

DIVISION DE LYON

Lyon, le 9 avril 2019

N/Réf. : CODEP-LYO-2019-016069

CNPE de Cruas-Meysse
BP 30
07 350 CRUAS

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
Centrale nucléaire de Cruas-Meysse (INB n^{os} 111 et 112)
Inspection n° INSSN-LYO-2019-0419 du 27 mars 2019
Thème « Systèmes de sauvegarde (ASG, RIS et EAS) »

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base

Référence à rappeler en réponse à ce courrier : INSSN-LYO-2019-0419

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu au code de l'environnement, cité en référence [1], une inspection courante a eu lieu le 27 mars 2019 sur la centrale nucléaire (CNPE) de Cruas-Meysse sur le thème « systèmes de sauvegarde (ASG, RIS et EAS) ».

J'ai l'honneur de vous communiquer 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

L'inspection du 27 mars 2019 avait pour objectif de contrôler la bonne exploitation des systèmes de sauvegarde de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses en vue de garantir leur état de fonctionnement. Les inspecteurs se sont particulièrement intéressés au système d'injection de sécurité (RIS), au système d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS) et au système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG).

Dans ce cadre, les inspecteurs ont examiné, par sondage, le traitement associé aux constats affectant des matériels participant au fonctionnement des systèmes de sauvegarde des réacteurs de la centrale nucléaire. Ils ont également contrôlé, par sondage, la réalisation d'essais périodiques (EP) sur plusieurs matériels du système de sauvegarde RIS, en examinant les gammes opérationnelles renseignées.

Les inspecteurs se sont ensuite rendus dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et dans les bâtiments combustibles (BK) des réacteurs 3 et 4 et dans les locaux périphériques du réacteur 3 de la centrale nucléaire. Ils y ont notamment visité les locaux abritant les pompes principales des systèmes RIS, EAS et ASG ainsi que ceux abritant les réservoirs de stockage de soude, afin d'y contrôler l'état de l'installation et des matériels.

A l'issue de cet examen, les inspecteurs n'ont pas constaté d'écart notable dans la réalisation des essais périodiques. Toutefois, le suivi du traitement apporté à certains plans d'action ou demandes de travaux devra être renforcé.

Ils notent également que la tenue des installations et des équipements est perfectible, notamment celle :

- du réservoir d'acide borique du circuit d'injection de sécurité repéré 4 RIS 021 BA ;
- du local abritant les pompes du circuit d'injection sécurité repérées 4 RIS 021 PO et 4 RIS 022 PO ;
- des puisards associés aux rétentions des locaux abritant les pompes principales du circuit d'aspersion de l'enceinte de confinement repérées 3 EAS 001 PO et 4 EAS 001 PO ;
- et de la rétention du réservoir de soude repéré 4 EAS 001 BA.

Les demandes d'actions correctives et d'informations complémentaires sont formulées ci-après.

A. Demandes d'actions correctives

Examen du traitement associé à plusieurs constats relatifs à des matériels participant au fonctionnement des systèmes de sauvegarde

Des plans d'action « constat » (PA CSTA) et des demandes de travaux (DT) sont mis en place par l'exploitant afin d'assurer la traçabilité du traitement des écarts détectés. Par sondage, les inspecteurs ont contrôlé le suivi du traitement de certains écarts affectant des matériels participant au fonctionnement des systèmes de sauvegarde.

- *PA CSTA n° 00050412 relatif à un non-respect d'un critère RGE A lors d'un essai périodique¹ réalisé au titre du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) associé au débit d'injection de la pompe d'injection de sécurité à basse pression repérée 1 RIS 002 PO*

En cas de perte de réfrigérant primaire, le système d'injection de sécurité (RIS) permet d'assurer le refroidissement du cœur et d'injecter de l'acide borique le plus rapidement possible pour contrôler la réactivité du cœur.

Pour l'injection de sécurité à basse pression, les pompes du système RIS effectuent le refoulement de l'eau depuis le réservoir de traitement et de refroidissement d'eau des piscines (réservoir PTR) vers le cœur du réacteur.

Lors d'un essai périodique réalisé en décembre 2016 permettant de vérifier le débit d'injection de la pompe d'injection de sécurité à basse pression repérée 1 RIS 002 PO, il a été constaté qu'un des capteurs de mesure de niveau du réservoir 1 PTR 001 BA, repéré 1 PTR 017 MN, transmettait des valeurs différentes de celles transmises par les autres capteurs de mesure de niveau redondants.

