

Référence courrier :
CODEP-OLS-2024-011152

**Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Chinon**

BP 80
37420 AVOINE

Orléans, le 26 février 2024

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Chinon - INB n° 107 et 132
Lettre de suite de l'inspection du 2 février 2024 sur le thème de « management de la sûreté »

N° dossier : Inspection n° INSSN-OLS-2024-0723 du 2 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

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 2 février 2024 dans le CNPE de Chinon sur le thème « management de la sûreté ».

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 « management de la sûreté ». Les inspecteurs ont effectué un examen de différents événements survenus en 2023 ayant donné lieu à un arbitrage de la direction suite à une confrontation entre le chef d'exploitation (CE) et l'ingénieur sûreté (IS), ainsi qu'une vérification de la bonne réalisation d'actions faisant suite à une inspection ou à la déclaration d'un événement significatif.

Sur les huit événements ayant donné lieu à un arbitrage de la direction suite à une confrontation entre le CE et l'IS, analysés par sondage, les inspecteurs ne partagent pas totalement la position finale de la direction pour trois d'entre eux et estiment que l'un d'eux doit faire l'objet d'un ré arbitrage à froid, un autre d'une déclaration d'événement significatif et un dernier d'un complément d'analyse. Pour les cinq autres événements analysés, les éléments complémentaires transmis post-inspection ou les éléments examinés ne remettent pas en cause la position retenue par la direction du CNPE.

La vérification de la bonne réalisation d'actions faisant suite à une inspection ou à la déclaration d'un événement significatif a consisté à contrôler, par sondage, l'accomplissement effectif des actions correctives définies par le CNPE, dans les délais fixés. Sur la dizaine d'actions contrôlée, les inspecteurs n'ont relevé aucun écart.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet

80

II. AUTRES DEMANDES

Événement relatif à la détection du sous-serrage de la vis repère 110 sur la tête de soupape 4 RCP 021 VP lors de l'ASR 2023

L'arrêté [2] dispose :

« Article 1.3

[...]

— événement significatif : écart présentant une importance particulière, selon des critères précisés par l'Autorité de sûreté nucléaire ;

[...]

Article 2.4.1

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.

[...]

Article 2.6.2

L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :

- son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;
- s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;
- si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre. »

Lors de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n° 4 en 2023, une des vis de la soupape de protection du circuit primaire 4 RCP 021 VP a été retrouvée desserrée. Aucune fuite n'a été détectée, mais ce sous-serrage aurait pu remettre en cause le fonctionnement de la soupape dans des conditions accidentelles. Un contrôle de serrage avait été réalisé lors de l'arrêt pour rechargement du réacteur en 2022 et s'était révélé conforme. Selon le CNPE, aucune autre activité n'a eu lieu sur cette soupape jusqu'au contrôle de serrage lors de l'arrêt de 2023. La seule cause identifiée serait la survenue d'un impact sur la tuyauterie lors de la pose ou de la dépose d'un plancher démontable à proximité de la soupape, nécessaire à la réalisation du contrôle de serrage. Or, aucun élément ne permet d'identifier si cela ce serait produit lors de la dépose du plancher après le contrôle de serrage de 2022, remettant en cause la qualification de la soupape sur un cycle, ou lors de la pose du plancher avant le contrôle de serrage de 2023.

En application de l'article 2.4.1 de l'arrêté [2], EDF a rédigé la directive 100 (DI100) « critères et modalités de déclaration et d'information de l'autorité de sûreté des événements survenant sur les installations nucléaires ».

De manière conservatrice, la filière indépendante de sûreté considère que l'anomalie de serrage remonte à l'arrêt de 2022 et que cette situation est redevable de la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté (ESS) critère 9 « anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts

par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte et que ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation » au titre de la DI100.

Le service conduite considère quant à lui que l'anomalie aurait pu conduire à l'ouverture intempestive de la soupape, mais que cette situation est couverte par les procédures APE (approche par état) et qu'elle ne relève pas d'un ESS critère 9.

Cet événement a fait l'objet d'un arbitrage par la direction du CNPE qui a tranché pour la déclaration d'un événement intéressant pour la sûreté (EIS) critère 8 « *anomalie découverte de façon fortuite (en dehors des contrôles périodiques) affectant un matériel important pour la sûreté, mais non traité dans les STE* ».

