

Lyon, le 3 août 2021

Réf. : CODEP-LYO-2021- 035180

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité de Cruas-Meysse
Electricité de France
BP 30
07350 CRUAS**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)
Centrale nucléaire de Cruas-Meysse (INB n^{os} 111 et 112)
Inspection n° INSSN-LYO-2021-0553 du 9 juin 2021
Thème : « R.5.9 Chantiers de maintenance – Arrêt du réacteur 3 »

Références : [1] 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) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, une inspection inopinée a eu lieu le 9 juin 2021 sur la centrale nucléaire de Cruas-Meysse, sur le thème « Chantiers de maintenance » dans le cadre de l'arrêt pour maintenance programmée et renouvellement partiel du combustible du réacteur 3.

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

SYNTHESE DE L'INSPECTION

Dans le cadre du contrôle de l'arrêt pour simple rechargement (ASR) du réacteur 3 de la centrale nucléaire de Cruas, l'inspection du 9 juin 2021 a consisté à contrôler, par sondage, de travaux de maintenance sous les angles de la sûreté, de la radioprotection, de la sécurité et de la protection de l'environnement. Cette inspection a concerné des chantiers localisés dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), et le bâtiment électrique (BL).

Les inspecteurs ont notamment examiné la conformité des installations après la réalisation des activités suivantes:

- la résorption des couples agresseurs et cible en cas de séisme et des risques d'interactions sismiques entre armoires électriques et châssis de relai (écart de conformité n° 375 et 552) ;
- le contrôle de la conformité du freinage des brides à l'aspiration et refoulement des pompes de l'aspersion enceinte EAS et de l'injection de sécurité basse pression RIS BP (écart de conformité n° 484) ;
- la modification des têtes de détection des détecteurs pilotes SEBIM ;
- le contrôle sur les supportages des échangeurs du refroidissement des mécanismes de grappe RRM 001/003RF et RRM 002/004 RF (écart de conformité n° 552) ;
- le contrôle des brides des groupes moto pompes primaires (GMPP) ;
- le contrôle de l'absence de bore sur les assemblages boulonnés des pompes RRA.

Au vu de cet examen, il apparaît que les opérations de maintenance réalisées au cours de l'arrêt du réacteur 3 ont été réalisées dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Après avoir vérifié le traitement des écarts et des points bloquants mis en évidence au cours de l'arrêt, l'ASN a autorisé la divergence du réacteur 3 le 6 juillet 2021. Les inspecteurs ont toutefois relevé lors de leur visite et lors des contrôles à distance réalisés au cours de l'arrêt, certains écarts, qu'il conviendra de traiter.

A. DEMANDES D'ACTIONS CORRECTIVES

Vis manquantes sur la turbopompe de secours (TPS) du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG)

A la suite d'un retour rapide d'expérience rapide (RER) d'une autre centrale nucléaire, les inspecteurs vous ont demandé de contrôler, au cours de l'arrêt, le serrage au couple des liaisons de la turbine 3 ASG 001 TC sur sa chaise palière. A la suite de ce contrôle, il est apparu que seule une partie des vis nécessaire au maintien de la turbine, et notamment à sa qualification au séisme, était présente. Les vis manquantes ont été rajoutées, et la situation est désormais conforme à l'attendu.

A la suite de cette découverte, les inspecteurs vous ont demandé de contrôler les autres réacteurs du site, de vous positionner sur le caractère générique de cet écart ainsi qu'une caractérisation de l'écart au titre de la DI 100, pour laquelle vous avez indiqué attendre l'expertise de vos services centraux.

Demande A1 : Je vous demande d'analyser et de tirer le retour d'expérience de cette situation de vis manquantes sur la turbine 3 ASG 001 TC et de me transmettre, dès réception de l'avis de vos services centraux, la caractérisation au titre de la DI100 de l'écart énoncé ci-dessus ainsi que les actions de contrôle mises en œuvre sur les autres réacteurs du parc EDF en exploitation.

Capteurs de mesure d'activité 3 KRT 043, 044, et 045 MA non fixés sur leur support

Les capteurs 3 KRT 043, 044, et 045 MA permettent de mesurer, en sortie de GV, l'activité de la vapeur afin de s'assurer de l'intégrité de la seconde barrière.

