

Référence courrier :
CODEP-OLS-2024-013774

**Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Saint-Laurent-des-
Eaux**

CS 60042
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

Orléans, le 8 mars 2024

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux - INB n° 100
Lettre de suite de l'inspection du 20 février 2024 sur le thème de « systèmes auxiliaires »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2024-0807 du 20 février 2024

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
[3] Décision n°2013-DC-0360 modifiée 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
[4] Fiche de position métier SAE « Sous quels critères un dispositif de raccordement Souriau K1 type BOA doit être remplacé. » du 30 août 2021
[5] Fiche d'amendement n°3 au recueil des prescriptions liées à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles paliers CP1 et CP2 – Etat lot VD3 indice 1, réf. D455015060219 ind. 0
[6] DP 370 : contrôle des liaisons électriques de type Souriau et boîtes de connexion K1 de l'accessoire de sécurité SEBIM RCP, réf. D455022001906 ind. 1

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence [1], concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 20 février 2024 au CNPE de Saint-Laurent des eaux sur le thème « systèmes auxiliaires ». Cette inspection a été complétée par l'analyse des éléments complémentaires apportés par le CNPE jusqu'au 27 février 2024.

Je vous communique, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.



Synthèse de l'inspection

L'inspection en objet concernait le thème « systèmes auxiliaires », en particulier les systèmes PTR (traitement et refroidissement d'eau des piscines), RCV (contrôle chimique et volumétrique), REA (appoint en eau et en bore) et RRA (refroidissement du réacteur à l'arrêt). Les inspecteurs ont effectué un examen par sondage du bilan de fonction de l'année 2022 des systèmes auxiliaires des réacteurs n°1 et 2, de demandes de travaux (DT), de déclenchement d'alarmes, de plans d'actions (PA) et d'essais périodiques (EP) sur ces systèmes. Ils ont également vérifié, lors d'une visite des installations, l'état de divers équipements tels que des pompes, des tuyauteries ainsi que l'état général des locaux abritant ces systèmes sur les réacteurs n° 1 et n° 2.

Au vu de cet examen par sondage, il ressort que le bilan de fonction « systèmes auxiliaires » contrôlé ne fait pas l'objet de remarque majeure de la part des inspecteurs. Il subsiste cependant une interrogation concernant l'échéance associée au déploiement d'une modification nationale sur les soupapes SEBIM du RRA. Par ailleurs, si l'ensemble des contrôles par sondage réalisés sur les PA ou le déclenchement d'alarmes s'est révélé conforme, les vérifications effectuées sur les DT et les EP ont révélé un manque de rigueur dans la réalisation des contrôles de premier niveau (1N). Même si le nombre de constats relevés dans ce cadre rapporté au nombre total des documents consultés lors de l'inspection n'est pas significatif, les inspecteurs estiment tout de même que l'organisation actuelle pour la validation des DT et EP doit être améliorée.

La vérification sur le terrain de l'état des équipements a montré la présence de nombreuses traces de fuite ou de fuites actives, des traces/dépôts de bore au niveau de certains équipements. Au vu de ces constatations, les inspecteurs s'interrogent sur la rigueur et l'attention portées par les intervenants lors des différents contrôles ou rondes réalisés par le CNPE. Il est donc de votre responsabilité de vous assurer que ces anomalies ne remettent pas en cause la disponibilité des matériels concernés.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

II. AUTRES DEMANDES

Contrôles 1N

L'arrêté [2] impose, en son article 2.4.1, 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. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1.

II. Le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1er. 1.

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

- d'identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;
- de s'assurer du respect des exigences définies et des dispositions des articles 2.5.3 et 2.5.4 ;
- d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ;
- de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;
- de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »

Pour sa part, l'article 2.5.4 de ce même arrêté demande que : « I. — L'exploitant programme et met en œuvre des actions adaptées de vérification par sondage des dispositions prises en application des articles 2.5.2 et 2.5.3 ainsi que des actions d'évaluation périodique de leur adéquation et de leur efficacité.