Sans remettre en cause les arguments de chacun des acteurs, les inspecteurs estiment qu'un doute subsiste sur l'origine du sous-serrage, que ce dernier a été détecté lors d'un contrôle périodique, qu'il a potentiellement remis en cause la qualification du matériel aux conditions accidentelles sur un cycle et qu'il est donc susceptible d'affecter la sûreté de l'installation. A ce titre, la déclaration d'un ESS critère 10 « *tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou l'autorité de sûreté nucléaire* » mérite d'être analysée.

Demande II.1 : procéder au ré arbitrage à froid de l'événement relatif à la détection du sous-serrage de la vis rép 110 sur la tête de soupape 4 RCP 021 VP lors de l'ASR 2023 en application de l'article 2.6.2 de l'arrêté [2], en considérant la possibilité de déclaration d'un ESS critère 10.

Événement relatif à l'analyse de la qualité de réalisation de l'EPC REN 050 en amont des opérations de rechargement du réacteur n° 3

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) précisent que dans le domaine d'exploitation du réacteur dit « arrêt pour rechargement » : « *Le bon fonctionnement du boremètre devra être validé dans les 8 heures avant de débiter les opérations de manutention combustible (rechargement et déchargement) par test global* ».

Ce test global est porté par l'essai périodique (EP) REN 050. Il s'avère que lors de l'arrêt pour rechargement du réacteur n° 3 en 2023, l'EP REN 050 a été joué environ 8 heures avant le début du rechargement. Une fois le rechargement débuté, le chef d'exploitation s'est réinterrogé sur le respect du délai de 8 heures. Il a alors repris la gamme d'EP et s'est aperçu de la présence d'une anomalie qui n'a pas été détectée lors du contrôle premier niveau de l'EP. Cette anomalie ne permettait pas de s'assurer du respect d'un critère de l'EP relatif à la mesure de concentration en bore. Ainsi, l'EP joué 8 heures avant le rechargement ne peut pas être valorisé et de ce fait les STE n'ont pas été respectées.

Les inspecteurs notent que cet EP a été rejoué de manière réactive par le service conduite suite à la découverte de l'anomalie. Cet EP s'est révélé satisfaisant et les opérations de rechargement ont pu être relancées.

Toutefois, les inspecteurs estiment que cet événement constitue un non-respect des STE et qu'il doit faire l'objet d'une déclaration d'événement significatif critère 3 « *non-respect des spécifications techniques d'exploitation* » au titre de la DI100. Ils laissent néanmoins la possibilité au CNPE d'utiliser les éléments



de l'annexe 2 du courrier dit « Tasset » concernant les essais périodiques s'il estime que cet EP peut entrer dans ce cadre.

Demande II.2 : déclarer l'événement significatif pour la sûreté relatif à l'analyse de la qualité de réalisation de l'EPC REN 050 en amont des opérations de rechargement du réacteur n° 3.

Événement relatif à la non fermeture de la vanne 3 RIS 085 VB lors de l'EPC RPR 022

Lors de la réalisation de l'EP RPR 022 (système de protection du réacteur) sur le réacteur n° 3 au mois d'août 2023, la vanne 3 RIS 085 VB ne s'est pas fermée automatiquement. Des agents du CNPE sont donc intervenus. En reprenant la commande manuelle de la vanne, ils ont constaté un point dur sur la commande d'embrayage et lors de la manœuvre. Une fois ce point dur passé manuellement, la vanne fonctionnait correctement. Elle a ensuite été requalifiée par un test « quicklook » pour reprendre l'EP et le solder, sans action de maintenance particulière et sans connaître l'origine exacte du dysfonctionnement.

Un nouvel EP RPR 022 a été rejoué deux mois plus tard, en octobre 2023. La vanne 3 RIS 085 VB a à nouveau refusé de se fermer automatiquement. Un point dur a une nouvelle fois été rencontré. Cependant, cette fois, le CNPE a décidé de remplacer le servomoteur qui semblait être à l'origine du dysfonctionnement. La vanne a été requalifiée avec ce nouveau servomoteur et l'EP a pu être validé.

L'EP RPR 022 a depuis été rejoué en décembre 2023 et s'est avéré satisfaisant, sans refus de fermeture de la vanne 3 RIS 085 VB.

