiter l'introduction de corps étrangers dans le primaire pour plusieurs parties d'équipements déconnectées. La tarlatane ne constitue pas un dispositif réglementaire pour la maîtrise du FME. Les intervenants auraient dû se munir de capuchons FME ad hoc ;
- aucune protection physique FME n'avait été mise sur les lignes de reprise de fuite du détecteur pilote 1RCP017AR déconnectées pour maintenance sur l'arrêt. Le même constat a été fait sur les lignes de petits diamètres liées aux vannes 1RRA002 et 003VP qui avaient été déconnectées pour la réalisation de l'épreuve hydraulique du RRA prévue sur l'arrêt. Pour ces cas de figure, les règles de l'art en matière de maîtrise du risque FME n'ont pas été appliquées ;
- lors de l'épreuve hydraulique de la boucle n° 1 des CSP le 14 août 2019, les inspecteurs ont souhaité se rendre au niveau +34m où se trouve le dôme du générateur de vapeur n° 1. Généralement, cette zone est considérée comme une zone FME compte tenu qu'à ce niveau on surplombe la piscine du bâtiment réacteur (de plus, le jour de l'inspection le faux couvercle avait été retiré pour permettre le remplissage du circuit primaire). Toutefois, le gardien FME, situé au niveau +20m du bâtiment réacteur, a indiqué, à tort, que cette zone n'était plus classée à risque FME. Ce constat interroge de nouveau sur la connaissance des gardiens des zones à risque FME au niveau de la dalle +20m (en dehors de la seule zone balisée autour de la piscine BR).

Demande A16 : je vous demande de définir les parades adéquates de sorte à éviter le renouvellement des écarts précités.

∞

Mises à jour documentaires à réaliser (plans...)

La tenue d'un équipement, à diverses contraintes (mécaniques, sismiques, vibratoires...) est assurée par des supportages / ancrages. Le dimensionnement attendu pour ces supportages / ancrages ainsi que les éléments de fixation associés est défini au travers de notes d'études, de plans...

Les caractéristiques portées par ces documents constituent des exigences définies au sens de l'arrêté INB (notamment son article 2.5.6) auxquelles doivent satisfaire l'ensemble des supportages / ancrages liés à des matériels EIPS.

En outre, toute adaptation aux plans, aux notes d'études... doit être tracée et justifiée dans l'attente de faire évoluer cette documentation.

Lors des inspections de chantiers menées sur l'arrêt du réacteur n° 1, les inspecteurs ont relevé plusieurs situations d'écart matériels qui doivent conduire EDF à faire évoluer les plans de ces matériels. En effet :

- plusieurs supports / ancrages de tuyauteries SEC, présents dans les galeries, ne sont pas conformes aux plans applicables pour ces matériels (même si pour la plupart, des fixations surdimensionnées par rapport aux plans applicables ont été constatées) ;
- plusieurs mises en conformité ont été réalisées sur la charpente métallique des vannes du carré d'as pour assurer sa tenue au séisme. Toutefois, ces mises en conformité ne sont pas totalement en adéquation avec le plan du palier CPY ;
- le plan de montage du bloc de distribution hydraulique de la pompe de test RIS011PO ne précise pas le couple de serrage à appliquer pour fixer ce bloc au châssis de la pompe ;
- sur l'arrêt du réacteur n°1 de 2019, vous avez procédé à des renforcements, par clamage, des ancrages situés au niveau des pieds du châssis des ventilateurs 1LHP/Q523/524/525/526ZV. Or sur les plans tels que construits, ces renforcements n'y sont pas indiqués.

Demande A17 : je vous demande de procéder à la mise à jour des plans des tuyauteries SEC en galeries, de la charpente métallique des vannes du carré d'as ainsi que des plans des renforcements réalisés sur les ancrages des pieds des châssis des ventilateurs LHP/LHQ pour tenir compte des spécificités locales.

Vous procéderez également à la mise à jour du plan de montage du bloc de distribution hydraulique de la pompe de test pour préciser le couple de serrage à appliquer pour fixer cet élément.

De manière générale, les inspecteurs relèvent qu'il n'existe pas de plans de récolement pour plusieurs modifications matérielles intégrées.

Demande A18 : je vous demande de systématiser la réalisation d'un plan de récolement suite à l'intégration de modifications matérielles. Une évolution de votre organisation semble nécessaire. Vous prévoyez de réaliser en 2020 un contrôle sur un échantillon de modifications (nationales, locales, obsolescence) de la bonne mise à jour des plans suite aux modifications réalisées.

∞

Ecarts divers

Les inspecteurs ont fait les constats suivants :

- dans le local des pompes 1SEC de la voie B, présence d'eau en quantité significative au sol, susceptible de corroder davantage la platine métallique du supportage DA5289 de la tuyauterie de refoulement de la pompe 1SEC004PO ;
- dans les galeries techniques, présence d'eau en quantité significative au sol sans que son origine n'ait pu être précisée. Ce type de constat avait déjà été fait lors de l'arrêt du réacteur n° 3 en 2018 ;

- au niveau +20 du BR, présence de containers métalliques de chantier situés à proximité immédiate du capteur de température 1ETY101MT qui est un capteur important pour la sûreté et qualifié K1. Aucune précaution particulière n'a été prise dans le cadre de la démarche « séisme-événement » pour limiter l'agression de ce capteur par un mouvement de ces containers ;
- il a été relevé que les bouchons utilisés pour les tests de mesure de débit sur de nombreuses gaines de ventilation ne sont pas systématiquement en place alors qu'en local, il est affiché « *Impératif : remettre les bouchons en place après chaque utilisation des prises de tests* ». L'absence de bouchons a été constatée sur plusieurs gaines de ventilation dont celles raccordées aux registres DVN251VA, DVW017VA, DVN352VA... Ce type d'écart est susceptible d'induire des pertes de débit dans les conduites de ventilation. Il est nécessaire que le CNPE procède à une vérification exhaustive de ses installations et procède aux mises en conformité qui s'imposent.

Demande A19 : je vous demande de caractériser ces constats et de les corriger ou de me justifier leur maintien en l'état. Vous me rendrez compte des actions mises en œuvre en ce sens.

