

Lyon, le 30 novembre 2023

Référence courrier : CODEP-LYO-2023-064289

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité de Saint Alban
Electricité de France
BP 31
38555 ST MAURICE L'EXIL**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB 119)
Lettre de suite des inspections des 13 avril, 2 mai, 12 mai et 13 juin 2023 sur le thème « R.5.9
Inspections de chantiers – Visite partielle (VP) du réacteur 1 »

N° dossier : Inspection n° INSSN-LYO-2023-0465

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

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, des inspections, dont certaines inopinées, ont eu lieu les 13 avril, 2 mai, 12 mai et 13 juin 2023 sur la centrale nucléaire de Saint Alban sur le thème « R.5.9 inspections de chantiers », dans le cadre de l'arrêt pour maintenance programmée et renouvellement partiel du combustible, de type visite partielle (VP) du réacteur n°1. Ces inspections, réalisées sur site, ont été complétées de contrôles documentaires réalisés à distance au cours de l'arrêt du réacteur, entre le 24 février et le 17 septembre 2023.

Je vous communique ci-dessous la synthèse des inspections ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

Les inspections inopinées des 13 avril, 2 et 12 mai 2023 avaient pour objet de vérifier la qualité des interventions de maintenance réalisées lors de la VP du réacteur 1. L'inspection du 13 juin 2023 avait pour objet le suivi de la maintenance des contacteurs 6,6 kV réalisée par le constructeur de ces équipements.

Les inspections ont consisté à examiner, par sondage, certains dossiers d'intervention choisis par sondage ainsi que les comptes rendus d'intervention et le traitement des plans d'action associés. Les inspecteurs ont également examiné les conditions d'intervention et les dossiers spécifiques d'intervention de plusieurs activités, parmi lesquels :

- le remplacement des garnitures des pompes du circuit d'injection de sécurité (RIS) repérées 1 RIS 051 PO et 1 RIS 052 PO, au titre de la disposition particulière (DP) n° 372 ;
- la visite de type 2B du palier et le remplacement des joints n°1 des groupes motopompes primaires (GMPP) repérés 1 RCP 051 PO et 1 RCP 052 PO ;
- la visite interne de l'équipement repéré 1APG007VL au niveau du générateur de vapeur (GV) n° 3 ;
- le chantier en lien avec l'écart de conformité (EC) n°579 sur les défauts de montage des câbles 6.6KV et la maintenance réalisée sur les disjoncteurs et contacteurs 6.6 kV ;
- le chantier de contrôle dimensionnel des Tore du système d'alimentation normale en eau du réacteur (ARE) ;
- le chantier de dépose des câbles du transformateur auxiliaire (TA) et du remplacement des

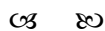
- traversées dans le cadre du référentiel prescriptif d'EDF;
- la modification locale, référencée « PTSA1865AA », relative au bouchage des tubulures de récupération de fuites des soupapes de protection du carter au niveau du diesel voie B (LHQ) et la requalification de ce diesel;
 - le chantier de remontage des plaques entretoises au niveau des dispositifs auto-bloquants (DAB) de fabrication « Lisega » ;
 - le remplacement des tubes guides de grappes ;
 - le remplacement des plaques d'un échangeur du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) repéré 1RRI054RF.

Enfin, des contrôles à distance, réalisés au cours de l'arrêt, ont porté plus particulièrement sur :

- le plan d'action n°338350 relatif aux disjoncteurs 6,6 kV ;
- l'épreuve hydraulique du circuit secondaire principal (CSP) ;
- les dossiers associés aux interventions notables réalisées sur le circuit primaire principal (CPP) ;
- les résultats des contrôles liés aux écarts de conformité mis en évidence sur d'autres réacteurs du parc nucléaire d'EDF et la résorption de ceux identifiés sur le réacteur 1 ;
- les résultats du contrôle du calage du CPP.