Les personnes réalisant ces actions de vérification et d'évaluation sont différentes des agents ayant accompli l'activité importante pour la protection ou son contrôle technique. Elles rendent compte directement à une personne ayant autorité sur ces agents.

II. — Lorsque les activités importantes pour la protection ou leur contrôle technique sont réalisées par des intervenants extérieurs, ces actions de vérification et d'évaluation constituent une action de surveillance des intervenants extérieurs concernés (···). »

Les inspecteurs ont consulté les documents suivants :

- DT n°01522417 « 2 RCV 001 PO : fuite sous le moteur » créée le 24 janvier 2024 : les inspecteurs ont noté que le classement de cette DT fixait une intervention avec un délai maximal de 2 semaines. Or le jour de l'inspection, les inspecteurs ont constaté qu'aucune intervention sur l'équipement n'a été déclenchée depuis la création de la DT et que son contrôle 1N n'a pas été réalisé.
- DT n°1516876 « 2 REA 019 TO : ampoule de la platine REA grillée » créée le 12 janvier 2024 : Les inspecteurs ont constaté en salle de commande du réacteur n°2 que 6 voyants lumineux des boutons « poussoirs » de la platine REA sur 8 étaient défectueux, pour cela vos agents ont posé à proximité de la platine REA la référence de la présente DT pour la traçabilité des défauts.

Or les inspecteurs ont constaté que cette DT a été clôturée avec la mention « ampoule remplacée et soldée » et qu'elle a fait l'objet d'un contrôle 1N. Face à cette incohérence, vos agents n'ont pas su expliquer les raisons de clôture de la DT. Ils ont alors créé de manière réactive, le jour de l'inspection, une autre DT traçant les défaillances constatées en salle de commande.

- EPc (essai périodique « conduite ») REA 50 du réacteur n°2 : les inspecteurs ont constaté que la gamme d'EPc a été entièrement datée de 2022, or cet essai a été réalisé en 2023. Le contrôle 1N réalisé sur la gamme d'EP n'a pas permis d'identifier cette incohérence.

Au vu de ces constatations, les inspecteurs s'interrogent sur la rigueur du contrôle 1N portée sur les DT et EP.

Demande II.1 : renforcer et compléter au besoin votre organisation actuelle pour vous assurer :

- **de la compréhension et de l'adhésion des agents en charge des contrôles de 1er niveau à l'importance de leurs vérifications qui s'inscrivent dans un contexte réglementaire mais qui, surtout, permettent de s'assurer de la disponibilité des matériels,**
- **de l'absence de dérive de la qualité des contrôles 1N dans le temps (par une vérification par sondage par exemple des DT ou EP validés).**

Vous m'informerez des actions engagées en ce sens.

Courbure du flexible (BOA) du capteur de déplacement de la soupape 1 RRA 115 VP non conforme

Les matériels situés dans l'enceinte de confinement qui doivent assurer leurs fonctions en situation accidentelle et/ou post accidentelle et sous sollicitations sismiques appartiennent à la catégorie dite "K1". Le capteur de déplacement de la soupape 1 RRA 115 VP entre dans cette catégorie des équipements qualifiés « K1 ».

Les inspecteurs ont consulté la DT n°01525785 rédigée pour le rayon de courbure non conforme du flexible du capteur de déplacement de la soupape 1 RRA 115 VP (soupape de type SEBIM). Ils ont constaté qu'aucune intervention n'a été prévue à ce jour pour résoudre cette anomalie. Cependant, vos agents ont justifié la disponibilité du capteur de déplacement et le maintien de sa qualification « K1 » via la fiche de position [4]. Les justifications apportées dans cette fiche sont basées sur des prescriptions issues de la note [5] qui précise que « *toute anomalie du flexible, **comme par exemple** écrasement, étirement ou enveloppe marquée, doit conduire au remplacement du flexible* ». Or, votre fiche de position conclue, de manière restrictive et en se basant **uniquement sur les anomalies citées en exemple** dans la note [5], qu'en leur absence le matériel est conforme.