∞

Écarts en lien avec la radioprotection

Lors des diverses inspections de chantiers menées sur l'arrêt du réacteur n° 1, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts en matière de radioprotection. Les principaux écarts relevés sont listés ci-dessous.

- Lors de l'entreposage de la machine de serrage et de desserrage des goujons du couvercle (MSDG) au niveau +20m du BR, aucun balisage n'avait été mis en place autour de cette dernière pour limiter le risque de contamination radiologique des intervenants circulant à proximité de ce matériel. Cet écart est révélateur du non-respect de l'engagement suivant – « *la pratique de mise en place d'un balisage à enrouleur a été expérimentée sur la tranche 3 [en 2018] afin de délimiter un périmètre autour de la MSDG. Cette pratique sera pérennisée sur les arrêts futurs* » - pris par le CNPE à l'issue des inspections de chantiers menées sur le réacteur n° 1 en 2018.
- Lors de la réalisation de cartographies radioprotection (RP) à la demande de l'ASN, il a été relevé que vos représentants omettaient d'effectuer des mesures de contamination dans les caniveaux des locaux à cartographier. Des sensibilisations doivent être réalisées pour rappeler cette règle aux personnels en charge de la réalisation des cartographies RP.
- De manière générale, pour plusieurs locaux du magasin chaud des outillages contaminés (MOC), il a été relevé que les affichettes indiquant la catégorie du niveau de contamination de chaque local (Np, N1 notamment) n'étaient pas en adéquation avec le niveau de contamination mesuré lors de la dernière cartographie réglementaire du 11 juillet 2019. A titre d'exemple pour le local A105, une affichette indiquait que le local était Np (c'est-à-dire que la contamination surfacique est normalement inférieure à 0,4 Bq/cm²) alors que le niveau de contamination mesuré le 11 juillet était de 4,5 Bq/cm². Ce niveau de contamination aurait dû conduire à un classement du local en propreté radiologique de classe N2 (supérieure à 4 Bq/cm²).

De plus, les inspecteurs ont relevé que pour accéder à chacun de ces locaux, aucun saut de zone (pas de MIP10, de servantes de surchauffes, de poubelles...) n'était présent.

Au regard de ces écarts notables, l'ASN vous a fortement encouragé à revoir les dispositions de gestion des locaux du MOC en matière de radioprotection.

- Lors de la visite du MOC, les inspecteurs ont relevé que le revêtement de sol de la zone DI82 était constitué d'une simple bâche et non d'un revêtement en dur directement appliqué sur le béton du sol (ce qui est généralement observé). L'ASN s'interroge sur le réel caractère décontaminable de cette bâche qui semblait au demeurant perméable.
- En sortie de plusieurs chantiers et/ou locaux (visite complète de la pompe 1EAS001PO, local des vannes du carré d'as, activité de remplacement des soupapes SEBIM du pressuriseur...), les sondes de type MIP10 étaient soit non fonctionnelles soit absentes. Ce type d'écart est régulièrement observé sans que les actions mises en œuvre ne permettent d'observer des améliorations, et cela parfois sur des chantiers à risque de contamination élevée. Ces anomalies ont été corrigées par l'exploitant.

- Lors de la visite interne du robinet 1RCV007VP (au niveau -3,5m du BR), plusieurs intervenants ont déclenché sur un portique C2. Pour remédier aux contaminations observées, un assainissement du local a été réalisé pour réduire la contamination surfacique qui avait été alors mesurée à 650 Bq/cm². Après investigations, il s'avère que les déclenchements de portiques C2 ont pour origine des mauvaises pratiques en matière de radioprotection (absence de port de protection respiratoire par tous les intervenants, mauvaise disposition du déprimogène...). Ce type d'écart est régulièrement observé sur le CNPE.
- Pour différentes activités nécessitant l'ouverture du circuit primaire (visites internes de robinets 1RRA014VP, 1RRA015VP, remplacement du tandem 1RCP017/020VP...), les RTR ne listent aucune parade permettant d'assurer le confinement dynamique (déprimogène ou recours à la machine de mise en dépression du circuit primaire MEDCP) alors que ces parades sont nécessairement déployées sur ces chantiers.

Demande A20 : je vous demande de corriger l'ensemble des écarts observés par les inspecteurs. Vous préciserez les actions préventives que vous réaliserez pour éviter leur renouvellement sur les prochains arrêts de tranche.

Par ailleurs, en réponse aux inspections de chantier menées lors de l'arrêt du réacteur n° 1 en 2018, vous aviez pris l'engagement de l'action suivante A-13725 « *Etudier la possibilité de rendre plus robuste l'identification des points chauds pour éviter les déplacements inappropriés tout en limitant la prise de dose des intervenants* » dont l'échéance était fixée au 30 juillet 2019.

Lors de l'inspection du 1^{er} août 2019, la fiche action a été consultée et a permis de constater que le CNPE était favorable au déploiement d'étiquetage sonore et clignotant sur les points chauds identifiés comme prioritaires et sensibles.

Toutefois, au jour de l'inspection, aucune échéance n'a pu être précisée quant au déploiement de ces dispositifs pour signaler les points chauds de manière plus opérationnelle que les pancartes actuellement utilisées.

Il convient que le CNPE avance davantage sur cette thématique au regard notamment du gain en termes de dosimétrie que pourrait avoir la mise en place de ces dispositifs vis-à-vis des intervenants.

Demande A21 : je vous demande de définir une échéance raisonnable pour le déploiement des dispositifs sonores et visuels signalant les points chauds du CNPE identifiés comme sensibles et prioritaires.

∞

Epreuve hydraulique (EH) des circuits secondaires principaux (CSP)

Le 14 août 2019, l'ASN a réalisé une supervision de l'organisme habilité en charge de la réalisation de l'épreuve hydraulique de la boucle n° 1 des CSP du réacteur n° 1. A cette occasion, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts qui sont détaillés ci-dessous.

La RNM en vigueur prévoit que l'exploitant doit fournir pour l'épreuve « *un dossier opérationnel qui comporte a minima la procédure [...] qui doit décrire de manière détaillée les modalités de l'épreuve* ».