A la suite de l'analyse des apparitions fugitives, réacteur en fonctionnement, de l'alarme 3KRT055AA, les trois détecteurs 3 KRT 043, 044, et 045 MA ont été vérifiés et ont été identifiés comme non convenablement fixés sur leur support sur leurs 4 points de fixation. Il est apparu que ces capteurs tenaient uniquement sur leur pied par leur propre poids, avec leurs fixations limitant tout déplacement horizontal, mais n'empêchant aucunement un déplacement vers le haut. La chaîne ne respectait donc pas son requis de qualification au séisme « K3-K3ad ».

Les investigations qui ont suivi ont mis en évidence que ces défauts de montage dataient de la précédente maintenance du détecteur, lors de l'arrêt 3P2612 en août 2012, et que les différents contrôles réalisés sur cette chaîne depuis (RGE, PBMP) n'avaient pas permis de relever ce constat.

Les supports des capteurs ont été remis en conformité au cours de l'arrêt, et la situation est désormais conforme à l'attendu. Vos interlocuteurs ont annoncé que le contrôle des fixations de l'ensemble des détecteurs KRT043-044-045MA avait également été effectué sur la tranche 1, et serait réalisé sur les arrêts tranches 2 et 4 en 2P3421 et 4P3421. A la suite de cette découverte, l'ASN vous a demandé une caractérisation de l'écart au titre de la DI 100, que vous avez considéré redevable d'un EIS critère 8.

Demande A2 : Je vous demande de me tenir informé des résultats des vérifications sur les capteurs similaires des réacteurs 2 et 4 lors de leurs arrêts respectifs à venir et, à l'issue, de ré-analyser cet écart au titre de la DI 100.

Défaut d'enrubannage du câble M303 (relié au capteur 3ARE059MN)

Lors de l'arrêt, une vérification de l'absence de dégradation des enrubannages coupe-feu de type « Mecatiss » de câbles électriques du bâtiment réacteur (BR), était programmée. Ces enrubannages ont été installés au cours du plan d'action incendie (PAI) pour garantir la sectorisation incendie entre les deux voies du réacteur. Le retour d'expérience a fait apparaître que certaines protections étaient mal positionnées ou dégradées.

Au cours de l'inspection, vous avez indiqué que les vérifications menées ont montré qu'une dizaine d'enrubannages étaient manquants sur le réacteur n° 3, dont celui autour du câble M303, alimentant le capteur 3ARE059MN, dont l'absence n'a pas pu être expliquée.

L'enrubannage autour du câble M303 a été mis en place et l'absence des autres enrubannages a pu être validée par un autre élément de sectorisation, notamment la distance entre les câbles des deux voies concernées.

Demande A3 : Je vous demande de tirer le REX de cette découverte d'enrubannages manquants et de vérifier, pour les 3 autres réacteurs de la centrale, la conformité des installations par rapport aux prescriptions d'installation des enrubannages.

Enregistreurs de débit des distributions d'azote (RAZ) et d'air comprimé (SAR) dans le BL

Lors de leur visite de terrain pour vérifier le traitement des écarts sur les requis sismiques des armoires dans le bâtiment électrique, les inspecteurs ont noté que deux enregistreurs présents dans ce bâtiment ne contenaient plus de recharge de papier, ce qui ne rendait plus possible l'enregistrement et la lecture de l'historique ou la tendance de la grandeur mesurée.

Au cours des échanges qui ont suivi l'inspection, vos intervenants ont indiqué que les valeurs de ces deux enregistreurs étaient vérifiées à minima une fois par jour, lors des rondes des agents de terrain. La demande ne concernant pas l'historique de la donnée, la personne chargée de relever les valeurs ne relevait que la valeur instantanée, à l'aide de la réglette située au-dessus de l'enregistreur. De même, à la suite des questions des inspecteurs, vos intervenants ont montré que le remplacement de ces rouleaux était normalement effectué mensuellement, le dernier ayant été effectué entre le 1^{er} et le 2 mai 2021.

S'il apparaît que la valeur instantanée pouvait effectivement être réalisée sans rouleau papier, la configuration des enregistreurs ne permettait pas d'identifier d'éventuelles anomalies survenues entre deux rondes. En outre, les rondes quotidiennes auraient dû conduire à identifier la défaillance des enregistreurs.