Le PA CSTA n° 00050412, daté de décembre 2016 et traçant le constat, mentionne :

- l'utilisation d'un autre capteur de mesure de niveau repéré 1 PTR 018 MN permettant de respecter le critère RGE A associé au débit d'injection de la pompe d'injection de sécurité repérée 1 RIS 002 PO ;
- la nécessité de faire une analyse approfondie sur le sujet et la mise en place d'actions préventives.

Toutefois, le jour de l'inspection, le PA CSTA n° 00050412 était à l'état « approuvé » et l'exploitant n'a pas été en mesure de justifier la réalisation de l'analyse approfondie ni la mise en place effective des actions préventives.

Par courriel du 28 mars 2019, l'exploitant a transmis une analyse référencée DEA 1250 indice 0 « problème de représentativité des mesures de niveau sur le réservoir 1 PTR 001 BA lors des essais périodiques référencés EP RIS 020 » et datée du 4 août 2015. Cette analyse émet des hypothèses sur les causes des différences de valeurs de mesure de niveau entre le capteur repéré 1 PTR 017 MN et les autres capteurs repérés 1 PTR 018, 019 et 020 MN. Cette analyse émet des recommandations pour éviter le renouvellement de cette situation :

- Fiabilisation du capteur repéré 1 PTR 017 MN ;
- Sécuriser le choix du capteur d'exploitation pour réaliser l'essai périodique ;
- Fiabiliser les capteurs d'exploitation en menant un contrôle d'altimétrie de tous les capteurs de niveau par rapport au niveau zéro du réservoir sur les quatre réacteurs.

¹ Le chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) définit les essais périodiques (EP) à réaliser qui s'inscrivent dans une démarche de surveillance en exploitation. Ces EP ont le double objectif de démontrer d'une part la disponibilité des éléments importants pour la protection (EIP) et d'autre part le respect des hypothèses choisies pour les conditions de fonctionnement décrites dans les études d'accidents du rapport de sûreté (RDS).

Les critères à satisfaire, permettant de considérer un EP comme satisfaisant sont classés :

- en groupe A : critères dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté car ils sont représentatifs de l'indisponibilité d'un équipement ou d'une fonction ;
- ou en groupe B : critères dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans pour autant que ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, systématiquement remises en cause jusqu'à la prochaine échéance de réalisation.

Les conditions d'acceptabilité d'un EP inclut l'atteinte des critères de groupe A et B.

Ces recommandations n'avaient manifestement pas été mises en œuvre lors de l'essai périodique réalisé en décembre 2016. En outre, ces éléments ne sont pas cités dans le PA CSTA n° 00050412. Au regard de la mise en place du plan d'action « identification et traitement des écarts » depuis l'automne 2018 par la centrale nucléaire de Cruas-Meysse, l'ASN attend qu'une attention particulière soit portée sur cette thématique qui constitue une activité importante pour la protection au titre de l'arrêté cité en référence [2].

Demande A1 : je vous demande d'apporter les éléments permettant de justifier que les recommandations issues de l'analyse approfondie seront dorénavant prises en compte de manière pérenne par la centrale nucléaire.

Demande A2 : je vous demande de vous interroger sur l'absence de suivi du traitement du PA CSTA n° 00050412. Vous me ferez part de votre analyse. D'une manière générale, je vous demande de mettre en œuvre les dispositions nécessaires vous permettant de vous assurer que le suivi du traitement des écarts :

- **soit réalisé conformément aux dispositions du chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [2] ;**
- **et tracé conformément aux dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2].**

- *PA CSTA n° 00052394 relatif à un arrachement de matière au niveau du taraudage d'un des trous de fixation du carter de servomoteur sur son embase équipant les robinets des circuits EAS et RIS*

En janvier 2017, la centrale nucléaire a relevé un arrachement de matière au niveau du taraudage d'un des trous de fixation du carter de servomoteur sur son embase équipant la vanne repérée 4 RIS 035 VP.

La centrale nucléaire s'appuie sur une fiche de position des services centraux d'EDF (fiche de position référencée D455016005845 du 18 décembre 2015) pour laisser en l'état le carter de servomoteur.