A l'issue de ces inspections sur site et de ces contrôles à distance, vous avez apporté au fil de l'eau les éléments de réponse aux principaux constats des inspecteurs. Après examen de ces éléments, l'ASN a considéré que les opérations de maintenance réalisées au cours de l'arrêt du réacteur 1 ont été réalisées dans des conditions de sûreté globalement satisfaisantes et a donné, le 5 septembre 2023, son accord pour la divergence du réacteur 1, tel que prévu à l'article 2.4.1 de sa décision n° 2014-DC-0444 du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

Toutefois, une surveillance de certains points particuliers doit être mise en place. Ces points donnent lieu aux demandes ci-après.



I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.



II. AUTRES DEMANDES

Montage non conforme au plan des entretoises des dispositifs auto-bloquants (DAB) de fabrication « Lisega » sur le système des tuyauteries vapeur principales (VVP)

Au cours de la visite partielle du réacteur 1, lors du remplacement des DAB VVP de fabrication « Vibrachoc » sur les boucles 3 et 4 et de la maintenance des clapets valves des DAB de fabrication « Lisega » sur les boucles 1 et 2, les intervenants de la société prestataire se sont aperçus que les positions des cales entretoises servant à régler la position des chapes des DAB étaient inversées par rapport à la préconisation du guide d'entretien et d'exploitation (GEE). Le montage des entretoises a été corrigé de manière réactive sur le réacteur 1.

Cependant, les investigations menées sur le réacteur 2 à l'issue de ce constat montrent que ce même défaut de montage existe sur les DAB des 4 boucles du réacteur 2. Vos représentants ont présenté à l'ASN des éléments permettant de démontrer la disponibilité des équipements avec le montage

inversé des entretoises. Ils ont notamment précisé que les DAB ne se touchent pas physiquement et que la fonction de « bloqueur » des DAB est conservée.

Toutefois, une remise en conformité de l'installation aux plans devra être réalisée lors du prochain arrêt du réacteur.

Demande II.1 : Programmer le remontage des plaques entretoises des DAB de fabrication « Lisega », conformément aux plans, à l'occasion du prochain arrêt pour rechargement du réacteur 2.

Demande II.2 : En lien avec le constructeur et vos services centraux, tirer le retour d'expérience de cette situation et mettre en place des mesures correctives permettant d'en éviter son renouvellement sur le parc nucléaire en exploitation. Faire part des actions engagées à la division de Lyon de l'ASN.

Anomalies sur les commutateurs d'armement des disjoncteurs 6,6 kV

Une demande de modification des commutateurs d'armement IN des disjoncteurs 6,6 kV a été émise en 2017 par le constructeur, afin de traiter l'extinction de la filière d'approvisionnement historique.

Un avis positif sur le remplacement des commutateurs a été rendu par vos services centraux sur la base d'essais d'endurance. Les nouveaux commutateurs ont été montés sur les disjoncteurs des réacteurs du site dans le cadre d'opérations de maintenance préventive lors de la 3^{ème} visite décennale du réacteur 1 en 2018 puis lors de la visite partielle du réacteur 2 en 2022.

Le 16 avril 2022, un refus de fermeture d'un commutateur repéré 2LHA002JA a été observé lors de la réalisation de l'essai périodique LHP102 et a donné lieu à la déclaration et l'analyse d'un évènement significatif pour la sûreté. L'expertise réalisée par le constructeur a conclu à un défaut ponctuel sur le commutateur d'armement « IN » du disjoncteur 6,6kV. Le 6 septembre 2022, le disjoncteur équipant la pompe repérée 2CRF002PO a présenté également un refus de fermeture.

Vos services centraux ont indiqué à l'ASN, en janvier 2023, que les nouveaux commutateurs d'armement contenus dans les disjoncteurs 6,6 kV pourraient nécessiter un couple de 1,7 à 1,8 N.m pour basculer, alors que ce couple était de 1 N.m pour l'ancien commutateur. Cette information a été confirmée par l'expertise menée de manière réactive par le constructeur début février 2023 et a entraîné la déprogrammation du remplacement des commutateurs d'armement « IN » prévus dans le cadre de l'arrêt. Une solution technique pérenne a été proposée par le constructeur en juillet 2023, mais nécessite des essais de qualification sur le système commutateur « IN ».