Demande A4 : Je vous demande d'investiguer sur les raisons qui ont fait que les rouleaux papiers n'avaient pas été remplacés et de mettre en place des actions correctives, tant au niveau de la surveillance de terrain, de la remontée des rondes, qu'au niveau du remplacement périodique des rouleaux.



B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Non-tenue sismique de 2 dalles antisismiques du système de commande de grappes longues (RGL)

Le système RGL permet de réguler la puissance nucléaire du réacteur, par insertion ou retrait de grappe dans le cœur du réacteur pour absorber ou non les neutrons provoquant les réactions en chaîne. Les dalles antisismiques permettent le maintien du système en cas de séisme. Elles sont positionnées sur les capteurs par épaulement, qui assure leur immobilisation dans le plan horizontal. Les vis de fixation assurent quant à elles une bonne assise des dalles sur les brides d'une part, et leur maintien en séisme vertical d'autre part.

Au cours de l'arrêt, il a été identifié que deux dalles antisismiques n'étaient pas complètement en appui : les dalles du 3 RGL 016 MM (grappe M10 du groupe G2) et du 3 RGL 019 MM (grappe M12 du groupe N1) présentaient chacune deux vis sur quatre n'étant pas en appui. Une démonstration récente, issue du retour d'expérience d'EDF, montre que la tenue au séisme est toujours assurée lorsqu'une vis sur quatre n'est pas en appui, mais pas pour deux vis sur quatre.

Le système a été remis en conformité, mais l'ASN vous a demandé une caractérisation, au titre de la DI100, qui n'a pas encore été transmise.

Demande B1 : Je vous demande que me transmettre la caractérisation, au titre de la DI100, de l'écart décrit ci-avant.

Justification du retrait du seuil de protection contre l'inondation interne

Afin de prévenir les inondations internes (inondations provenant d'une rupture d'éléments interne de la centrale, tel que les canalisations de protection incendie), des seuils ont été installés au sol, de manière à compartimenter les différentes salles d'un bâtiment, et notamment à séparer les deux voies redondantes des différents systèmes, afin de s'assurer qu'une voie soit toujours disponible.

Lors de l'inspection du 9 juin 2021, les inspecteurs ont constaté que le seuil repéré 3 JSL 406 WR avait été retiré sans être remis en place. Vos intervenants ont indiqué que ce seuil avait été retiré le 31 mai 2021 et remis en place le 11 juin 2021, pour faciliter les travaux dans les locaux électriques. Ils n'ont en revanche pas été en mesure de démontrer que les deux pièces attenantes ne présentaient alors plus de requis contre l'inondation interne, pour les états du réacteur à ces périodes. En effet, même lorsque le réacteur est dans les états d'arrêts, certains systèmes restent requis et doivent donc être protégés contre le risque d'inondation interne.

Demande B2 : Je vous demande de justifier que le retrait de ce seuil ne présente pas un écart au vu des requis contre l'inondation interne, dans les états où se trouvait le réacteur entre le 31 mai et le 11 juin. Le cas échéant, vous me ferez part des actions correctives engagées pour prévenir ce type de situations.

Résultat de l'expertise de 3ASG012PO

Avant le redémarrage du réacteur, un essai périodique a montré que sur la pompe de pré-graissage 3 ASG 012 PO, nécessaire au fonctionnement de la motopompe 3 ASG 001 PO, était indisponible. Il s'est avéré que cette pompe de pré-graissage n'était pas requise pour le démarrage de la motopompe en situation accidentelle, mais qu'elle est utilisée lors des essais périodiques afin de limiter l'usure et le vieillissement de la motopompe.

L'ASN, préalablement à la délivrance de l'accord de divergence, vous a demandé de mener une expertise sur la pompe de pré-graissage 3 ASG 012 PO dès son remplacement, afin de déterminer les causes de son indisponibilité.

Demande B3 : Je vous demande de transmettre les conclusions de l'expertise de la pompe de pré-graissage 3 ASG 012 PO.