Ainsi, le CNPE a produit une note technique de suivi de la requalification de la boucle n° 1 référencée D5140/NT/19.054 indice a et datée du 13 août 2019. Ce document permet d'identifier et de localiser les différents points à contrôler pendant la requalification du CSP (les soudures et des bouchons radio à vérifier y sont détaillés ainsi que sur les plans isométriques des lignes de la boucle).

Ce document a été établi spécifiquement pour la boucle n° 1 des CSP du réacteur n° 1 du CNPE de Dampierre. Ce document a été revu au plus près de l'épreuve pour tenir compte des constats réalisés lors des pré-visites.

Or, lors de leur contrôle, les inspecteurs ont relevé que cette note technique n'était pas adaptée et comportait de nombreuses erreurs entre les soudures / bouchons radio réellement observés sur le terrain et ceux indiqués sur la note technique supra. A titre d'exemples non exhaustifs :

- des soudures ont été constatées sur le terrain sans que ces dernières ne soient retranscrites dans la note supra (cela est le cas des soudures A69A et A69B présentes sur la tuyauterie VVP ext BR) ;
- plusieurs soudures sont bien présentes sur le terrain et dans la liste des soudures à contrôler figurant dans la note technique suscitée mais ne figurent pas sur les plans isométriques des lignes à contrôler (cela est le cas de la soudure longitudinale coude ½ coquille sur la tuyauterie VVP ext BR) ;
- des soudures sont spécifiées dans la liste à contrôler mais il s'avère qu'elles n'existent pas sur la tuyauterie à l'emplacement indiqué sur le plan isométrique (cela est le cas pour la soudure M800 sur la ligne VVP ext BR).

Dans le cas présent, les inspecteurs de l'ASN considèrent que les vérifications préalables n'ont pas été faites avec suffisamment de rigueur pour piéger ces écarts documentaires.

Demande A22 : je vous demande de vous assurer que les documents opérationnels d'épreuve hydraulique, que vous êtes tenu de vérifier lors des pré-visites, fassent l'objet d'un examen approfondi par vos soins pour confronter les informations qui y sont consignées avec la réalité du terrain.

En cas d'anomalies détectées, je vous demande de faire en sorte que la révision de ces documents constitue un préalable à la réalisation de l'épreuve hydraulique, l'objectif étant de disposer d'une documentation opérationnelle en accord avec l'état réel des installations à éprouver.

En amont de l'épreuve hydraulique de la boucle n° 1, vous avez transmis une note technique synthétisant tous les examens non destructifs réalisés. En outre, au contrôle visuel de la paroi externe de l'enceinte GV, vous concluez que ce dernier s'est avéré « *conforme après nettoyage de la paroi externe (peinture écaillée)* ».

Malgré l'important travail de broissage et de préparation de la surface du GV en amont de cette EH, les inspecteurs ont constaté la présence de plusieurs zones où des nettoyages n'avaient pas été faits. En l'état, le contrôle visuel d'absence de fuites ne pouvait être réalisé. Il a fallu procéder à des nettoyages complémentaires lors de l'EH. Ainsi, la conformité de l'examen visuel de la paroi externe du GV ne pouvait être attestée en l'état.

Demande A23 : je vous demande de vous assurer que les contrôles visuels que vous réalisez couvrent bien l'ensemble des zones à contrôler et qu'en cas d'anomalies détectées, des investigations supplémentaires soient menées.

»

Déchets

Les dispositions de l'article 2.2.3-4 de la décision ASN n° 2015-DC-508 disposent que « *l'étude sur la gestion des déchets [...] présente et justifie [...] les dispositions retenues pour la gestion des déchets produits et notamment [...] elle présente la liste et les caractéristiques d'entreposage des déchets* ».

La version en vigueur de l'étude déchets spécifie qu' « *en dehors de l'îlot nucléaire, d'autres lieux de production de déchets nucléaires existent (atelier chaud, laverie, laboratoires, infirmerie, BTCR, SEK-KER...).* Les déchets collectés sont acheminés au BAC à l'aide de réceptacles confinants. L'ensemble de ces zones de collecte / regroupement des déchets nucléaires ... ne constituent pas des aires d'entreposages ».

Le 1^{er} août 2019, lors de leur visite du MOC, les inspecteurs ont constaté la présence d'une aire d'entreposage (identifiée « zone de stockage de déchets » dans l'ERI – étude de risque incendie) de déchets conditionnés dans des fûts et/ou dans des bennes confinantes. Plusieurs typologies de déchets montrent qu'il s'agit bien d'une aire d'entreposage, notamment les déchets de type DEEE et aluminium contaminé à plus de 4 Bq/cm² qui constituent actuellement des déchets sans filières. Ces derniers n'ont pas à être entreposés dans le MOC et devraient être envoyés au BAC pour y être conditionnés et envoyés vers l'aire TFA du CNPE.

Le CNPE ne dispose d'aucune autorisation ad hoc pour l'exploitation de cette aire d'entreposage de déchets radioactifs dans le MOC. Ceci constitue un écart aux dispositions de l'article 2.2.3 précité.

Demande A24 : je vous demande de régulariser la situation administrative de l'aire d'entreposage de déchets du MOC de sorte que son exploitation soit autorisée et prise en compte dans votre étude déchets.



Sectorisation incendie et entreposage de charges calorifiques dans les secteurs de feu de sûreté (SFS) à fort enjeu incendie dans les bâtiments électriques

L'article 2.2.2 de la décision ASN n° 2014-DC-0417 du 28 janvier 2014 dispose que « *l'exploitant limite les quantités de matières combustibles dans les lieux d'utilisation à ce qui est strictement nécessaire au fonctionnement normal de l'INB et, en tout état de cause, à des valeurs inférieures ou égales à celles prises en compte dans la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie.* »

L'article 4.1.2 de la décision précitée requiert que « *des dispositions [soient] prises afin qu'un même incendie ne puisse pas affecter simultanément des EIP à protéger des effets d'un incendie et assurant une redondance fonctionnelle. A ce titre, ceux-ci ne sont pas placés dans un même secteur ou zone de feu ou, à défaut, disposent d'une protection suffisante afin de prévenir une défaillance causée par un même incendie.* »

Pour le cas spécifique des SFS (secteurs de feu de sûreté) à fort enjeu incendie des BL (bâtiments électriques), EDF nationale a adressé un courrier le 5 juillet 2018 (D400818000409) aux CNPE pour renforcer la vigilance quant à la maîtrise du risque incendie dans ces SFS.