La filière indépendante de sûreté (FIS) considère que la vanne n'était pas disponible entre les deux EP RPR 022 des mois d'août et octobre 2023. La direction considère quant à elle que les deux événements ne sont pas liés et qu'ils ont été traités correctement.

Les inspecteurs estiment que les refus de fermeture de la vanne 3 RIS 085 VB lors des EP RPR 022 des mois d'août et octobre 2023 présentent de fortes similitudes et qu'aucun élément ne permet d'identifier deux causes distinctes. Les opérations réalisées suite au refus de fermeture de la vanne 3 RIS 085 VB ont permis de retrouver son fonctionnement au moment de l'EP, mais l'origine du dysfonctionnement n'a pas été identifiée, donc rien ne permet d'assurer que le problème était réellement traité. Toutefois, le CNPE ayant déjà déclaré un ESS critère 3 niveau 1 sur l'échelle INES, pour un non-respect de la conduite à tenir prévue par les règles générales d'exploitation du réacteur n° 3, suite à la mauvaise identification des événements STE générés par le dysfonctionnement de la vanne 3 RIS 085 VB au mois d'août 2023, les inspecteurs considèrent que cet événement a déjà fait l'objet d'une déclaration. Cependant, l'analyse de cet événement n'aborde absolument pas les causes techniques de dysfonctionnement de la vanne 3 RIS 085 VB. Les inspecteurs estiment donc que cette analyse doit être complétée des causes techniques du dysfonctionnement de la vanne 3 RIS 085 VB et des raisons ayant conduit le CNPE à la considérer disponible alors que ces causes n'avaient pas été clairement identifiées.



Demande II.3 : compléter l'analyse de l'événement pour en identifier les causes techniques et les raisons ayant conduit le CNPE à considérer la vanne disponible alors que ces causes n'avaient pas été clairement identifiées.

80

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

Suivi des engagements et actions de progrès

Observation III.1 : A la suite d'inspections, l'ASN peut être amenée à faire des demandes. En réponse à ces demandes, ou dans le cadre de l'analyse d'événements significatifs, le CNPE identifie des actions correctives et/ou curatives à mettre en œuvre. Lors de l'inspection du 2 février 2024, les inspecteurs ont contrôlé la bonne réalisation d'une dizaine de ces actions ainsi que le respect des délais de mise en œuvre associé. Ces actions concernaient aussi bien des mises à jour de documents que des contrôles terrain, des analyses de situations ou encore des mesures d'efficacité. Ce contrôle s'est avéré conforme dans la mesure où l'ensemble des actions a été mis en œuvre conformément à l'attendu et dans les délais fixés.

Événement relatif à l'analyse des résultats de l'EPA RCP 710

Observation III.2 : Parmi les événements ayant donné lieu à une confrontation entre le CE et l'IS, les inspecteurs se sont intéressés à celui relatif à l'analyse des résultats de l'essai périodique EPA RCP 710 sur le réacteur n° 1 en février 2023. Cet essai vise à contrôler le bon fonctionnement de sondes de température. Il est réalisé au début d'un arrêt, pour identifier d'éventuelles défaillances ou dérives de sondes, alors que ces dernières sont encore requises. Cet essai n'est pas identifié comme faisant partie des règles générales d'exploitation (RGE). Cependant, un essai similaire, EPA RCP 720, identifié RGE est joué lors du redémarrage du réacteur afin de s'assurer du bon fonctionnement des sondes pour le cycle à venir. En cas de non-respect des critères lors de l'EPA RCP 720, les sondes doivent être considérées indisponibles. Il s'avère que les critères sont les mêmes pour les EP RCP 710 et RCP 720. De ce fait, bien que l'EP RCP 710 ne soit pas RGE, la question de la disponibilité des sondes peut se poser. Finalement, l'éclairage fourni par les services centraux d'EDF précise que les critères ne sont pas évalués sur la même base dans la mesure où, en début d'arrêt, les sondes testées viennent de fonctionner pendant un cycle, alors qu'au redémarrage, les sondes remplacées sont neuves et servent d'étalon. Sur la base de ces éléments, la filière indépendante de sûreté (FIS) a finalement considéré que les sondes pouvaient être considérées disponibles malgré l'atteinte des critères non-RGE lors de l'EP RCP 710. Sur la base de ces éléments, les inspecteurs n'ont pas demandé la déclaration d'un événement significatif.

