

Référence courrier :
CODEP-BDX-2023-012613

Madame la directrice du CNPE du Blayais

BP 27 – Braud-et-Saint-Louis
33820 SAINT-CIERS-SUR-GIRONDE

Bordeaux, le 21 avril 2023

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base.
Lettre de suite de l'inspection du 28 février 2023 sur le thème de la pérennité de la qualification.
- N° dossier :** Inspection n° INSSN-BDX-2023-0025
(à rappeler dans toute correspondance)
- 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] Directive interne EDF DI 81 « Pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels » indice 2 D4507080507 du 12 février 2016 ;
[4] Référentiel managérial EDF « Pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels en exploitation » D450721007908 indice 0 du 4 octobre 2021 ;
[5] Lettre de suite CODEP-BDX-2018-054011 de l'inspection INSSN-BDX-2018-0008 du 4 octobre 2018.

Madame la directrice,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en références concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 28 février 2023 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Blayais sur le thème de la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles.

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

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection avait pour objet le contrôle du respect par le CNPE du Blayais des dispositions prévues pour la maîtrise de la qualification des matériels aux conditions accidentelles imposées par l'arrêté [2] et encadrées par votre directive [3] jusqu'à milieu d'année 2023. Cette directive doit ensuite être remplacée par votre référentiel managérial [4], lequel reprend la plupart des anciennes dispositions introduites par la directive [3]. Les inspecteurs ont noté que vous avez prévu la mise à jour de votre note d'organisation locale pour décliner le référentiel managérial [4] à échéance fin juin 2023, conformément à la date de mise en application de ce référentiel prévue par vos services centraux.



Au cours de l'inspection, les inspecteurs ont :

- effectué un contrôle de l'organisation mise en œuvre par le CNPE pour maintenir la qualification des matériels qualifiés aux conditions accidentelles (MQCA),
- vérifié par sondage la bonne déclinaison documentaire des recueils des prescriptions pour le maintien de la qualification (RPMQ) lié à la quatrième visite décennale des réacteurs,
- vérifié le traitement de fiches de caractérisation de constats liées à la pérennité de la qualification.

A l'issue de l'inspection, les inspecteurs considèrent que la maîtrise par le site de la pérennité de la qualification des matériels est globalement satisfaisante. Ils ont pu constater par sondage la bonne déclinaison des prescriptions issues des RPMQ dans vos documents opérationnels. Ils ont également pu constater par sondage que l'émission de nouvelles prescriptions s'accompagnait de vérifications sur le terrain de l'état de conformité effectif du matériel, et le cas échéant, de sa remise en conformité. Les écarts de qualification portés par des fiches de caractérisation de constat (FCC) ont été, au vu du contrôle par sondage, traités dans les délais prévus ou justifiés. Les inspecteurs ont constaté que les matériels qualifiés (MQCA) sont répertoriés au fil de l'eau et à l'occasion du passage au référentiel « VD4 » (quatrième visite décennale) de chacun de vos réacteurs entre 2022 et 2025, dans un tableau informatisé permettant un suivi dynamique et opérationnel de ces matériels. Les inspecteurs considèrent que cette pratique constitue une évolution positive par rapport aux listes figées de matériels MQCA qui existaient jusqu'à présent. Par ailleurs vous avez indiqué aux inspecteurs avoir bien progressé dans le rattachement des matériels MQCA liés à chaque repère fonctionnel à des « modèles industriels » dans les différents espaces paliers de votre outil EAM (proche de 99 % pour les matériels et de 88 % pour les composants). Ce qui permettra à terme de faciliter l'identification des pièces de rechange.

Cependant, les inspecteurs ont noté plusieurs points d'amélioration. Tout d'abord ils estiment que les contrôles à réaliser sur vos groupes électrogènes à la suite de la détection d'un écart sur des groupes électrogènes diésels d'un autre CNPE du parc et objet d'une FCC devraient être effectués sur l'ensemble des réacteurs du site. Ils constatent que vous rencontrez toujours des difficultés à connaître en temps réel l'état de conformité du matériel en lien avec la pérennité de la qualification. De plus, des prescriptions issues de votre référentiel [3] telles que la rédaction d'analyses de risque portant sur le risque de déqualification, n'ont pas été réalisées. Enfin, votre programme de surveillance pourrait mieux se focaliser sur la bonne rédaction des gammes par les entreprises sous-traitantes intervenant avec leurs propres procédures.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

II. AUTRES DEMANDES

Vérification de l'application du référentiel DI 81 [3]



La demande 8 (règle 12) de la DI 81 [3] également retranscrite dans le nouveau référentiel managérial [4] demande que « *les CNPE prennent en compte le risque de déqualification dans les analyses de risque faites avant chaque intervention.* »

Les inspecteurs ont constaté que l'analyse de risque d'une intervention portant sur la pompe du système d'aspersion de l'enceinte 2 EAS 002 PO, ne prenait pas en compte le risque de déqualification du matériel. Néanmoins, les inspecteurs ont noté que la procédure d'intervention sur la pompe mentionnait explicitement ce risque.