Afin de s'assurer que le suivi des SFS à fort enjeu incendie est correctement réalisé sur le CNPE, les inspecteurs se sont rendus, le 3 juillet 2019, dans plusieurs de ces SFS du réacteur n° 1 afin de vérifier que les règles élémentaires en matière de gestion de la sectorisation incendie et des entreposages de charges calorifiques étaient respectées.

A l'issue de leur visite, les inspecteurs ont relevé de nombreux écarts. Dans les SFS référencés 580, 681 et 381, il a été relevé que de nombreuses portes coupe-feu (9JSL417QF, 1JSL419QF, 1JSW604QG, 1JSL307QG, 1JSL106QG...) étaient soit pourvues de joints dégradés ou dépourvues de joints, ces derniers ayant pour rôle de garantir une étanchéité au feu entre le bâti de la porte coupe-feu et son ouvrant.

Au droit du SFS 380 – niveau +7m du BL – il a été constaté que la porte coupe-feu 9JSL417QF ne se fermait pas totalement.

L'ensemble des situations listées ci-dessous constitue des écarts significatifs aux dispositions des articles 2.2.2 et 4.1.2 de la décision 2014-DC-0417 en matière de sectorisation incendie.

Demande A25 : je vous demande d'analyser et de remédier sans délai aux écarts observés par les inspecteurs. Vous réaliserez par ailleurs les contrôles de l'ensemble des joints d'étanchéité des portes coupe-feu des bâtiments électriques (BL) et d'exploitation (BW) situés dans des SFS à fort enjeu incendie des quatre réacteurs du CNPE.

De plus, au niveau +7m du BL dans le SFS 308 (local L406 « tableaux 6,6 kV et 380V voie A »), les inspecteurs ont relevé la présence de dalles PVC au sol, raccordées entre elles sur une surface importante autour des armoires électriques (installées pour éviter d'impacter le revêtement de sol lors des chantiers en cours). L'installation de ces dalles n'a vraisemblablement pas donné lieu à la réalisation d'une évaluation de la charge calorifique qu'elles représentent.

D'une part, cette évaluation aurait dû être effectuée puisque l'installation de ces dalles PVC a été réalisée dans des locaux très sensibles du point de vue incendie et d'autre part, en vue de définir les moyens compensatoires incendie à déployer dans le local.

Demande A26 : je vous demande, dès que vous avez recours à la pose de dalles PVC dans les SFS à fort enjeu incendie des BL, de réaliser une évaluation de la charge calorifique ajoutée qu'elles représentent et de définir, eu égard de cette analyse, les moyens compensatoires à mettre en place en local.

∞

Ecarts relatifs à la thématique « incendie »

Lors des inspections, les anomalies suivantes ont été relevées concernant la gestion du risque incendie.

- Au niveau de la toiture des 4 salles des machines, de nombreuses charges calorifiques (de faux-planchers en bois ainsi que des sacs d'isolants thermiques posés à même le sol sur tout le linéaire de la toiture) étaient entreposées sans qu'aucune évaluation de la charge calorifique n'ait été réalisée pour définir les moyens compensatoires ad hoc. Depuis ce constat, EDF a confirmé avoir évacué ces charges calorifiques non nécessaires.
- Au niveau +16m du bâtiment réacteur, près de soixante sacs à déchets nucléaires (contenant des morceaux de calorifuges à rebuter) étaient entreposés dans des conditions non satisfaisantes. De plus, aucune évaluation de la charge calorifique pour ces derniers n'avait été réalisée. Je rappelle que la charge calorifique dans les bâtiments réacteurs doit être réduite au strict minimum et uniquement liée aux activités en cours. La situation était similaire au niveau de la zone d'accès aux galeries techniques SEC en tranche 1, avec plusieurs dizaines de sacs à déchets nucléaires (contenant principalement des sur-tenues et sur-chaussures usagées).
- A plusieurs niveaux du BR, il a été constaté la présence de matériels de chantiers (caisses d'outillages, échafaudages...) directement situés devant les prises d'eau des colonnes incendie. Ainsi en cas d'incendie, le temps de connexion des lances d'attaque à ces prises d'eau aurait été augmenté de façon significative au vu de cette configuration.
- Pour la réalisation de l'épreuve hydraulique des CSP, des tuyauteries temporaires rigides ont été déployées, le 17 juin 2019 (date indiquée sur le panneau de chantier), depuis un container métallique (situé non loin de 1LHP) vers différents locaux du bâtiment électrique (où se trouve du matériel lié aux CSP). Le passage de ces tuyauteries bloquait la bonne fermeture de plusieurs portes coupe-feu (IJSN258 et 262QG). Ces pertes de sectorisation incendie n'étaient pas connues ni suivies par l'exploitant contrairement à l'organisation générale du site à ce sujet.
- Dans le local produits chimiques du MOC, les inspecteurs ont relevé l'absence du système d'extinction automatique demandé par l'étude de risque incendie de ce local. De plus, il a été relevé la présence d'un stockage de plusieurs dizaines de litres d'huiles entreposés en dehors de ce local ce qui est contraire aux dispositions de l'ERI imposant que ce type d'entreposage se fasse dans le local produits chimiques (pourvu de caractéristiques spécifiques vis-à-vis de la maîtrise du risque incendie).
- Le CNPE ne procède pas à la vérification exhaustive de tous les siphons de sol présents dans ses installations, y compris ceux ayant un requis incendie dit PAI. Vous avez précisé, lors de l'arrêt, que près de 300 siphons au total sur site, dont certains classés PAI, n'avaient jamais fait l'objet de contrôles périodiques.

Demande A27 : je vous demande de corriger et d'analyser l'ensemble des écarts précités et de prendre les dispositions nécessaires pour éviter leur reconduction. Vous me rendrez compte des actions mises en œuvre.

