

A Caen, le 20 octobre 2020

N/Réf. : CODEP-CAE-2020-051161

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Paluel
BP 48
76 450 CANY-BARVILLE**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Paluel
Inspection n° INSSN-CAE-2020-0164 du 29 septembre 2020
Systèmes de sauvegarde

Réf. :

- [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 ;
- [3] Décision n° 2017-DC-0616 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 30 novembre 2017 relative aux modifications notables des installations nucléaires de base
- [4] Directive interne n°74 référencée D4550.34-08/3998 indice 2 du 23 novembre 2009 relative aux définitions et principes d'organisation pour la gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires de l'installation (MTI)
- [5] Courrier du 24 mai 2018 référencé D455018003820 relatif à la mise en œuvre des bilans de fonction

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 a eu lieu le 29 septembre 2020 au CNPE de Paluel sur le thème des systèmes de sauvegarde.

J'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 29 septembre 2020 a concerné les systèmes de sauvegarde, à savoir les systèmes d'injection de sécurité (RIS), d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS) et d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG).

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour la réalisation des bilans de fonction et plus particulièrement du bilan de la fonction de sauvegarde du réacteur. Ils se sont également intéressés à l'organisation mise en place pour la gestion des modifications temporaires de l'installation (MTI) et les dispositifs et moyens particuliers (DMP). Les inspecteurs ont examiné par sondage différents dossiers de réalisation de travaux relatifs à la maintenance préventive sur les systèmes RIS, EAS et ASG ainsi que certaines gammes d'essais périodiques et de requalifications des matériels. Ils ont par ailleurs abordé des sujets spécifiques relatifs au respect des engagements pris dans le cadre du retour d'expérience. Enfin, ils se sont rendus sur les installations du réacteur n°3 afin d'examiner l'état de la voie B des systèmes RIS et EAS.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour garantir la maintenance et la disponibilité des systèmes de sauvegarde apparaît satisfaisante. En particulier, les inspecteurs ont noté une certaine rigueur dans la réalisation de la maintenance et des essais périodiques sur ces systèmes permettant ainsi de garantir leur disponibilité. Toutefois, les inspecteurs relèvent une dérive du recours aux modifications temporaires de l'installation mettant en cause l'organisation associée à la gestion des MTI et DMP. Les inspecteurs ont également relevé des axes d'amélioration dans le déploiement des bilans de fonction.

A Demandes d'actions correctives

A.1 Gestion des modifications temporaires de l'installation (MTI)

L'article 1.2.7 de la décision en référence [3] dispose que : « *Les exigences définies mentionnées à l'article 1.2.2 de la présente décision recouvrent notamment la réalisation des actions suivantes : 1) déterminer le caractère notable ou non de toute modification envisagée et, parmi les modifications notables, celles qui relèvent du II ou du III de l'article L. 593-14 du code de l'environnement, celles qui sont soumises à autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire et celles qui sont soumises à déclaration auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire, en application de l'article L. 593-15 du code de l'environnement et des articles 26 et 27 du décret du 2 novembre 2007 susvisé, précisés par la présente décision ;* »

Votre référentiel interne en référence [4] précise les prescriptions suivantes pour la mise en œuvre des MTI : « *Dans le domaine des MTI, il est exigé :*

- *Réaliser une analyse de besoins et de risques avant la mise en œuvre d'une MTI*
- *Spécifier systématiquement un délai (date prévisionnelle) pour sa dépose finale*
- *Mettre en place une revue annuelle des MTI sur site, dont l'un des objectifs est de s'assurer de leur traitement (dépose finale...) conformément à la date envisagée ».*

Les inspecteurs ont examiné les différentes MTI en application sur les systèmes de sauvegarde des réacteurs de votre CNPE. Ils se sont notamment intéressés aux MTI traitant du changement de type de lubrification pour les accouplements des turbopompes (TPS) et motopompes (MPS) des systèmes ASG¹. En effet, cette modification matérielle, consistant au passage de la lubrification en huile de ces accouplements à une lubrification en graisse, a été réalisée initialement sous couvert d'une MTI. Cette dernière était accompagnée d'une fiche d'analyse du cadre réglementaire (FACR) basée sur une analyse de risque décrivant les modalités d'intégration et de réalisation de la modification. Celle-ci concluait que la MTI n'était redevable d'aucune procédure administrative. Cependant, les modalités d'intégration précisait la nécessité de réaliser la modification sur une TPS et une MPS de voie différente ainsi que sur un seul réacteur afin d'éviter l'apparition d'un mode commun mais aussi, de pouvoir tirer le retour d'expérience de cette modification avant d'effectuer un déploiement plus global.