Dans l'attente des résultats des essais de qualification, une instruction temporaire de conduite imposant une vérification du réarmement à chaque mouvement de disjoncteur a été mise en place.

Demande II.3 : Transmettre à la division de Lyon de l'ASN le planning de résorption de l'anomalie susmentionnée en indiquant le délai convenu avec le constructeur pour la fourniture de nouveaux commutateurs « IN » conformes, leur qualification et leur installation sur les deux réacteurs du site.

Demande II.4 : Transmettre à la division de Lyon de l'ASN une analyse du domaine d'exploitation le plus sûr pour le remplacement des commutateurs et indiquer si une modification temporaire des spécifications techniques d'exploitation (STE) est nécessaire pour sa réalisation.

Demande II.5 : Mettre en œuvre un suivi des manœuvres des différents disjoncteurs et des réarmements réalisés via l'instruction temporaire de conduite mise en place dans ce cadre.

Problématique des fusibles « FD3M » des contacteurs 6,6kV « SFC310 »

Au cours de l'inspection du 13 juin 2023, les inspecteurs ont constaté que la gamme utilisée par les intervenants pour une opération de maintenance d'un contacteur 6,6 kV préconisait un remplacement des fusibles « FD3M » tous les 10 ans alors que les fusibles en place étaient âgés de plus de 40 ans. Un dossier de justification du maintien de la qualification de ces fusibles jusqu'à la 4^{ème} visite décennale (VD4) des réacteurs a été transmis à l'ASN le 26 juillet 2023.

Après analyse de ce dossier, l'ASN vous a demandé de réaliser des essais complémentaires afin de démontrer le maintien de la qualification des fusibles HTA installés sur les réacteurs n° 1 et n° 2 du CNPE de Saint-Alban jusqu'à la VD4 de ces réacteurs. Le 16 octobre 2023, vous vous êtes engagé auprès des services de l'ASN à réaliser, pour fin novembre 2023, des essais complémentaires sur 6 fusibles prélevés sur les installations du site.

Demande II.6 : Transmettre à la division de Lyon de l'ASN les résultats des essais complémentaires réalisés sur les 6 fusibles concernés.

Traitement de l'écart n°375 – Séisme Evènement – Robinets Incendie Armés (RIA)

Le séisme événement (SE) est le risque d'agression de matériels importants pour la sûreté (EIPS) classés au séisme (cibles potentielles) par des matériels non classés au séisme (agresseurs potentiels). La démarche de SE a pour objet de s'assurer qu'il n'y a pas de matériels non classés au séisme, dont la rupture, la défaillance ou le déplacement pourrait entraîner une perte ou une dégradation de d'équipements importants pour la protection des intérêts et proche de ces matériels.

A la suite des constats faits sur les RIA de l'espace entre enceinte, votre référent « Séisme Evènement » a réalisé une visite de terrain de tous les RIA de l'ilot nucléaire. Il en a découlé la détection de nombreux écarts sur plusieurs RIA situés dans différents locaux.

Des plans d'actions (PA CSTA) ont été ouverts pour suivre le traitement de ces différents écarts et l'ensemble des écarts identifiés sur le réacteur 1 ont été résorbés préalablement à son redémarrage. Toutefois, il conviendra de résorber les écarts identifiés sur le réacteur 2, au plus tard au cours du prochain arrêt pour rechargement. Le fait que les contrôles réalisés initialement n'aient pas permis d'identifier les agresseurs devra être investigué.

Demande II.7 : Faire une revue de conformité des RIA du réacteur 2 et traiter les écarts identifiés, au plus tard au cours du prochain arrêt pour rechargement du réacteur.