Je vous demande de vous réinterroger sur le caractère significatif de l'absence de contrôles périodiques menés sur de nombreux siphons de sol PAI susceptibles d'induire de nombreuses pertes de sectorisation incendie du fait de l'absence d'eau dans plusieurs d'entre eux. Vous procéderez le cas échéant à la déclaration d'un évènement significatif pour la sûreté.

Par ailleurs, lors de leur contrôle du 23 septembre 2019, les inspecteurs ont consulté les documents opératoires en lien avec l'activité de maintenance préventive décennale de vérification des sprinklers à eau des locaux des BAN-BW-BK. L'objectif de ce contrôle était de s'assurer que l'activité était bien « *réalisée conforme* » comme indiqué dans le bilan divergence D453319031707.

Cet examen a révélé que les contrôles réalisés sur les lignes incendie du BAN n'avaient pas été effectués de manière exhaustive pour répondre au PBMP. En effet, le compte rendu de l'ordre de travail n° 2574301 précise que « *pour le local N302 impossible d'accéder à la ligne trop de grosse tuyauterie contrôle visuel lointain rien ne paraissait anormal* ».

L'ASN considère que le contrôle effectué n'a pas été exhaustif alors que le PBMP JPx requiert un contrôle de l'ensemble des sprinklers et de fait, de conclure que l'activité est « *réalisée conforme* » dans le bilan divergence constitue des manquements en termes de transparence de la part du CNPE.

Des contrôles complémentaires de la ligne non inspectée ont été réalisés le 24 septembre 2019, suite au constat de l'ASN ; il n'a pas été révélé d'anomalies.

Demande A28 : je vous demande de réaliser une revue de l'ensemble des maintenances décennales que vous avez faites sur les systèmes d'aspersion à eau et sprinklers pour vous assurer que toutes les lignes incendie ont bien été contrôlées.

Vous me rendrez compte du résultat de ces contrôles et vous me justifierez, pour le cas d'espèce lié à l'absence de contrôle des sprinklers du local N302 du BAN n° 9, pourquoi l'analyse de 1^{er} niveau réalisée par le CNPE n'a pas identifié la nécessité d'effectuer un contrôle exhaustif pour répondre au PBMP JPx.

∞

B Demandes de compléments d'information

Intervention sur l'organe de robinetterie 1VVP003VV

L'organe de robinetterie 1VVP003VV faisait partie de la bulle de l'épreuve hydraulique de la boucle n° 3 des CSP qui a été réalisée le 11 août 2019.

Lors de la supervision de la boucle n° 1 réalisée le 14 août, les inspecteurs de l'ASN ont constaté la présence d'un panneau de chantier qui indiquait que des activités étaient en cours sur ce robinet dont la fin serait programmée pour le 25 août 2019. La présence d'outillages au sol à proximité de cet organe tend à confirmer la réalisation d'une activité de maintenance et/ou d'essai sur ce dernier.

Les inspecteurs se sont donc naturellement interrogés sur l'impact de la réalisation d'une activité de maintenance et/ou d'essai sur ce matériel pendant l'épreuve hydraulique de la boucle n° 3, ce matériel étant soumis à une pression d'épreuve minimale de 89,8 bar.

L'ASN n'a été pas été informée par le CNPE que des activités sur 1VVP003VV étaient en cours alors que l'épreuve hydraulique de la boucle n° 3 devait avoir lieu.

Demande B1 : je vous demande de vous positionner vis-à-vis de la situation constatée par les inspecteurs et de me justifier que des dispositions ad hoc avaient bien été prises pour garantir la sécurité des intervenants lors de cette épreuve hydraulique, vis-à-vis notamment du risque pression.

☪

Etalonnage des capteurs de pression associés à la pompe de test 9RIS011PO

Lors de la visite pour maintenance de la pompe de test 9RIS011PO réalisée sur l'arrêt, le prestataire avait indiqué ne pas avoir obtenu d'informations quant à la réalisation effective de contrôles métrologiques sur les capteurs de pression 9RIS064, 065 et 066LP avant la dépose effective de l'hydraulique de la pompe.

Par mail du 7 juillet 2019, vous avez indiqué que seul le capteur 9RIS066LP fait l'objet d'une vérification métrologique quinquennale mais pour les autres capteurs, vous spécifiez : « - 9RIS064LP n'a pas de programme de vérification métrologique. - 9RIS065LP local n'est pas vérifié, il est substitué par un manomètre vérifié métrologiquement en préalable de l'EPC RIS 140 ». Aucune justification particulière n'a été fournie pour démontrer l'absence de nécessité de réaliser des étalonnages périodiques des manomètres fixes 9RIS064 et 065LP.

De plus, lors de l'examen du RFI, les inspecteurs ont relevé que les capteurs de pression montés étaient hors validité (date de péremption indiquée sur les étiquettes des pièces de rechange au 24 janvier 2019 alors que leur montage sur site n'a été fait qu'en juillet 2019).

Au regard de ce qui précède, il semble nécessaire que des contrôles métrologiques en service de ces capteurs soient réalisés.

Demande B2 : je vous demande de me préciser la fonction et les exigences associées aux capteurs 9RIS064 et 065 LP. En fonction du résultat, vous indiquerez les contrôles métrologiques que vous déploierez pour vous assurer du maintien de la qualification des capteurs dans le temps.

☪

Montage de joints hors validité sur la 9RIS011PO

Dans le cadre de l'examen du RFI de la visite 30 cycles de la 9RIS011PO, vous avez indiqué après interrogation de l'ASN (où un constat de joint torique monté en juillet 2019 a été réalisé alors que la validité de ces joints était fixée au mois de novembre 2017) : « Après consultation du constructeur CLEXTRAL (revendeur de ces joints toriques) il apparaît en fait que le kit de maintenance I4475B1T utilisé pour l'activité a subi une remise à niveau constructeur. Lors de cette remise à niveau, les anciens joints R6 composant la pochette ont été rebutés. Des joints neufs ont été remis dans le nouveau kit X451RTWH en gardant l'ancienne étiquette. Le constructeur nous garantit une durée de validité de 10 ans (règle de durée de vie suivant norme ISO 2230) pour ces joints R6 en nitrile à compter du 24/11/2017 (date à laquelle le kit de pièces de rechange a été recomposé). »

La remise à niveau des joints montés n'aurait pas été faite dans les règles de l'art ; en effet, les joints neufs auraient été mis dans le kit PdR (pièce de rechange) des anciens en gardant la même étiquette.