¹ ASG : Système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur

Les inspecteurs ont relevé que vous aviez progressivement mis en œuvre le déploiement du passage en graisse de toute les MPS et TPS des réacteurs de Paluel sous couvert de multiples dossiers de MTI. Chacun de ces dossiers étant basés sur la même justification que celle initialement développée. Les inspecteurs considèrent que ce déploiement généralisé n'entre plus dans le cadre des MTI mais qu'il devrait faire l'objet d'une modification matérielle pérenne. Celle-ci devant donner lieu à une nouvelle analyse du cadre réglementaire afin de définir son statut. De plus, les inspecteurs ont relevé que chacune des MTI relative à ces modifications ne disposait pas de date prévisionnelle pour sa dépose comme précisé dans votre référentiel interne en référence [4], ce qui confirme le caractère pérenne des modifications.

Vos représentants ont confirmé que le déploiement des passages en graisse des accouplements avait été réalisé sous couvert de MTI par facilité administrative et ont confirmé qu'une régularisation de la situation administrative de la modification devait être envisagée.

Sur ce sujet, les inspecteurs relèvent également que la revue annuelle des MTI sur site n'a pas permis de détecter cette dérive du système de gestion des MTI. En effet, la revue aurait dû permettre d'identifier que les déploiements suivants n'étaient plus cohérent avec le contenu de la MTI initiale et de son analyse de risque associée. Elle aurait dû également permettre l'identification de l'absence de date de dépose prévisionnelle de ces modifications.

Je vous demande de régulariser la situation administrative des modifications temporaires de l'installation concernant le passage en graisse des accouplements des TPS et MPS du système ASG.

Je vous demande de veiller à ce que les MTI possèdent une date de dépose prévisionnelle conformément à votre directive interne n°74.

Je vous demande également de renforcer le contrôle exercé par la revue annuelle des MTI afin qu'elle soit en mesure de détecter les dérives liées à leur utilisation.

A.2 Etat des installations : Ecart ponctuels

L'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [2] dispose que : *« L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées. Il prend toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais. »*

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont examiné l'état des installations. Ils ont relevé des situations devant faire l'objet d'une caractérisation et si nécessaire d'un traitement.

Les inspecteurs ont relevé des traces de bore au niveau de la liaison corps chapeau de la vanne identifiée 3RIS022VP. Ils ont également noté des traces de bore au niveau de la bride de refoulement de la pompe identifiée 3RIS042PO. Vos représentants ont indiqué que ces traces de bore n'avaient pas été relevées lors de la tournée robinetterie effectuée après la réalisation des essais fonctionnels cuve ouverte (EFCO) dans le cadre des activités de redémarrage du réacteur numéro 3.

Les inspecteurs ont relevé que la ligne en acier inoxydable en amont de la vanne 3RIS056VP était en interaction avec une seconde ligne inoxydable d'un système d'air sous pression non identifié. Vos représentants ont confirmé sur le terrain que ces deux lignes étaient en interaction directe puisqu'elles se touchaient.

Les inspecteurs ont également relevé qu'un écrou était manquant sur le système de collecte de fuite de la vanne 3RIS026VP.

Je vous demande de caractériser les constats relevés ci-dessus et si nécessaire de réaliser un traitement approprié. Vous voudrez bien me fournir un bilan des caractérisations et des traitements réalisés sur chacun de ces constats.

Je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour que ces types de constat soient détectés et tracés.