La fiche de position susmentionnée précise certaines conditions à respecter afin de pouvoir laisser en l'état le carter, notamment que l'arrachement de matière doit être inférieur à cinq millimètres. Dans le cas où l'arrachement de matière est supérieur à cinq millimètres, le carter doit être remplacé lors du prochain arrêt de type visite partielle.

Toutefois, le jour de l'inspection, l'exploitant n'a pas été en mesure de justifier que l'arrachement de matière au niveau du taraudage du trou de fixation du carter de servomoteur sur son embase était inférieur à cinq millimètres.

Par ailleurs, il est indiqué dans le PA CSTA n° 00052394 que le carter ou le servomoteur sera remplacé à réception de la pièce de rechange lors d'un prochain arrêt de réacteur de type visite partielle ou visite décennale. Toutefois, le site n'a pas été en mesure de justifier que la pièce de rechange avait été commandée et était disponible.

Demande A3 : je vous demande de justifier que l'arrachement de matière au niveau du taraudage du trou de fixation du carter de servomoteur sur son embase équipant la vanne repérée 4 RIS 035 VP est inférieur à cinq millimètres et que l'ensemble des conditions d'utilisation de la fiche de position référencée D455016005845 sont satisfaites.

Si tel n'est pas le cas, vous auriez dû le remplacer lors de l'arrêt du réacteur de type visite partielle de 2018. Dans ces conditions, je vous demande de procéder au remplacement du

carter ou du servomoteur de la vanne repérée 4 RIS 035 VP lors du prochain arrêt du réacteur en 2019.

Les inspecteurs ont constaté que cette problématique affecte également les vannes repérées 2 RIS 134 VP (PA CSTA n° 00052935) et 2 EAS 013 VB (PA CSTA n° 00052933).

Demande A4 : je vous demande de vous assurer que les conditions d'utilisation de la fiche de position référencée D4550160058 sont satisfaites afin de justifier l'absence de remplacement des carters. Vous me ferez part de votre analyse.

- *Demande de travaux (DT) n° 00690706 relative à une présence de bore au niveau du raccord de la vanne repérée 1 RIS 637 VP*

Le 18 février 2019, l'exploitant a relevé la présence de bore au niveau du raccord de la vanne repérée 1 RIS 637 VP et a tracé ce constat au travers d'une demande de travaux référencée DT n° 00690706. Il est indiqué qu'en cas de fuite réelle de bore, la fonction d'injection de sécurité serait dégradée car le débit d'injection ne serait pas pleinement assuré.

Un comité de validation des demandes de travaux se réunit une fois par semaine pour valider les demandes de travaux et plus particulièrement les échéances de traitement associées aux constats.

Le jour de l'inspection, soit plus d'un mois après l'émission de la demande de travaux, le traitement associé au constat et l'échéance de traitement n'avaient pas été validés par le comité. Ainsi, le traitement associé à cette demande de travaux (brossage du bore cristallisé et contre-visite quinze jours après le brossage pour confirmer ou infirmer une fuite réelle de bore) n'a pas encore été engagé.

Au regard de la périodicité hebdomadaire des comités de validation des demandes de travaux et de l'action d'amélioration du processus d'élaboration et de traitement des demandes de travaux engagée dans le cadre du plan d'action « identification et traitement des écarts » depuis l'automne 2018 par la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, l'ASN s'interroge sur le délai de validation de cette demande de travaux sachant que la fonction d'injection de sécurité pourrait être dégradée en cas de fuite réelle de bore.

Demande A5 : je vous demande de mettre en œuvre, sans délai, le traitement associé à cette demande de travaux.

Par ailleurs, je vous demande de justifier les raisons pour lesquelles plus d'un mois après l'émission de la demande de travaux, le traitement associé au constat et l'échéance de traitement n'ont pas été validés afin de programmer les travaux nécessaires.

Conditions de réalisation de l'essai périodique relatif à l'injection de la cartouche de bore (EP RIS 040)

La gamme opérationnelle renseignée du dernier essai périodique relatif à l'injection de la cartouche de bore du système RIS du réacteur 1 (effectué au mois d'août 2018) indique que la pression mesurée par le capteur repéré 1 RIS 090 MP n'est pas stable contrairement à l'attendu. Ce point n'est pas associé à un critère au titre des RGE.