Sauf erreur, les sachets PdR sont des sachets plastiques à usage unique. Ainsi, il ne semble pas possible de réaliser une mise à niveau avec de nouvelles PdR en utilisant d'anciens sachets.

Demande B3 : je vous demande de me préciser si cette pratique est autorisée par votre référentiel. Autrement, vous vous positionnerez sur l'aptitude des joints concernés par cette anomalie à assurer leur fonction.

☪

Continuité électrique entre brides où des MCE sont installés

La règle nationale de maintenance (RNM) des manchons compensateurs en élastomères MCE (RNM-TPAL-AM450-09 indice 2 du 29 avril 2016) indique qu'il faut « s'assurer de la continuité électrique entre brides sur les circuits véhiculant des produits inflammables ou explosifs (circuits fuel et huile) ».

Concernant « les circuits véhiculant de l'eau ou des produits non inflammables », la RNM précise également : « il est conseillé de vérifier la continuité électrique entre brides pour éviter tous risques électriques lors d'une intervention »

Lors de leurs contrôles, les inspecteurs ont constaté que des plaques métalliques avaient été installées entre les brides, où des MCE se trouvent, sur les tuyauteries de refroidissement en eau HT et BT des diesels 1LHP et 1LHQ.

Or, au regard des informations prescrites dans la RNM, il ne semble pas nécessaire d'avoir recours à l'installation de tels dispositifs pour s'assurer de la continuité électrique, compte tenu que les tuyauteries HT et BT véhiculent de l'eau. Cependant, la vérification de la continuité électrique pour ces tuyauteries doit être réalisée lors d'une intervention.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de justifier le caractère requis ou non des plaques métalliques supra et notamment si l'installation de ces dernières ne remet pas en cause les prescriptions de montage des MCE entre brides.

Demande B4 : je vous demande de me justifier si les plaques métalliques assurant la continuité entre brides, où se trouvent des MCE des tuyauteries d'eau des diesels, sont bien requises au regard des exigences de montage.

Dans l'affirmative, vous me justifierez que leur présence ne remet pas en cause la tenue de ces tuyauteries aux différentes sollicitations auxquelles elles peuvent être soumises (vibrations, mécaniques, sismiques...).

☺

Tuyauteries de refroidissement en eau HT et BT des diesels : respect des épaisseurs minimales et risque d'agression par la charpente métallique

Lors de l'inspection du 5 juillet 2019, les inspecteurs ont souhaité contrôler l'état des tuyauteries de refroidissement en eau HT et BT des diesels 1LHP et 1LHQ. Ce contrôle faisait suite au retour d'expérience d'un événement significatif déclaré par le CNPE de Saint Laurent en juin 2019 (référéncé 1.005.19 / ESINB-OLS-2019-0572) relatif à des sous-épaisseurs sur une tuyauterie en eau HT du diesel 1LHQ ne garantissant pas sa tenue au séisme.

Sur la déclaration de l'évènement, il est précisé que « l'épaisseur minimale mesurée sur la tuyauterie est de 2,25 mm pour une épaisseur nominale de fabrication de 4,5 mm. Le critère de remplacement de la tuyauterie selon le dossier technique de mise en conformité de trémies des diesels est de 2,5 mm ».

Si les inspecteurs n'ont pas constaté de dégradation apparente de ces tuyauteries pour les diesels 1LHP et 1LHQ, le CNPE a indiqué qu'aucune mesure d'épaisseur de ces tuyauteries n'était réalisée.

Au regard de leur implantation (en extérieur dans un caniveau), ces tuyauteries sont sujettes aux aléas climatiques et à la corrosion. Ainsi, la réalisation de mesures d'épaisseur sur ces tuyauteries semble impérative pour s'assurer que l'épaisseur minimale garantissant leur tenue au séisme n'est pas atteinte.

Demande B5 : je vous demande de réaliser des mesures d'épaisseur sur l'ensemble des tuyauteries HT et BT des diesels du CNPE afin de vous assurer que l'épaisseur minimale de tenue au séisme de ces dernières n'est pas atteinte.

Par ailleurs, lors de leur contrôle du 18 septembre 2019, les inspecteurs ont relevé que la charpente métallique, située au-dessus du caniveau où se trouvent les lignes HT/BT et supportant plusieurs équipements ainsi que les trappes métalliques d'accès à ces lignes, était correctement fixée et ancrée sur les parties latérales du caniveau mais que cela n'était pas forcément le cas en partie basse du caniveau (absence de fixations de type chevilles sur les supports qui sont uniquement posés sur le génie civil).

Au regard de cette situation, les inspecteurs se sont interrogés sur le possible caractère agresseur, sous séisme, de cette charpente métallique sur les tuyauteries HT/BT de refroidissement en eau des diesels.

Vos représentants n'ont pas été en mesure d'apporter des éléments à ce sujet.

Demande B6 : je vous demande de mener une analyse quant au possible caractère agresseur, sous séisme, de la charpente métallique sur les tuyauteries HT/BT compte tenu de l'absence de fixations de cette dernière en point bas. Vous me rendrez compte du résultat de cette analyse et des éventuelles actions à réaliser pour renforcer la tenue de la charpente métallique pour annihiler son possible caractère agresseur d'EIP.

∞

Programme de contrôles d'épaisseurs des tuyauteries JPx et SFx en stations de pompage

Suite au retour d'expérience négatif du CNPE de Belleville de 2017 où des sous-épaisseurs sur des tronçons de tuyauteries JPx et SFx avaient été constatées remettant en cause leur tenue au séisme et à la pression, toutes les tranches du parc nucléaire en exploitation ont dû réaliser des mesures d'épaisseur sur les tronçons de tuyauteries similaires en stations de pompage pour dresser un état des lieux de la situation.