Les inspecteurs relèvent cependant que si le cas d'un rayon de courbure non conforme n'entre pas dans **les exemples** précités, il n'en reste pas moins qu'il semble s'agir **d'une anomalie au titre de la note [5]**.

Les conclusions de l'analyse de la situation, reprises dans la DT n°01525785 et qui ne reposent que sur les exemples de la note [5], apparaissent également restrictives au regard des dispositions de la DP370 [6] relative aux SEBIM du RCP (par parallélisme des formes) et aux exigences associées concernant les rayons de courbures qui doivent être supérieurs à 10 fois le diamètre du câble concerné.

Les inspecteurs s'interrogent donc sur la pertinence des justifications apportées dans la fiche de position [4] et de ce fait sur la disponibilité du capteur de déplacement au regard de sa qualification K1.

Demande II.2 : de manière générale, justifier que l'anomalie en lien avec un rayon de courbure non-conforme du flexible (BOA) du capteur de déplacement d'une soupape SEBIM n'a aucun impact sur la disponibilité de ce même capteur ni sur sa qualification K1.

Etant donné que cette fiche de position est susceptible de justifier le maintien en l'état d'autres équipements du même type, ce doute peut concerner d'autres matériels.

Traces de bore sur 1 et 2 RRA 115-121 VP.

Le bilan de fonction de l'année 2022 sur les équipements des systèmes auxiliaires évoque un constat récurrent à chaque arrêt de réacteur concernant la présence de bore au niveau de la liaison corps/cylindre à ailettes des soupapes RRA 115-121 VP des réacteurs n°1 et 2. Toutefois, vos intervenants ont précisé que ces traces de bore ne provenaient pas de fuites actives mais des suintements lors de la réalisation des tests de manœuvrabilité des soupapes. Vos agents ont indiqué qu'une modification nationale de la liaison corps/cylindre à ailettes par l'ajout d'un joint était prévue pour résoudre le problème.

Demande II.3 : préciser les échéances associées au déploiement de la modification nationale pour les réacteurs n° 1 et 2.

Locaux de la bâche PTR du réacteur n° 1 et des bâches REA bore des réacteurs n° 1 et 2

Le II de l'article 4.3.1 de la décision en référence [3] stipule que : « - *Le dimensionnement des rétentions mentionnées au I de l'article 4.3.3 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé associées à des stockages ou entreposages de substances dangereuses ou radioactives ou à des entreposages d'effluents susceptibles de contenir de telles substances en quantité significative, à des aires de chargement et de déchargement de véhicules-citernes et de véhicules transportant des capacités mobiles respecte la règle définie ci-après :*

La capacité de rétention est au moins égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- 100 % de la capacité du plus grand contenant ;
- 50 % de la capacité totale des contenants présents.

Cette disposition n'est pas applicable aux bassins de traitement des eaux résiduaires.

Toutefois, pour des contenants (récipients, véhicules-citernes ou capacités mobiles) de capacité unitaire exclusivement inférieure ou égale à 250 litres, la capacité de rétention est au moins égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- dans le cas de liquides inflammables, 50 % de la capacité totale des contenants ;
- dans les autres cas, 20 % de la capacité totale des contenants ;
- dans tous les cas, au moins 800 litres ou la capacité totale des contenants lorsque celle-ci est inférieure à 800 litres. »

Durant leur visite sur le terrain, les inspecteurs ont constaté :

- dans la rétention de la bâche PTR du réacteur n°1, la présence de détritux divers, des échafaudages, des sacs plastiques contenant des déchets divers. Cette situation impacte de fait le volume disponible de cette rétention.

Demande II.4 : justifier le respect des exigences de la décision [3] citées supra. Le cas échéant, libérer la rétention de son encombrement.

- dans le local des bâches REA bore des réacteurs n°1 et 2, des dépôts de bore au sol et sur des tuyauteries situées derrière les bâches REA bore.