L'exploitant a précisé le jour de l'inspection que le capteur de mesure de pression a été remplacé le 24 avril 2018, et que depuis cette date, les valeurs mesurées par le capteur fluctuent constamment.

Toutefois, les inspecteurs ont constaté qu'aucune action corrective n'a été mise en place par l'exploitant pour retrouver une mesure de pression fiable permettant de s'assurer de la stabilité de la pression mesurée par le capteur repéré 1 RIS 090 MP lors de l'essai périodique EP RIS 040.

Demande A6 : je vous demande de mettre en œuvre les actions correctives pour fiabiliser le capteur de pression repéré 1 RIS 090 MN afin qu'il permette de s'assurer de la stabilité de la pression lors de l'essai périodique EP RIS 040, conformément aux attendus.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que la gamme opérationnelle utilisée (gamme à l'indice 3) pour l'essai périodique EP RIS 040 ne correspondait pas à la dernière gamme opérationnelle applicable (gamme à l'indice 4). Toutefois, la gamme utilisée était corrigée de manière manuscrite.

L'exploitant a précisé que l'activité étant préparée plusieurs mois en amont de la réalisation de l'essai, la gamme opérationnelle applicable à cette date était celle à l'indice 3. L'exploitant a spécifié que l'opérateur en charge de la réalisation de l'essai périodique a réalisé une analyse lui permettant de s'assurer que les modifications issues de la montée d'indice de la gamme opérationnelle de l'indice 3 à l'indice 4 étaient bien prises en compte par les corrections manuscrites apportées à la gamme utilisée en support de l'essai périodique.

Toutefois, le jour de l'inspection, l'exploitant n'a pas été en mesure de justifier que l'opérateur a correctement réalisé cette analyse, cette dernière n'étant pas tracée. Il n'a pas, non plus, été en mesure de justifier que votre organisation demande formellement à l'opérateur de faire cette analyse.

Demande A7 : je vous demande de vérifier que les modifications issues de la montée d'indice de la gamme opérationnelle de l'indice 3 à l'indice 4 ont bien été prises en compte dans la gamme utilisée en support de l'essai périodique.

Demande A8 : je vous demande de mettre en place, dans les plus brefs délais, une organisation qui vous assure de l'utilisation, lors des essais périodiques, de la gamme opérationnelle à l'indice applicable.

Nouveau périmètre des contrôles des zones de proximité entre les circuits RIS et EAS

En avril 2016, lors de l'arrêt pour rechargement du combustible du réacteur 2 de la centrale nucléaire du Tricastin, EDF avait découvert de manière fortuite qu'une tuyauterie du circuit RIS et qu'un clapet du système EAS étaient trop proches l'un de l'autre. Des contrôles des zones où l'interaction mécanique entre les circuits RIS et EAS était possible ont alors été réalisés à l'intérieur des quatre bâtiments des réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses et les écarts ont été remis en conformité au cours des arrêts des réacteurs.

Courant 2018, des nouvelles zones de proximité entre les circuits RIS et EAS ont été découvertes sur la centrale nucléaire du Tricastin.

Les inspecteurs ont souhaité connaître la manière dont ce retour d'expérience issu de la centrale nucléaire du Tricastin avait été pris en compte par la centrale de Cruas-Meysses. L'exploitant n'a pas été en mesure d'apporter les éléments de réponse le jour de l'inspection.

Par courriel du 28 mars 2019, l'exploitant a précisé que des contrôles complémentaires avaient déjà été effectués sur les nouvelles zones de proximité entre les circuits RIS et EAS, sur les réacteurs 1 et 3 et en dehors des bâtiments des réacteurs.

L'exploitant a signalé que ces contrôles ont permis de détecter plusieurs zones de proximité inférieures aux distances minimales permettant d'éviter tout risque d'interaction. Il a spécifié que ces zones de proximité ont été remises en conformité et qu'aucun contrôle complémentaire ne serait réalisé.

Demande A9 : considérant que les contrôles réalisés au niveau des nouvelles zones de proximité entre les circuits RIS et EAS ont mis en évidence des écarts sur les réacteurs 1 et 3, je vous demande de justifier les raisons pour lesquelles ces contrôles n'ont pas été réalisés sur les réacteurs 2 et 4. Le cas échéant, je vous demande de mettre en œuvre ces contrôles sur les réacteurs 2 et 4 afin de déterminer les potentielles zones de proximité inférieures aux distances minimales permettant d'éviter tout risque d'interaction.