Demande II.1 : Compléter votre analyse de risque pour l'intervention sur la pompe 2 EAS 002 PO avec la prise en compte du risque de perte de qualification des matériels ;

Demande II.2 : Tirer le retour d'expérience de cette situation en vérifiant et en garantissant que les ADR établies pour les interventions de maintenance sur le CNPE tiennent bien compte des risques de perte de qualification des matériels aux conditions accidentelles.

La demande 6 (règle 11) de la DI 81 [3] également retranscrite dans le nouveau référentiel managérial [4] demande que « *les CNPE s'assurent en outre que ces prescriptions sont effectivement appliquées grâce à une surveillance appropriée, en particulier lorsqu'un prestataire intervient avec ses propres procédures.* »

Vos représentants ont présenté au cours de l'inspection des exemples d'actions de surveillance des gestes techniques sur le terrain présentant un enjeu de qualification. En particulier ils ont pu présenter des actions de surveillance d'intervenants portant sur la remise en conformité de freinage sur le groupe électrogène diésel LHQ du réacteur 1. Toutefois la demande 6 de la DI 81 vise à ce qu'une surveillance soit effectuée également de manière périodique sur la rédaction des gammes d'intervention par les entreprises sous-traitantes lorsque celles-ci rédigent leurs propres gammes d'intervention (« en cas 1 » selon le référentiel EDF), notamment afin de vérifier que les prescriptions du RPMQ et le risque de perte de qualification sont bien pris en compte dans ces gammes. Vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter le programme de surveillance du CNPE portant sur la rédaction de gammes en cas 1 par vos entreprises sous-traitantes.

Demande II.3 : Mettre en place une surveillance appropriée de la rédaction des procédures par les entreprises sous-traitantes intervenant en « cas 1 » pour vérifier qu'elles prennent bien en compte la pérennité de la qualification des matériels conformément à votre référentiel [3] et [4].

Suivi de l'état de remise en conformité matérielle en temps réel

Les inspecteurs ont vérifié les moyens que vous avez mis en place afin de vous assurer de la bonne intégration documentaire et matérielle des prescriptions techniques du RPMQ sur les matériels MQCA, garantissant le maintien de leur qualification aux conditions accidentelles. Ils ont à ce titre vérifié les suites de la précédente inspection sur ce même thème [5], en particulier celles portées par la demande A.1 de la lettre de suite [5]. Au cours de cette inspection, il avait été constaté la difficulté pour le correspondant « DI 81 » du site de disposer à tout moment d'une vision exhaustive de l'état

d'avancement de la conformité des matériels aux prescriptions du RPMQ en vigueur. Seul un bilan de fin d'année était réalisé pour vérifier l'état d'intégration des nouvelles prescriptions et des écarts éventuels. En réponse aux demandes des inspecteurs, l'action décidée en 2018 visait à mettre en place la rédaction d'une requête informatique permettant de visualiser en temps réel l'état d'intégration des prescriptions à partir de votre outil SDIN (Système d'information du nucléaire). Au cours de l'inspection du 28 février 2023, les inspecteurs ont pu constater que cette requête n'avait pas été mise en place. En effet le correspondant « DI 81 » était en mesure après plusieurs recherches, de présenter un état des lieux de l'intégration documentaire du prescriptif en s'appuyant notamment sur la note locale d'analyse d'impact du RPMQ ainsi que sur l'état de traitement des différents plans d'action PA DOCN mais pas de retrouver un état des lieux à chaque instant de l'état des contrôles et des remises en conformité matérielles. Les inspecteurs constatent que ces informations sont dispersées dans plusieurs outils rendant difficile leur concaténation. Ainsi les inspecteurs constatent des progrès par rapport à l'inspection [5] mais estiment qu'il est nécessaire d'améliorer l'ergonomie des différents outils pour répondre à leur demande.