Demande II.5 :

- **procéder au nettoyage du local REA bore afin d'éliminer le risque d'exposer les intervenants à la présence de bore.**
- **préciser les actions mises en place dans ce cadre.**

Vérification de l'état des équipements

Les inspecteurs ont également contrôlé l'état de divers équipements des systèmes auxiliaires des réacteurs n° 1 et 2. Ce contrôle a amené différents constats. Il s'agit notamment de traces de fuite anciennes d'eau borée ou de fuites encore actives sur les équipements suivants :

- fuite active au niveau de la garniture métallique de la pompe 2 REA 002 PO
- présence de bore au niveau de la garniture métallique des pompes 2 REA 003 et 004 PO
- présence de bore entre le multiplicateur et la pompe des équipements 2 RCV 001 et 003 PO
- présence de bore sur le circuit de la pompe 1 PTR 002 PO

Demande II.6 :

- **indiquer l'impact éventuel des différents constats précités sur la disponibilité des équipements concernés ;**
- **préciser le traitement qui sera réalisé de chacun des constats, ainsi que l'échéance associée.**



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

Observation III.1 : flexible de vidange du détecteur pilote du 1 RCV 201 VP défectueux

Les inspecteurs ont consulté la DT n°01524298 concernant un flexible défectueux pour la vidange du détecteur pilote du 1 RCV 201 VP. Cette situation peut induire en erreur les intervenants chargés de l'éventage du circuit à 25 bars puisque ce défaut permet l'entrée d'air extérieur dans le flexible, entrée d'air qui pourrait alors être interprété à tort comme un mauvais éventage du circuit. Vos représentants ont indiqué que cette anomalie n'a aucun impact sur le fonctionnement du détecteur puisque les essais de manœuvrabilité réalisés après les opérations d'éventage témoignent de la disponibilité de l'équipement. L'ASN a noté que le remplacement du flexible défectueux est prévu sur la prochaine visite décennale du réacteur n°1 en 2025. L'ASN n'a pas de remarque sur ce point.

Observation III.2 : problème sur la platine REA bore

Les inspecteurs ont consulté la DT n°01519997 concernant le dysfonctionnement temporaire de la platine REA en salle de commande. Vos intervenants ont indiqué qu'il s'agissait d'une anomalie de la platine REA qui ne permettait plus d'envoyer les ordres de dilution/borication/appoint manuel depuis la salle de commande. L'opérateur de quart présent au moment de l'anomalie a effectué une manœuvre d'arrêt/marche de la platine REA pour solutionner le problème. Aucune intervention n'a été prévue à ce jour pour remplacer ou connaître l'origine de ce dysfonctionnement temporaire. L'ASN vous rappelle tout de même qu'il est de votre responsabilité de vous assurer que cette anomalie n'est pas annonciatrice d'une prochaine défaillance matérielle. L'ASN n'a pas remarque supplémentaire.

Observation III.3 : récurrence d'appoint d'huile de l'équipement 1 PTR 001 PO

Durant leur contrôle par sondage du bilan de fonction de l'année 2022 des systèmes auxiliaires des réacteurs n°1 et 2, les inspecteurs ont constaté une action de suivi ouverte sur l'équipement 1 PTR 001 PO concernant une fréquence d'appoint en huile identifiée comme relativement élevée en comparaison avec d'autres pompes similaires du système. Vos représentants ont sollicité l'expertise du fabricant pour expliquer cette surconsommation, mais ce dernier n'a pas été en mesure d'en expliquer l'origine. Toutefois, vos représentants ont indiqué que depuis la visite complète de la pompe en mars 2023, la fréquence d'appoint en huile est revenue à la normale. L'ASN note qu'une fiche de position sera rédigée prochainement pour confirmer la pleine disponibilité de la pompe et clôturer l'action de suivi associée. L'ASN n'a pas de remarque sur ce point.