Sur le CNPE de Dampierre, ces mesures ont conduit au remplacement de nombreux tronçons de tuyauteries SFx et JPx également vus en sous-épaisseurs. Compte tenu de leur sensibilité à la corrosion / érosion de par la nature du fluide véhiculé dans ces tronçons (eau brute de Loire), il est nécessaire que des contrôles périodiques d'épaisseur soient également réalisés sur ces nouveaux tronçons afin de suivre la cinétique d'évolution de leur épaisseur.

Suite à une interrogation de l'ASN concernant un remplacement de tronçon SFI par anticipation sur l'arrêt du réacteur n° 1, vous m'avez précisé par courrier électronique du 14 août 2019 : « une relance a été faite par le CNPE DAMPIERRE ce jour auprès de l'UNIE qui est toujours en cours d'instruction sur la partie programme de contrôle. Des nouveaux UT Mep seront réalisés selon les prescriptions. »

Demande B7 : je vous demande de me transmettre, à réception, le programme de contrôles (et donc les périodicités associées) définis pour la réalisation des mesures d'épaisseur des tronçons JPx et SFx récemment remplacés.

∞

Tenue au séisme de la charpente métallique de locaux du bâtiment réacteur (BR)

En application du PBMP génie civil, le CNPE a procédé à la 3^{ème} visite décennale des charpentes métalliques du bâtiment réacteur n° 1 lors de son arrêt pour maintenance.

Lors de ce contrôle, plusieurs défauts susceptibles de remettre en cause la tenue structurelle d'une partie des charpentes métalliques des locaux ont été constatés (point de fixation d'un caillebotis rogné et/ou découpé pour des adaptations locales). Ces écarts étaient susceptibles d'induire l'agression, sous séisme, d'EIP par des éléments de charpente non suffisamment fixés.

Compte tenu de l'absence de garantie de la tenue structurelle de la charpente de ces locaux et du risque d'impacter du matériel EIP en cas de séisme, le CNPE a procédé aux remises en conformité qui s'imposaient pour restituer une tenue suffisante des charpentes en écart.

Toutefois, le CNPE considère qu'il ne s'agit pas d'un écart générique puisque les défauts constatés sont issus d'adaptations locales liées à l'environnement des locaux.

L'ASN vous a rappelé que des adaptations locales (suppression d'une cornière ou de platine de fixation de charpentes métalliques au génie civil) pouvaient être observées dans les autres bâtiments réacteurs du CNPE ce qui impliquerait de fait, le caractère potentiellement générique de cet écart.

De plus, vous avez indiqué aux inspecteurs que les vérifications de la conformité des charpentes métalliques des bâtiments des réacteurs n° 2 et 4 seront effectuées en 2020 et en 2021 pour le réacteur n° 3. Attendre 2021 pour le réacteur n° 3 n'est pas envisageable au vu des enjeux de sûreté liés à des défauts de tenue de la charpente métallique de locaux d'un BR.

Demande B8 : je vous demande de procéder aux vérifications de la conformité des charpentes métalliques des bâtiments des trois autres réacteurs au plus tard lors des arrêts de 2020.

Au regard des constatations qui seront faites lors de ces vérifications, je vous demande de reconsidérer le potentiel impact générique de ces écarts et de procéder, le cas échéant, à la déclaration d'un évènement significatif pour la sûreté (ESS) à caractère générique.

☺

Installation et suivi de capteurs qualifiés ATEX

Lors de l'inspection du 18 septembre 2019, les inspecteurs ont consulté la documentation en lien avec le remplacement des capteurs 1TEP003/005SP (pressostats liés à la bache de tête TEP001BA) et 1RCV010MP (capteur de pression raccordé à la bache RCV002BA) par du matériel qualifié ATEX.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser aux inspecteurs les opérations de maintenance et de contrôles périodiques qui seront réalisés sur ces capteurs, notamment pour s'assurer du maintien de leur qualification dans le temps.

Demande B9 : je vous demande de me préciser les modalités de maintenance et de contrôles périodiques que vous réaliserez sur les capteurs TEP003-005SP et RCV010MP.

Vous me préciserez également la qualification UTO attendue du ou des prestataires susceptibles d'intervenir sur ce type de matériels ATEX.

☺

Contrôle sur les ancrages de matériels de ventilation de matériels EIPS (équipements importants pour la sécurité)

Concernant l'exhaustivité des matériels à contrôler, les inspecteurs vous ont demandé comment avaient été réalisés les contrôles de matériels situés en ambiance dosimétrique élevée. Vos représentants n'ont pas été en mesure d'apporter des éléments à ce sujet alors que le PBMP « ancrages » exige de s'intéresser à la question ; en effet, le PBMP indique qu'« *un petit nombre de matériels sont situés en ambiance à dosimétrie élevée. Pour ces matériels, le CNPE réalisera une analyse des possibilités d'intervention [...]* » et qu'une concertation avec vos services centraux doit être réalisée en cas d'impossibilité de déclasser la zone pour effectuer tel ou tel contrôle.

Demande B10 : en sus de la liste spécifique par tranche à réaliser (cf. demande A2 formulée dans le présent courrier), je vous demande de me préciser (pour les quatre tranches du CNPE) les équipements de ventilation situés dans des zones à ambiance dosimétrique élevée.

Je vous demande de me justifier que les contrôles de leurs ancrages ont bien été effectués selon les échéances prescrites, ou à défaut, me transmettre l'argumentaire de vos services centraux démontrant l'impossibilité de les réaliser.

☺

Analyse des écarts incendie vis dans les secteurs de feu de sûreté (SFS) à fort enjeu incendie

Suite à la constatation de plusieurs anomalies de sectorisation incendie dans les SFS du bâtiment électrique, l'ASN vous a demandé de mener une analyse de déclarabilité. Le CNPE a simplement retenu la déclaration d'un évènement intéressant la sûreté (EIS). Or, au regard des écarts multiples constatés par l'ASN dans ces SFS à fort enjeu incendie, il est nécessaire d'effectuer une analyse approfondie.