Etat des installations du local abritant le réservoir repéré 4 RIS 021 BA

Lors de la visite du local abritant le réservoir d'acide borique repéré 4 RIS 021 BA, les inspecteurs ont constaté que l'état de l'équipement n'était pas satisfaisant. Les constats suivants ont été relevés :

- Présence de corrosion sur le haut du réservoir (seule partie visible du réservoir, le reste étant calorifugé) ;
- Présence de bore cristallisé sur le calorifuge du réservoir ;
- Présence de bore cristallisé et de corrosion sur les gaines de protection des câbles électriques ;
- Présence d'un strap sur une tuyauterie reliée au réservoir ;
- Absence de revêtement sur une partie du sol du local.

Demande A10 : je vous demande de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires pour retrouver un état satisfaisant de l'équipement.

Vous avez indiqué au cours de la visite qu'en cas de maintenance réalisée sur le réservoir repéré 4 RIS 021 BA, le calorifuge n'était pas ôté pour vérifier l'état du réservoir.

Demande A11 : je vous demande de me confirmer ces déclarations. Le cas échéant, je vous demande de vous interroger sur la mise en place d'une maintenance préventive prévoyant un décalorifugeage des réservoirs repérés RIS 021 BA des quatre réacteurs.

Visite du local abritant le réservoir repéré 3 RIS 021 BA

Les inspecteurs ont constaté que le réservoir repéré 3 RIS 021 BA repose sur la charpente au moyen de cornières.

Demande A12 : je vous demande de justifier que cela est conforme au plan de supportage.

Propreté des rétentions des réservoirs de soude du circuit EAS des réacteurs 3 et 4

Les inspecteurs se sont rendus dans les locaux abritant les réservoirs fixes de soude du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) afin de contrôler l'état général des locaux et l'état des rétentions considérées comme barrières ultimes avec l'environnement.

Le fond des rétentions associées à ces réservoirs (3 EAS 001 BA et 4 EAS 001 BA) présentait de nombreuses traces/concrétions de soude et les revêtements de ces rétentions étaient en partie écaillés. Ces dégradations étaient plus importantes dans la rétention associée au réservoir repéré 4 EAS 001 BA.

Je vous rappelle que l'article 4.3.1-IV de la décision n° 2013-DC-0360 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base précise que « *les rétentions sont maintenues suffisamment étanches et propres* ».

Les inspecteurs ont également constaté la présence d'une pancarte signalétique indiquant une fuite détectée depuis le 10 février 2017 au niveau de la pompe repérée 4 EAS 003 PO. Cette pompe est située dans la rétention du réservoir fixe de soude et de nombreuses traces de soude recouvraient cette pompe.

Demande A13 : je vous demande de procéder au nettoyage des rétentions précitées en vue d'éliminer toutes traces ou concrétions de soude. Je vous demande de vous interroger sur la présence d'écaillés sur le revêtement des rétentions associées aux réservoirs 3 EAS 001 BA et 4 EAS 001 BA au regard des exigences définies afférentes à ces rétentions. Vous me ferez part de votre analyse et, le cas échéant, des actions correctives que vous mettrez en place sur les rétentions repérées EAS 001 BA des quatre réacteurs.

Demande A14 : je vous demande enfin de mettre en œuvre les actions correctives afin de supprimer la fuite détectée depuis février 2017 sur la pompe repérée 4 EAS 003 PO.

Etat des puisards repérés 3 RPE 018 PS et 4 RPE 018 PS

Lors de la visite terrain, les inspecteurs ont constaté que les puisards associés aux rétentions des locaux abritant les pompes repérées 3 EAS 001 PO et 4 EAS 001 PO n'étaient pas dans un état satisfaisant.

Le puisard repéré 3 RPE 018 PS était corrodé et le flexible de la pompe de relevage du puisard présentait des traces de soude.

Le puisard repéré 4 RPE 018 PS était rempli d'eau stagnante de couleur foncée.

