

Lyon, le 17 novembre 2020

Réf. : CODEP-LYO-2020-054093

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité du Tricastin
Electricité de France
CS 40009
26131 SAINT PAUL TROIS CHATEAUX CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)
Centrale nucléaire du Tricastin (INB n^{os} 87 et 88)
Inspection n^o INSSN-LYO-2020-0472 du 15 octobre 2020
Thème : « R.5.3 - Systèmes auxiliaires »

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 INB

Monsieur le Directeur,

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 15 octobre 2020 sur la centrale nucléaire du Tricastin sur le thème « systèmes auxiliaires ».

Je vous communique 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.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection du 15 octobre 2020 concernait le suivi des systèmes auxiliaires. Elle portait plus particulièrement sur l'organisation et les modalités mises en place par l'exploitant pour assurer la disponibilité et la fiabilité du système de contrôle chimique et volumétrique (RCV), du circuit d'eau brute secouru (SEC) et du système de refroidissement intermédiaire (RRI) des réacteurs du site. Pour ce faire, les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour la réalisation de la maintenance préventive, le suivi des écarts affectant les éléments importants pour la protection (EIP) ainsi que la réalisation effective des engagements pris par l'exploitant à la suite d'événements survenus sur ces systèmes. Ils se sont également rendus dans la station de pompage et dans les locaux abritant les échangeurs de chaleur entre les circuits RRI et SEC du réacteur 3 afin de vérifier l'état général des matériels et de s'assurer du traitement effectif de certains écarts.

A l'issue de cet examen, il apparaît que l'organisation mise en place pour le suivi par l'ingénierie du site des systèmes RCV, RRI et SEC est satisfaisante. Les inspecteurs soulignent notamment la qualité et la profondeur d'analyse des bilans des fonctions examinés¹ et le déploiement en cours d'un suivi régulier des fonctions par l'ingénierie entre deux bilans, qui constitue une bonne pratique. En revanche, des fragilités ont été constatées concernant la mise en œuvre de la maintenance préventive et le traitement des écarts. Enfin, lors de la visite terrain, les inspecteurs ont relevé plusieurs anomalies qui doivent être traitées.

¹ Dans le cadre du suivi par l'ingénierie, les systèmes sont regroupés par fonction. Le système RCV fait partie de la fonction « exploitation » tandis que les systèmes RRI et SEC appartiennent à la fonction « refroidissement ». Chaque fonction fait l'objet d'un bilan annuel réalisé par l'ingénierie.

A. DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

Mise en œuvre de la maintenance préventive

L'article 2.5.1-II de l'arrêté en référence [2] prévoit que « *les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification [...]. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire* ».

Le chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) dispose que « *d'une manière générale, une Fonction de Sûreté (matériel, équipement ou système) est déclarée disponible si et seulement si on peut démontrer à tout moment qu'elle est capable d'assurer les objectifs qui lui sont assignés avec les performances requises (délai de mise en service notamment). [...]. A minima, les Programmes d'Essais Périodiques [...] de ces matériels, équipements ou systèmes sont effectués normalement [...] ainsi que leur Programme de Maintenance Préventive* ».

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que certaines tâches de maintenance préventive prescrites par le groupe EDF sur le système SEC étaient en retard de réalisation. Les retards recensés pour ce circuit concernent le contrôle visuel externe minutieux des tuyauteries du circuit SEC situées en station de pompage, prescrit tous les 3 mois en application du programme de base de maintenance préventive (PBMP) référencé PB900-AM450-01 indice 3. Sur les voies A et B des réacteurs 1 et 4, la dernière occurrence de ce contrôle n'a pas été réalisée dans les délais impartis. Sur les voies A et B du réacteur 3, les 3 dernières occurrences de ce contrôle n'ont pas été réalisées dans les délais impartis. Ainsi, sur le réacteur 3, le dernier contrôle visuel externe minutieux des tuyauteries des voies A et B du circuit SEC a été réalisé fin 2019 alors que le PBMP prescrit une périodicité trimestrielle.

Vos représentants ont indiqué que ces retards, qui sont connus et suivis, n'ont pas d'impact sur la sûreté car ils concernent un contrôle global des tuyauteries et que les rondes effectuées régulièrement par le service conduite couvrent la typologie des anomalies recherchées. Vous avez également précisé que vous envisagez de demander une suppression de ce contrôle auprès de vos services centraux.