A.3 Non qualité des dossiers de suivi des dispositifs moyens particuliers (DMP)

Votre référentiel interne en référence [4] précise les prescriptions pour la mise en œuvre des DMP :
« *Les obligations de l'exploitant nucléaire, dans le domaine des DMP, sont :*

- *Connaître l'état de l'installation à tout moment ;*
- *Maîtriser le risque DMP ;*
- *Assurer la traçabilité des DMP ;*

Pour satisfaire à ces obligations, il est prescrit :

- *Réaliser une analyse de besoins et une analyse des risques permettant de maîtriser le risque DMP ;*
- *Gérer administrativement tout DMP par un système d'information unique sur le site ;*
- *... »*

Les inspecteurs ont examiné les différents DMP posés sur les installations. Ils se sont notamment intéressés au DMP référencé DMPP005, utilisé durant les arrêts de réacteurs afin d'inhiber le démarrage des turbopompes ASG sur perte des turbopompes alimentaire (TPA) du système ARE². Ils ont constaté que les instructions portant sur les domaines interdits pour ce DMP n'étaient pas cohérentes avec celles indiquées dans le rapport opérationnel listant les différents DMP posés, celles mentionnées sur les dossiers de pose et de dépose et celles présentes sur les analyses de risques associées. En effet, les analyses de risques précisait que les domaines interdits pour l'utilisation du DMPP005 étaient « réacteur en puissance supérieur à 2% », « réacteur en puissance inférieur à 2% » et « réacteur en arrêt normal sur générateur de vapeur ». Les domaines interdits spécifiés dans le rapport opérationnel et dans les dossiers de pose et de dépose ne listaient que « réacteur en puissance supérieur à 2% » ce qui n'est pas cohérent avec l'analyse de risque ainsi que le fonctionnement de l'installation.

Les inspecteurs considèrent que cette non-qualité présente dans les documents opérationnels, est importante compte tenu des enjeux liés à l'utilisation de ce DMP. De plus, ils notent que la gestion administrative des DMP ne semble pas unifiée dans votre système d'information contrairement à ce qui est prescrit par votre directive interne n°74.

Je vous demande de remettre en conformité les informations contenues dans votre rapport opérationnel de gestion des DMP ainsi que dans les documents opérationnels à partir des informations contenues dans votre analyse de risque.

Je vous demande de vous assurer que votre système d'information unique de gestion administrative des DMP ne permet pas la perte d'information sensible relative aux conditions d'utilisation de ces DMP.

A.4 Contenu des bilans de fonction

L'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] dispose que : « I. — *L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. [...]*

III. — *Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant : [...]*

— *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ; [...]*

— *de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »*

² ARE : Système d'alimentation en eau des générateurs de vapeur

La déclinaison du processus dit « AP913 » pour l'amélioration continue de la fiabilité des équipements et des systèmes a permis la mise en place de bilans de santé des systèmes. Par courrier du 24 mai 2018 en référence [5], votre direction de la production nucléaire (DPN) a décidé la mise en œuvre des bilans de fonction venant en remplacement des bilans de santé des systèmes et permettant de renforcer la vision prospective et anticipatrice de ceux-ci, tout en intégrant une collaboration des services d'ingénierie avec ceux de la conduite et de la maintenance. L'élaboration de ces bilans contribue donc à l'identification des écarts pouvant affecter l'installation et à l'alimentation des indicateurs d'efficacité et de performance de la fonction considérée.

Dans le courrier du 24 mai 2018 en référence [5], sont notamment indiqués le contenu de ces bilans.

Lors de l'examen des bilans des années 2018 et 2019 de la fonction de sauvegarde, les inspecteurs ont noté que certains points d'analyse, demandés par la DPN, n'étaient pas présents. En effet, vos bilans ne traitent pas de la disponibilité des pièces de rechange dans le cadre de la maîtrise du vieillissement de votre installation ou bien encore ne traitent pas des fiches d'analyse du vieillissement ou des fiches d'obsolescence. Ces différents éléments concourent pourtant à la maîtrise de la conformité de votre installation dans le temps.

A.4.1 : Je vous demande de vous conformer aux consignes de la DPN pour l'élaboration et le contenu de votre bilan de fonction et ainsi traiter des différents aspects impactant votre installation dans le cadre de la maîtrise du vieillissement, y compris la disponibilité des pièces de rechange.

Les inspecteurs ont également noté que le bilan 2019 de la fonction de sauvegarde ne reprenait pas l'intégralité des actions du plan d'action 2018. Certaines actions disparaissant ainsi du plan d'action précédent sans justification ou sans s'assurer que celle-ci aient été soldées.

A.4.2 : Je vous demande de m'indiquer l'état des actions présentes dans le plan d'action du bilan de la fonction de sauvegarde de l'année 2018 qui n'ont pas été reprises dans le bilan de l'année 2019.

Je vous demande de veiller à la reprise intégrale du plan d'action de l'année N-1 en année N lors de la réalisation de vos bilans de fonction.