Dans les investigations qui ont suivi la problématique d'indisponibilité de la pompe de pré-graissage 3ASG012PO, le constructeur a fait part d'une préconisation de démarrage hebdomadaire de cette électropompe. En effet, selon lui, « *Il est indiqué de réaliser une fois par semaine le démarrage de l'électropompe de graissage pour maintenir le film d'huile dans les paliers et de virer manuellement le rotor de la pompe ASG. Sans cette opération il n'est plus possible de garantir un démarrage avec des paliers correctement lubrifiés. Le risque associé est un échauffement rapide des paliers avec une dégradation prématurée* ».

Le démarrage hebdomadaire de l'électropompe de pré-graissage est en effet possible sans démarrer la pompe ASG. Toutefois cette activité n'étant pas identifiée dans le Programme de Base de Maintenance Préventive (PBMP) du système ASG au titre des activités prescrites lorsque le matériel est en fonctionnement. *A contrario*, le virage manuel hebdomadaire du rotor de la pompe ASG, tel que préconisé par le constructeur, n'apparaît pas possible lorsque la pompe est en exploitation du fait que celle-ci peut être démarrée à tout moment sur ordre de protection du réacteur.

Demande B4 : Je vous demande de m'indiquer si la préconisation du constructeur susmentionnée, relative à un démarrage hebdomadaire de l'électropompe de pré-graissage, est déclinée dans votre référentiel d'exploitation et de maintenance et de me faire part des dispositions mises en place.

Remplacement non satisfaisant de la tête de détection de la soupape SEBIM 3RCP017AR

Les soupapes SEBIM du circuit primaire principal (CPP) ont pour but de protéger le circuit primaire contre le risque de surpression. Elles sont déclenchées par des détecteurs pilotes, actionnant l'ouverture de la soupape en cas de pression supérieure à la pression de tarage.

En début d'arrêt, les contrôles visuels ont montré la présence de bore sous la tête de détection de la soupape SEBIM 3RCP017AR, imposant son remplacement. Cette activité étant une intervention notable, elle a nécessité une instruction de l'ASN, sur la base du dossier d'intervention notable transmis par vos services. Lors des essais de requalification qui ont suivi le remplacement de la tête de détection, aucune anomalie n'a été détectée. En revanche, lors de l'essai périodique EPC RCP 150, réalisé en fin d'arrêt car nécessitant une pression du CPP relativement haute, une fuite minime a été détectée, ne permettant pas de valider la requalification de l'intervention, et nécessitant de remplacer à nouveau la tête de détection.

L'ASN vous a demandé, à la suite des résultats non satisfaisants de l'essai périodique après la première intervention, d'investiguer sur les causes possible de cette insuffisance, et notamment de vérifier s'il s'agissait d'une non qualité de maintenance (NQM) ou d'une pièce défectueuse.

Demande B5 : Je vous demande de me transmettre les conclusions de l'investigation menée suite au remplacement non satisfaisant de la tête de détection de la soupape SEBIM 3RCP017AR.

Transmission de la fiche de caractérisation de constat (FCC) du PA 222371, relatif aux non conformités de freinage sur les brides des aéroréfrigérants des GM des pompes RIS et EAS et confirmation du couple de serrage à appliquer

Dans le cadre de l'arrêt de réacteur, le traitement de l'écart de conformité (EC) n°484, relatif aux écarts de freinage de la visserie des brides des pompes RIS et EAS, était prévu. Si les brides concernées par cet écart ont été convenablement traitées, il apparaît que certaines brides, en dehors du périmètre de l'EC, n'étaient pas munies de l'ensemble des écrous ou munies de visseries qui n'étaient pas du tout ou pas convenablement freinées. Ce constat a fait l'objet d'un PA ainsi que d'une FCC transmise à vos services centraux.

Demande B6 : Je vous demande de me transmettre, dès réception par le site de la part vos services centraux, le retour de la caractérisation faisant suite à la FCC émise dans le cadre du traitement du PA 222371.

De plus, pour les visseries concernées par le PA, vos intervenants n'ont pas été en mesure d'indiquer aux inspecteurs le couple de serrage à appliquer. Le couple qui a été appliqué, de 1 daNm, apparaît très faible, même en regard de la faible dimension des tuyauteries considérées.

Demande B6 : Je vous demande de me transmettre la valeur du couple de serrage préconisée pour les visseries des brides concernées par le PA n°222371 permettant de garantir leur tenue sismique.

☞ ☞

C. OBSERVATIONS

Sans objet.

☞ ☞

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière, des 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.

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