Événement relatif à l'analyse de la présence d'un bouchon de colle sur le bouchon de l'évent de 2 GCT 132 VV

Observation III.3 : Parmi les événements ayant donné lieu à une confrontation entre le CE et l'IS, les inspecteurs ont examiné celui relatif à l'analyse de la présence d'un bouchon de colle sur le bouchon

de l'événement du robinet pneumatique 2 GCT 132 VV. En effet, lors de la visite partielle du réacteur n° 2 à l'été 2022, une opération de maintenance a été réalisée sur le robinet 2 GCT 132 VV. Lors de la requalification du robinet, son temps d'ouverture a été mesuré à 18,76 secondes pour un critère à 19,1 seconde maximum. Le critère a donc été respecté, mais ne laissait que peu de marge vis-à-vis du temps d'ouverture maximal autorisé. Lors de l'EP GCT 020 de novembre 2022, réalisé après la visite partielle, le critère relatif au temps d'ouverture du robinet 2 GCT 132 VV n'a pas été respecté (28 secondes). Une reprise du réglage de la pression d'air a permis de retrouver un temps d'ouverture conforme au critère. Lors de l'occurrence suivante de l'EP GCT 020, en mai 2023, le temps d'ouverture de la vanne a été à nouveau constaté non conforme (19,36 secondes). Cette fois, la pression d'air ne présentait pas d'anomalie. Des essais sans bouchon de protection d'évacuation d'air puis avec bouchon ont été réalisés et ont permis de retrouver un temps de manœuvre conforme, sans que l'origine exacte de l'anomalie ne soit clairement identifiée. Lors de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n° 2 en 2023, une expertise du robinet a été réalisée par le constructeur. Elle a montré que le bouchon d'événement était probablement à l'origine du non-respect du temps de manœuvre du robinet. Ce dernier a donc été remplacé.

Les inspecteurs estiment que le bouchon de protection d'évacuation d'air du robinet pneumatique 2 GCT 132 VV a pu avoir un rôle dans le non-respect du critère de temps d'ouverture du robinet lors des différents EP de 2022 et 2023. Cependant, ce critère a été respecté lors de la réalisation d'essais périodiques malgré la présence de ce même bouchon, bien que les mesures montraient quelques fluctuations. Les inspecteurs considèrent également que le non-respect du critère de temps d'ouverture détecté en novembre 2022 aurait pu être anticipé en prenant davantage de marge vis-à-vis du critère lors de la maintenance du robinet réalisée lors de l'arrêt pour simple rechargement de 2022. Les inspecteurs ont d'ailleurs noté que le CNPE avait modifié ses procédures relatives au réglage des temps d'ouverture lors des opérations de maintenance afin d'apporter une marge supplémentaire par rapport au critère.

Les inspecteurs estiment que les éléments présentés par les différents acteurs génèrent quelques interrogations mais qu'elles ne permettent pas de remettre en cause la position de la direction du CNPE et qu'il est par ailleurs de la responsabilité d'EDF de veiller de l'absence de dérive des temps de manœuvre du robinet et de s'assurer de l'identification et du traitement des causes d'anomalie.

Événement relatif à l'analyse des aléas rencontrés durant le déchargement du combustible de la quatrième visite décennale du réacteur n° 1

Observation III.4 : Parmi les événements ayant donné lieu à une confrontation entre le CE et l'IS, les inspecteurs ont examiné celui relatif à l'analyse des aléas rencontrés durant le déchargement du combustible de la quatrième visite décennale du réacteur n° 1. En effet, lors d'un essai périodique une baisse de niveau de la piscine combustible est survenue, sans passer toutefois sous le niveau requis. La filière indépendante de sûreté proposait la déclaration d'un ESS critère 10 « *tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou l'autorité de sûreté nucléaire* ». La direction du CNPE a retenu la réalisation d'une analyse simplifiée d'événement, sans déclaration d'événement significatif.