D'ailleurs, la filière indépendante de sûreté (FIS) du CNPE, au travers d'une fiche rapide d'analyse n° 096/19 indice a du 6 juillet 2019, a confirmé le caractère significatif de ces écarts. En outre, la FIS retient que « *ces nombreux signaux faibles [en matière de sectorisation incendie observés depuis 2018] cumulés aux anomalies détectées par une inspection de l'ASN concernant les dégradations des portes identifiées en perte d'intégrité de classe 1 mais aussi de classe 2 montrent un potentiel impact significatif sur la sûreté [d'autant que ces écarts ont été observés dans des SFS à fort enjeu incendie]. LIS se prononce donc pour effectuer une analyse approfondie afin de permettre de progresser dans ce domaine si important pour notre installation avec la déclaration d'un ESS critère 10.* »

Demande B11 : je vous demande de mener une analyse approfondie sur les écarts détectés par l'ASN sur de nombreuses portes coupe-feu des SFS à fort enjeu incendie du BL de la tranche 1.

Vous me transmettez les enseignements que vous tirerez de cette analyse ainsi que le plan d'actions à déployer pour éviter le renouvellement de ces anomalies.

∞

C Observations

C1. Qualité et contenu des documents transmis lors des arrêts de réacteurs

Lors du suivi de l'arrêt du réacteur n° 1 en 2019, plusieurs documents sont transmis à l'ASN pour instruction.

De nombreuses transmissions se sont avérées soit incomplètes, soit pourvues d'erreurs notables. Par exemple, le dossier de présentation de l'arrêt indice b précise que le référentiel de maintenance applicable, pour les visites internes des organes 1ASG029VD, 1ARE042VL, 1VVP001VV..., est le PBMP référencé PB 900 AM 050 07 indice 2.

Le PBMP précité détaille les opérations de maintenance en lien avec des organes de robinetterie du CPP alors que les organes précités sont associés aux CSP dont les opérations de maintenance sont précisées dans le PBMP AM 050 05 indice 2.

Il convient que le CNPE soit davantage vigilant sur l'exactitude du contenu des documents qu'il transmet à l'ASN.

C2. Par décision CODEP-OLS-2019-028992 du 28 juin 2019, l'ASN a autorisé le CNPE à déroger temporairement aux STE en rendant indisponible la pompe de test 9RIS011PO sur la tranche 2 lors de la réalisation de travaux et de maintenance effectués sur l'arrêt du réacteur n° 1.

Compte tenu des températures estivales caniculaires observées fin juin 2019, une des mesures compensatoires retenues par le CNPE consistait à « *s'assurer grâce à une ronde dans les locaux des tableaux électriques 2LHA et 2LHB, une fois par quart, de l'efficacité de DVL pour respecter les températures prescrites (strictement inférieures à 40 °C).* »

Si la traçabilité des rondes réalisées (ainsi que le relevé de la température) par la conduite a été observée par les inspecteurs le 3 juillet 2019, vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser si le thermomètre utilisé pour la réalisation de ces relevés était bien conforme d'un point de vu métrologique.

C3. Lors de l'arrêt, le CNPE s'est rendu compte que les dimensions d'indications volumiques sur du matériel lié aux CSP avaient été sous évaluées compte tenu de la mauvaise lecture, à l'époque, des radiogrammes. Normalement, la lecture des radiogrammes est une AIP et un contrôle technique doit être réalisé. Dans le cas présent, cela signifie que deux personnes distinctes ont lu des radiogrammes et n'ont pas été en mesure de retranscrire les réelles dimensions des défauts. Après investigations et suite à la demande de l'ASN, le CNPE a indiqué qu'« *il n'y a pas d'autre cas similaire observé sur cet arrêt* ».

C4. EH des CSP

Lors du contrôle du 14 août 2019, les inspecteurs ont fait les constats suivants.

- Une partie du balisage (matérialisant notamment le risque pression) n'était pas conforme au niveau +16m du BR ; en effet, il avait été procédé au balisage de la ligne VVP de la boucle n° 2 et non de la boucle n° 1.
- Lors de l'épreuve hydraulique de la boucle n° 2 réalisée fin juillet 2019, de nombreux franchissements de balisage étaient à déplorer par du personnel non nécessaire à l'épreuve et n'ayant pas reçu l'autorisation de procéder à de tels franchissements. Pour éviter que ce type d'écarts ne soit de nouveau observé, plusieurs surveillants ont été dépêchés au niveau des accès des différents balisages pour l'épreuve de la boucle n° 1. Néanmoins, cette parade supplémentaire n'a vraisemblablement pas été suffisante, compte tenu que deux personnes en charge du contrôle des petites lignes avaient franchi, sans autorisation, le balisage pour procéder à des contrôles dans les casemates du générateur de vapeur n° 1 (alors que l'épreuve était en cours).
- Tous les calorifuges devant être retirés pour permettre de réaliser un visuel d'absence de fuites à la pression d'épreuve n'avaient pas été enlevés. Par exemple, une partie du calorifuge sur la 1^{ère} butée radiale de 1VVP0011VV avait été laissée sur la ligne, ne permettant pas de contrôler la soudure A21.

C5. Dans le local L406 précité, les inspecteurs ont consulté la fiche d'entreposage du matériel de chantier en lien avec les travaux sur les cellules électriques du robinet 1EAS001VB (le matériel représentait une charge calorifique de 618 MJ). Cette fiche autorisait l'entreposage de matériel sur une période allant du 26 juin au 31 août 2019. Votre organisation prévoit que des vérifications hebdomadaires du colisage soient réalisées. La traçabilité de ces vérifications est à apposer directement sur la fiche d'entreposage.

Dans ce cas d'espèce, les inspecteurs ont constaté que le prestataire en charge de cette vérification avait signé, par anticipation, l'ensemble des vérifications hebdomadaires à réaliser jusqu'à la fin du chantier. Les inspecteurs vous ont signifié le caractère inacceptable d'une telle situation qui s'apparente à un faux.

L'ASN vous invite à renforcer votre organisation en matière de prévention du risque de fraude (falsification documentaire).

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, sauf mention spécifique indiquée dans le libellé de la demande, 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.

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'ASN (www.asn.fr).

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

Le Chef de la division d'Orléans

Signé par Alexandre HOULÉ