Demande II.4 : Finaliser la mise en place des moyens permettant au correspondant « DI 81 » d'avoir à tout moment une connaissance exhaustive d'une part, de la prise en compte effective dans les documents d'intervention des prescriptions techniques liées à la pérennité de la qualification des matériels et d'autre part, du contrôle et de la remise en conformité éventuelle des matériels concernés.

Traitement des FCC sur le CNPE ou à la suite du REX de FCC émises par d'autres CNPE

L'article 2.6.3 de l'arrêté [2] demande que :

« I. - L'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à :

- déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines ;
- définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées ;
- mettre en œuvre les actions ainsi définies ;
- évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre [...]. »

Les inspecteurs ont vérifié le traitement effectué par vos services de la FCC n° 2315 émise par votre CNPE et relative à la présence d'un boulon desserré avec absence de rondelle « Nordlock » situé sur la liaison de fixation de la pompe de pré graissage du circuit de contrôle volumétrique et chimique 3 RCV 001 PO, sur son support. Ils ont pu vérifier que vous avez contrôlé la présence de la rondelle. Toutefois ce constat n'a pas été généralisé à la vérification de la présence de rondelles nordlock sur les autres boulons présents sur la même liaison de fixation, au titre du traitement du retour d'expérience.

Demande II.5 : Vous prononcer sur l'opportunité d'étendre les contrôles aux autres boulons de cette liaison de fixation au vu du retour d'expérience portée par la FCC n° 2345. Vous transmettez à l'ASN les informations et documents vous permettant d'étayer votre stratégie.



Les inspecteurs ont vérifié le traitement de la FCC n° 2292 émise par un autre CNPE du parc électronucléaire français. Cette FCC vise à contrôler si des vis M12 ont été installées dans des trous taraudés destinés à recevoir des vis M14, sur des brides de pompes du circuit de refroidissement à l'arrêt RRA. Vos représentants ont vérifié pendant la visite décennale du réacteur 1 que la taille des vis installées correspondait bien aux tailles requises. Cependant ils n'ont pas confirmé avoir réalisé la même action de vérification sur les pompes RRA des autres réacteurs. Par ailleurs, le traitement de cette FCC implique de réaliser une intervention intrusive (dépose de ces vis) afin de vérifier le diamètre des trous taraudés dans lesquels les vis sont insérées. Un diamètre trop grand de ces orifices peut en effet être susceptible de remettre en cause la qualification de la pompe concernée aux conditions accidentelles. Les inspecteurs ont noté que la stratégie de traitement définitive de la FCC n° 2292 n'était pas arrêtée au jour de l'inspection.

Demande II.6 : Transmettre à l'ASN votre stratégie de traitement de la FCC n° 2292 en indiquant quand ont été ou quand seront contrôlées les pompes RRA des autres réacteurs du site, et dans quels délais l'ensemble des actions destinées à son traitement seront complètement réalisées.

L'article 2.4.1 de l'arrêté [4] dispose que :

« *Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant : [...] - de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience; [...]* ».

La FCC n° 2493 émise par un autre CNPE du parc électronucléaire, vise à vérifier l'absence de contact entre la tuyauterie d'eau basse température et la tuyauterie d'air de lancement des groupes électrogènes diésels. Les inspecteurs ont constaté que vous n'aviez pas encore réalisé les contrôles dans la mesure où l'échéance demandée dans la fiche de position de vos services centraux est fixée à 2024. Toutefois les inspecteurs constatent que ces contrôles visuels sont réalisables sans que le groupe diésel soit rendu indisponible. Ils estiment que ces contrôles auraient déjà pu être effectués, au regard de l'impact de cet écart sur les enjeux au sens du code de l'environnement [1].

Lors de leur visite de terrain, les inspecteurs ont pu constater à priori l'absence d'écart similaire sur les deux groupes électrogènes diésels du réacteur 2. Toutefois ils estiment qu'une vérification plus approfondie devrait être effectuée par l'exploitant. Enfin cette vérification devrait être élargie aux autres groupes diésels des autres réacteurs.

Demande II.7 : Au titre des actions de contrôles portées par la FCC n° 2493, procéder dans les meilleurs délais, à la vérification de l'absence de contact entre la tuyauterie d'eau basse température et la tuyauterie d'air de lancement de l'ensemble des groupes électrogènes diésels présents sur la centrale électronucléaire du Blayais. Vous ferez part à l'ASN du résultat de ces contrôles et des mesures correctives éventuellement prises.

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

Sans objet.



*

* *

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, 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, Madame la directrice, l'assurance de ma considération distinguée.

L'adjoint au chef de la division de Bordeaux de l'ASN,

SIGNE

Bertrand FREMAUX