Demande A15 : je vous demande d'analyser l'impact de la corrosion et de la soude sur les exigences définies afférentes aux puisards repérés 3 RPE 018 PS et 4 RPE 018 PS ainsi que sur celles des pompes de relevage. Vous me ferez part de votre analyse et, le cas échéant, des actions correctives que vous mettrez en place.

Ancrage de la pompe repérée 3 EAS 002 PO

L'ancrage d'une des pompes principales du circuit d'aspersion de l'enceinte de confinement repérée 3 EAS 002 PO, matériel dont la tenue au séisme est requise, est constitué par quatre pieds d'ancrage dont les platines sont fixées au sol par quatre tiges d'ancrage.

Lors de la visite du local abritant la pompe, les inspecteurs ont relevé les constats suivants :

- les tiges de deux des quatre platines étaient coupées à ras du sol ;
- présence d'une résine noire recouvrant trois des quatre platines des pieds d'ancrage ;

- sur la platine non recouverte de résine, trois des quatre tiges d'ancrage étaient fortement corrodées.

Demande A16 : je vous demande d'évaluer l'impact de ces constats au regard de la tenue au séisme de la pompe repérée 3 EAS 002 PO. Le cas échéant, je vous demande de mettre en œuvre les actions correctives dans des délais adaptés.

Etat des installations du local abritant les pompes repérées 4 RIS 021 PO et 4 RIS 022 PO

Les inspecteurs ont constaté la présence d'un réceptacle situé à même le sol, au droit de la vanne repérée 4 RIS 165 VP. Du bore cristallisé était présent dans ce réceptacle et un liquide était présent autour de ce réceptacle.

D'une manière générale, l'état des installations de ce local n'était pas satisfaisant :

- Présence de corrosion sur les gaines de protection des câbles électriques ;
- Présence de papier absorbant dans les chemins des câbles électriques ;
- Présence de bore cristallisé sur le calorifuge du robinet repéré 4 RIS 614 VP ;
- Présence de corrosion au niveau des vis des supports des capteurs de température repérés 4 RRB 108 ST, 4 RRB 115 ST et 4 RRB 116 ST ;
- Présence de bore sur le calorifuge du capteur de pression au refoulement de la pompe repérée 4 RIS 022 PO (absence de repère fonctionnel au niveau de ce capteur de pression)

Demande A17 : je vous demande de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires pour retrouver un état satisfaisant de l'installation.

Visite du local abritant la pompe repérée 8 RIS 011 PO

Les inspecteurs ont relevé la présence d'une fuite sur la pompe repérée 8 RIS 011 PO, au niveau du piston situé au droit de la commande de distributeur DR1 repérée 8 RIS 502 SM. De la corrosion était présente sur la pompe, au droit de cette fuite.

Demande A18 : Je vous demande de caractériser la présence de corrosion sur la pompe au droit de la cette fuite et, le cas échéant, de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires.

Les inspecteurs ont également constaté l'absence de collier au niveau du support de la tuyauterie de refoulement de la pompe repérée 8 RIS 011 PO, permettant le maintien sur son support, notamment en cas de séisme.

Demande A19 : je vous demande d'évaluer l'impact de l'absence de collier assurant le maintien de la tuyauterie sur son support, notamment en cas de séisme. Le cas échéant, je vous demande de mettre en place les actions correctives dans des délais adaptés.

Écart relatif au freinage des points de raccordement de la pompe repérée 8 EAS 009 PO du réacteur 4

Les inspecteurs ont examiné la qualité des systèmes de freinage de la boulonnerie au niveau des points de raccordement de la pompe mobile repérée 8 EAS 009 PO du réacteur 4. Cette pompe mobile est requise en cas de perte totale des alimentations électriques alors que le réacteur est à l'arrêt, refroidi par le système de réfrigération à l'arrêt, circuit primaire ouvert (état API suffisamment ouvert). Cette situation accidentelle est nommée « situation H3.2 – appoint au circuit primaire » dans le rapport de sûreté des réacteurs électronucléaires de 900 MWe.

La qualité des freinages associés aux pompes de sauvegarde doit répondre aux exigences de qualification aux conditions accidentelles (RPMQ) ainsi qu'aux plans constructeurs en vigueur sur le site.