Les inspecteurs ont par ailleurs relevé que l'organisation mise en place pour cadrer la réalisation de ces bilans de fonction reposait principalement sur l'ingénieur en charge de la fonction. Vos représentants ont indiqué qu'aucune note d'organisation ne cadrerait cette activité car ils souhaitaient conserver de la flexibilité pour la réalisation de ces bilans. Ils ont également expliqué que le contenu de ces bilans devait être en adéquation avec la trame transmise par la DPN en annexe du courrier du 24 mai 2018 en référence [5] mais pouvait aussi faire l'objet d'adaptation locale.

A.4.3 : Je vous demande donc de respecter à minima le contenu demandé par la trame transmise par la DPN et de vous interroger sur la nécessité de créer une note opérationnelle locale ou bien une trame locale décrivant le contenu des bilan de fonction en intégrant les spécificités de votre site.

B Compléments d'information

B.1 Stratégie de sécurisation des positions des servomoteurs DR5/10

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont effectué un contrôle de la sécurisation des positions des commandes manuelles des robinets motorisés de servomoteurs DR5/10 déployé afin de se prémunir des embrayages fortuits des commandes manuelles. Cette sécurisation est réalisée par

l'ajout d'une entretoise EITRE n'impliquant aucun démontage de la commande manuelle, ni du servomoteur puisqu'elle s'insère entre la commande manuelle et le carter du réducteur. Cette sécurisation devant être réalisée sur les robinets des systèmes RIS et EAS.

Les inspecteurs ont relevé que les robinets 3RIS026VP, 3RIS048VP et 3EAS034VR avaient été équipés d'une entretoise. Les robinets 3RIS028VP et 3RIS046VP étaient quant à eux non équipés. Les inspecteurs se sont interrogés sur les raisons de l'installation partielle des entretoises sur ces équipements. Vos représentants ont indiqué qu'une stratégie avait été mise en place pour le déploiement progressif de cette solution. Ils ont indiqué que les vannes 3RIS026VP et 3RIS028VP étaient en série ainsi que les vannes 3RIS048VP et 3RIS046VP et qu'ils pouvaient donc, dans un premier temps, se contenter de n'en sécuriser qu'une seule des deux.

Je vous demande de me confirmer la position normale des vannes 3RIS026VP, 3RIS028VP, 3RIS048VP et 3RIS046VP en exploitation.

Je vous demande de m'indiquer la stratégie adoptée pour la finalisation du déploiement des entretoises EITRE ainsi que le planning de ces déploiements.

Vous voudrez bien m'indiquer également les raisons ayant conduit à réaliser l'installation de ces entretoises uniquement en arrêt de réacteur alors que la pose de ces entretoises n'est pas intrusif et de nature à rendre indisponible l'équipement.

B.2 Contrôle des supports de tuyauteries et équipements portés en exploitation à plus de 250°C

Les inspecteurs ont examiné les contrôles réalisés au titre du programme de base de maintenance prévisionnel (PBMP) AM450, concernant les supports des portions de tuyauteries portées en exploitation à plus de 250°C. Ils se sont notamment intéressés au système ASG concernant l'alimentation en vapeur des turbopompes (TPS). Ce contrôle étant réalisé tous les deux arrêts pour rechargement, ils ont examiné les derniers dossiers concernant les supports des équipements 3ASG251ZE et 3ASG252ZE. Ils ont également demandé les dossiers 3ASG051ZI et 3ASG052ZI sans que ceux-ci ne soient disponibles le jour de l'inspection. Vos représentants ont par ailleurs indiqué que ces équipements étant sur la ligne d'échappement de la turbopompe ASG, ils n'étaient pas importants pour la disponibilité de la fonction de sureté associée au fonctionnement des TPS ASG. Cependant, ces équipements étant classés importants pour la sureté de classe 3, ils sont redevables des contrôles au titre du PBMP AM450.

Je vous demande de me communiquer les dossiers des derniers contrôles des supports des équipements 3ASG051ZI et 3ASG052ZI réalisés au titre du PBMP 1300 AM3450. Dans le cas où ces contrôles n'ont pas été réalisés, vous voudrez bien me justifier la dérogation au PBMP 1300 AM450.

C Observations

Sans objet



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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.

Le chef de division,

Signé par

Adrien MANCHON