Demande II.8 : Caractériser ces écarts au titre de la DI100 et du guide de l'ASN relatif à la déclaration des événements significatifs pour la sûreté.

Plan d'action (PA) CSTA n°396333 relatif à la détection d'un suintement au niveau du raccord banjo de la ligne d'impulsion d'une soupape SEBIM, sur le ballon filtre repéré 1RCP075AR

Lors de l'arrêt, il a été constaté un suintement au niveau du raccord banjo de la ligne d'impulsion d'une soupape SEBIM, sur le ballon filtre repéré 1RCP075AR, mise en évidence après l'apparition d'une alarme indiquant un niveau haut dans la gatte de récupération (capteur 1RCP062SN). Un constat similaire avait été relevé en 2021 lors de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur.

Vos représentants ont précisé que l'origine du suintement pourrait être une dégradation du joint « Jet » permettant d'obtenir l'étanchéité entre le raccord banjo et le ballon filtre ou une présence d'impureté sur les faces d'appui ou un marquage des portées d'étanchéité. Le joint a été remplacé.

Demande II.9 : En lien avec vos services centraux et le constructeur des équipements, expertiser l'origine du suintement susmentionné et, suivant les conclusions de cette expertise, mettre en place des actions correctives sur les autres équipements susceptibles d'être concernés.

PA CSTA n°377593 relatif à une différence de la classe de visserie installée sur les tambours filtrants 1CFI031RR et 1CFI032RR par rapport à la note de service qualité (NSQ) et à une erreur de couple de serrage

Au cours de l'arrêt, lors de la maintenance préventive sur le châssis motoréducteur du tambour filtrant 1CFI031RR, il a été constaté que 6 vis Halfen en M30 classe 4.6 étaient installées au lieu de vis M30 en classe 8.8 comme indiqué dans la NSQ. L'instruction du constat a également permis de constater une erreur dans les calculs des efforts à prendre en compte sur les ancrages pour assurer l'absence de décollement et de glissement du réducteur. La mise en conformité de la visserie a été réalisée sur les deux tambours du réacteur 1 avant son redémarrage.

Vos représentants ont précisé que le même écart existait sur les châssis motoréducteurs des tambours filtrants du réacteur 2.

Demande II.10 : Traiter les écarts susmentionnés sur les équipements concernés du réacteur 2, lors du prochain arrêt du réacteur. A défaut, les caractériser au sens du guide de l'ASN n° 21, et proposer un délai dûment argumenté.

PA CSTA n°395931 relatif à une fuite sur la soudure de liaison entre le bossage et le collecteur du piquage sensible 1REA027LP/1REA727VD du système d'appoint en eau borée (REA)

Au cours de l'arrêt, une fuite a été détectée sur la soudure de liaison bossage/collecteur du piquage sensible 1REA027LP/1REA727VD. Deux indications linéaires ont été relevées.

La caractérisation des défauts a conclu à un mode de dégradation de type fissuration par fatigue mécanique vibratoire initiée en paroi externe du fait des vibrations au niveau de la pompe 1REA211PO.

Demande II.11 : Transmettre les résultats des mesures vibratoires programmées après la divergence du réacteur 1 sur le piquage repéré 1REA027LP/1REA727VD ainsi que l'analyse de vos services centraux sur le résultat de ces mesures.



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

Surveillance et tenue des chantiers

Au cours des différentes inspections, les inspecteurs ont constaté un manque de rigueur dans la tenue de certains chantiers :

- problèmes de balisage et d'identification des activités,
- non port de la sur-tenue exigée dans une zone affichée comme contaminée,
- présence de fûts de déchets non étiquetés.

Des actions correctives ont été mises en place de manière réactive à l'issue des inspections

Constat III.1 : Tirer les enseignements de ces situations et mettre en place les dispositions pour en éviter leur renouvellement lors des prochains arrêts.



Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement et conformément à l'article R. 596-5 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.

L'adjoint à la chef de la division

Signé par

Richard ESCOFFIER