Les plaquettes arrêtoirs sont munies de pattes qui viennent se rabattre contre les pans de l'écrou après serrage, elles permettent un maintien des assemblages des pompes notamment en cas de séisme. Des anomalies sur les rabats peuvent remettre en cause l'opérabilité des pompes. Lors de l'inspection sur le terrain, il a été détecté plusieurs situations anormales (rabats trop courts, rabats mal positionnés, rabats qui ne sont pas perpendiculaires, rabats cassés, rabats ne touchant pas l'écrou, etc.).

Demande A20 : je vous demande de procéder à la vérification de l'ensemble des freinages nécessaires à la qualification aux conditions accidentelles des points de raccordement de la pompe mobile repérée 8 EAS 009 PO du réacteur 4. Ces vérifications consisteront à s'assurer du respect de référentiel applicable (RPMQ ou plans constructeur).

Je vous demande d'étendre ce contrôle aux points de raccordement de la pompe mobile repérée EAS 009 PO sur les trois autres réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses.

Vous me transmettez la caractérisation de l'ensemble des écarts rencontrés ainsi qu'une analyse de leurs impacts pour la sûreté.

Le cas échéant, vous me transmettez un plan d'action de remise en conformité avec un échéancier associé, adapté aux conclusions de la caractérisation des écarts.

Je vous demande également de mettre en place une organisation permettant de s'assurer de la conformité des freinages mis en place sur les équipements importants pour la protection.

Visite du local abritant la pompe repérée 3 EAS 001PO

Dans le local K010 abritant la pompe repérée 3 EAS 001 PO, les inspecteurs ont constaté la présence, sur la planche en caillebotis, d'une plaque métallique détachée.

Dans le local voisin K011, cette plaque métallique était fixée au garde-corps afin de rigidifier le support guidant l'arbre de la pompe repérée 3 EAS 002 PO.

Demande A21 : je vous demande de remettre en conformité le supportage guidant l'arbre de la pompe repérée 3 EAS 001 PO.

Visite du local abritant la pompe 3 EAS 002 PO

Les inspecteurs ont constaté un arrachement de matière au niveau du mur du local K011 qui constitue la rétention repérée 3 HK 0011 FW. Cet arrachement est situé derrière la tuyauterie repérée 3 EAS 014 TY.

Demande A22 : je vous demande de caractériser cet écart conformément à la règle nationale de maintenance relative au traitement des constats et écarts des ouvrages et des matériels de génie civil en vigueur. Vous me ferez part de cette caractérisation et, le cas échéant, des actions correctives que vous mettre en place.

B. Compléments d'information

Visite du local abritant la pompe repérée 8 RIS 011 PO

Le jour de l'inspection, il a été constaté la présence d'une fuite sur la pompe repérée 8 RIS 011 PO, au niveau du piston situé au droit de la commande de distributeur DR1 repérée 8 RIS 502 SM. Vous avez précisé que le débit maximal de fuite autorisé est de 5 l/h.

Demande B1 : je vous demande de me transmettre les éléments permettant de justifier que le débit de fuite actuel au niveau du piston situé au droit de la commande de distributeur repérée 8 RIS 502 SM est inférieur à 5 l/h.

C. Observations

C1. La demande de travaux DT n° 00687766 relative à la présence d'une fuite au niveau de l'échangeur repéré 0 ASG 001 EX a été émise le 11 février 2019. Les inspecteurs ont constaté que l'analyse du point de vue de la sûreté n'était pas tracée dans la demande de travaux. Par courriel du 28 mars 2019, la centrale nucléaire de Cruas-Meysses a transmis la demande de travaux dans laquelle l'analyse du point de vue de la sûreté a été intégrée. L'analyse permet de justifier que la fuite n'a pas de conséquence sur la sûreté de l'installation.

C2. Lors de la visite terrain, les inspecteurs ont constaté la présence d'une substance (mélange de bore cristallisé et de graisse) au niveau du chapeau de la pompe repérée 4 EAS 001 PO. Le jour de l'inspection, vous n'avez pas été en mesure de justifier qu'un traitement était associé à ce constat. Par courriel du 28 mars 2019, vous avez indiqué qu'une demande de travaux avait été ouverte pour réaliser le nettoyage du chapeau de la pompe et vérifier le bon fonctionnement de la pompe.

*

* *

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai de deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir 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 de Lyon de l'ASN,

Signé par :

Richard ESCOFFIER