Observation III.4 : EPC REA 10 du réacteur n°2

Les inspecteurs ont contrôlé la gamme d'EPC REA 10 concernant le « contrôle de la limitation du débit de dilution intempestive par REA 003 DI », ils ont constaté que cette activité nécessite l'utilisation d'appareils de mesure externes tels qu'un multimètre et un transmetteur de pression différentiel. Ces équipements de mesures font l'objet de contrôle/réglage (par exemple : étalonnage) par un organisme compétent qui délivre un certificat avec une date de validité d'utilisation.



De ce fait, l'EPC REA 10 demande de vérifier, au préalable de sa réalisation, les dates de validité des appareils de mesure utilisés et de les renseigner dans la gamme d'EPC REA 10. Or, les inspecteurs ont constaté que ces informations manquaient dans cette gamme d'EPC. Par ailleurs, le contrôle 1N de cette gamme n'a pas permis de détecter ces informations manquantes. Par courriel du 21 février 2024, vos représentants ont transmis les modes de preuve attestant la validité des appareils de mesure utilisés. L'ASN n'a pas de remarque supplémentaire sur ce point et vous renvoie à la demande II.1 en ce qui concerne le manque de rigueur du contrôle 1N.

Observation III.5 : problématique de pressurisation du système RRA des réacteur n°1 et 2

Les inspecteurs ont relevé qu'en 2022 des apparitions d'alarmes liées à la problématique de pressurisation du système RRA des réacteurs n°1 et 2 ont été constatées. Vos représentants ont expliqué que cette problématique est connue et a fait l'objet d'un traitement générique. Ils ont également confirmé par courriel du 27 février 2024 que le critère de repli du réacteur concernant le « gradient de montée en pression » fixé à 9 bar/h n'a pas été dépassé sur les réacteurs n°1 et 2 qui ont affiché respectivement des valeurs de gradient de 0,5 bar/h et 4,2 bar/h. L'ASN n'a pas de remarque sur ce point mais vous invite à suivre avec attention ces gradients de montée en pression.

Observation III.6 : autres points/documents abordés ou vus

En compléments des points abordés et des documents consultés qui font l'objet de demandes et d'observations citées plus haut, les inspecteurs ont également échangé avec vos représentants sur les points/documents suivants :

- teneur en O2 en limite des 100 ppb de la bache 9REA001-002BA
- alarme récurrente RGL505/506AA
- vibrations potentiellement hors critère sur 2RCV002PO
- DT n°01518392 concernant un support anti sismique
- DT n°01252523 concernant l'encrassement de la grille de l'aéroréfrigérant 2 RCV 013 AE
- DT n°01525922 concernant le blocage en ouverture secours de 1 RCV 040 TO
- DT n°01490469 concernant le défaut de la voie 6 de l'enregistreur 2 RCV 403 EN
- PA n°00431003 concernant les vibrations de l'équipement 1RCV003PO
- PA n°00434832 concernant les anomalies détectées dans les cadres des contrôles détaillés CPP
- PA n°00356464 concernant un critère débit faible suite à l'EPC RRI042
- PA n°00388729 concernant un dépassement de seuil de température du palier moteur RCV
- PA n°00388737 concernant un dépassement de seuil de débit d'huile sur RCV
- PA n°00425850 et 00425851 concernant des dépassements d'un critère B du température palier des pompes RCV
- PA n°00432015 concernant un dépassement de critère B de débit d'huile palier pompe RCV
- Gammes d'EPA RRA 420, RRA 450 et RCV 430 du réacteur n°1
- Gamme d'EPC PTR 030 du réacteur n°2



- Durant leur visite sur le terrain, les inspecteurs ont constaté l'absence de garde d'eau dans le siphon de sol 9 JSN 320 GS situé à l'entrée du local des bâches REA bore. Par courriel du 23 février 2024, vos intervenants ont indiqué que ce siphon n'est pas requis vis-à-vis de la sectorisation incendie mais qu'une garde d'eau a été tout de même ajoutée.

L'ASN n'a pas de remarque sur ces points/documents.



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois 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.

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, 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.

Signé par : Christian RON