Les inspecteurs estiment que cette situation aurait pu conduire à la déclaration d'un événement significatif critère 10. Cependant, la baisse de niveau d'eau de la piscine combustible est restée limitée sans passer sous le niveau minimum requis. De ce fait, les éléments à disposition ne sont pas de nature à remettre en cause la position des différents acteurs, et notamment celle de la direction ne demandant pas de déclaration. L'ASN vous rappelle cependant qu'un événement doit également se juger à l'aulne de ses conséquences potentielles.

Événement relatif à l'analyse de la génération de l'événement STE de groupe 1 fortuit EPP1 durant la condition limite du tampon d'accès matériel du réacteur n° 1

Observation III.5 : Parmi les événements ayant donné lieu à une confrontation entre le CE et l'IS, les inspecteurs ont examiné celui relatif à l'analyse de la génération de l'événement STE de groupe 1 fortuit EPP1 durant la condition limite du tampon d'accès matériel (TAM) du réacteur n° 1.

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) précisent que dans le domaine d'exploitation arrêté normal sur système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) « *le tampon matériel doit être fermé et boulonné sur toute sa périphérie* ». Cependant, elles autorisent son ouverture, sous couvert d'une condition limite comprenant des conditions liées notamment à l'activité radiologique du circuit primaire, la contamination atmosphérique du bâtiment réacteur ou la température du circuit primaire, pour permettre l'introduction de matériel dans le bâtiment réacteur. Il s'avère que lors du transfert d'un équipement par le TAM du réacteur n° 1 au début de sa quatrième visite décennale, un câble permettant de refermer le TAM a été sectionné. Toutefois, selon les éléments du CNPE, un moyen compensatoire était disponible et aurait permis de refermer le TAM. Il ressort cependant des échanges que ce moyen compensatoire, défini par les intervenants, n'était pas réellement connu de la conduite au moment de l'événement, puisqu'elle avait considéré une anomalie sur le système d'isolement du confinement en posant l'événement STE EPP2 et EPP1 selon le domaine d'exploitation du réacteur. Cet événement a été annulé a posteriori. Cette situation aurait pu retarder la fermeture du TAM en cas de nécessité.

Les inspecteurs considèrent que la disponibilité d'un moyen compensatoire permettant la fermeture du TAM ne constitue pas un non-respect strict de la condition limite liée à l'ouverture du TAM. Ils estiment toutefois que la situation aurait dû être davantage partagée notamment avec la conduite afin d'en assurer une connaissance exacte par tous les acteurs.

Événement relatif à l'analyse des différents aléas ayant affecté la durée de la condition limite liée à la maintenance de la pompe 9 RIS 011 PO

Observation III.6 : Parmi les événements ayant donné lieu à une confrontation entre le CE et l'IS, les inspecteurs ont examiné celui relatif à l'analyse des différents aléas ayant affecté la durée de la condition limite liée à la maintenance de la pompe du circuit d'injection de sécurité 9 RIS 011 PO.

Dans le domaine réacteur complètement déchargé, les STE précisent que :

« *La pompe de test RIS011PO doit être disponible.*

Conditions limites :



1. La pompe de test RIS011PO et le tableau LLS001AR associé peuvent être rendus indisponibles pour réaliser de la maintenance préventive, pendant 6 jours par an, sous réserve que la tranche jumelle soit dans un état tel que la pompe de test ne soit pas requise. [...] »

Lors de la maintenance de la pompe 9 RIS 011 PO lors de la quatrième visite décennale du réacteur n° 1, des capteurs ont présenté des anomalies rendant indisponible ladite pompe. Ces différents aléas, dont l'origine semble difficile à déterminer, ont conduit à prolonger la durée de la condition limite sus citée. Toutefois, la durée maximale d'indisponibilité de la pompe, autorisée par les STE a été respectée in fine et ces aléas ne constituent pas un non-respect strict de la condition limite. Les inspecteurs estiment que ces aléas auraient toutefois pu conduire le CNPE à déclarer un ESS critère 10 « *tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou l'autorité de sûreté nucléaire* », comme l'a proposé la filière indépendante de sûreté. Cette proposition n'a pas été retenue par la direction du CNPE qui a cependant défini et mis en œuvre des actions correctives.

Les éléments à disposition des inspecteurs ne sont pas de nature à remettre en cause la position des différents acteurs, et notamment celle de la direction ne demandant pas de déclaration.

»

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.

Le chef du pôle REP

Signée par : Christian RON