Je vous rappelle que toute dérogation à un PBMP visant à réduire la maintenance préventive d'un EIP doit faire l'objet d'un accord formalisé de vos services centraux préalablement au relâchement effectif de la maintenance préventive. De plus, je vous rappelle que l'absence de réalisation des activités de maintenance préventive est susceptible de remettre en cause la qualification des EIP (éléments importants pour la protection) et leur disponibilité au sens du chapitre III des RGE. Je considère que cette situation est particulièrement inacceptable, notamment concernant le réacteur 3.

Demande A1 : Je vous demande de réaliser dans les meilleurs délais le contrôle visuel externe minutieux des tuyauteries du circuit SEC situées en station de pompage du réacteur 3, conformément au PBMP en vigueur. Vous me transmettez le compte-rendu détaillé de ce contrôle. Pour chaque anomalie constatée, vous préciserez si elle avait déjà été détectée, notamment par les rondes du service conduite, et me transmettez, le cas échéant, les éléments de traçabilité associés.

Demande A2 : Je vous demande de caractériser ces écarts aux dispositions prévues par un PBMP et de vous positionner quant à la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté. Le cas échéant, vous tiendrez compte dans le cadre de cette caractérisation de l'éventuelle détection d'anomalies non connues préalablement lors du contrôle.

Vos représentants ont expliqué ces retards par une priorisation des ressources sur des activités avec un enjeu de sûreté plus important. Pour chaque retard identifié, vous donc avez défini un niveau de priorité pour sa résorption. Les inspecteurs remarquent une priorisation différente pour un même contrôle sur deux réacteurs différents. Ainsi, malgré un retard moins important dans le contrôle trimestriel des tuyauteries du circuit SEC situées en station de pompage, vous retenez un niveau de priorité plus important pour le réacteur 1 que pour le réacteur 3. Je considère que cette priorisation n'est pas suffisamment justifiée et que la prise en compte des enjeux de sûreté doit être prépondérante pour la priorisation de la résorption des retards dans la mise en œuvre de la maintenance préventive sur des EIP.

Demande A3 : Je vous demande de traiter avec le même niveau de priorité les retards susmentionnés. Vous vous engagez sur un délai de retour à une application conforme du PBMP.

L'article L. 593-6 du code de l'environnement [1] prévoit que l'exploitant d'une installation nucléaire de base dispose des ressources techniques, financières et humaines afin de garantir la maîtrise des risques et inconvénients que son installation peut présenter pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement [1]. Or, les constats faits au cours de l'inspection concernant le contrôle visuel externe minutieux des tuyauteries du circuit SEC ainsi que les difficultés avancées pour justifier une dépriorisation de certains contrôles prévus par un PBMP sont susceptibles de concerner d'autres programmes de maintenance.

Demande A4 : Je vous demande d'effectuer une revue des retards dans la mise en œuvre de la maintenance préventive sur l'ensemble des EIP du site. Pour chaque retard identifié, vous préciserez et justifierez l'échéance prévue de résorption et, en l'attente, justifierez de la pérennité de la qualification et de la disponibilité du matériel. Si ces retards mettent en évidence des difficultés organisationnelles ou des difficultés de ressource, vous me présenterez les décisions que vous prendrez pour améliorer la situation.

Traitement des écarts de conformité génériques

Le 9 juillet 2020, les services centraux d'EDF ont informé l'ASN, par courrier référencé D455020004631, de l'émergence de l'écart de conformité (EC) générique n° 552. Cet EC concerne le risque de non tenue au séisme d'échangeurs permettant le refroidissement des mécanismes de commande de grappes (système RRM) et des condensats et effluents du système de distribution de vapeur dans l'îlot nucléaire (système SVA), repérés RRM 001/003, 002/004 RF et SVA 001 RF. Ces échangeurs sont refroidis par le système RRI. Concernant l'échangeur repéré SVA 001 RF qui se situe sur le tronçon du circuit RRI commun à une paire de tranche, il existe deux configurations d'installation sur le palier CPY. Le courrier du 9 juillet 2020 susmentionné indique qu'il n'a pas été constaté d'anomalie sur les échangeurs repérés 8 et 9 SVA 001 RF de la centrale nucléaire du Tricastin. Ce courrier indique que seuls les réacteurs des centrales nucléaires de Cruas, Gravelines et St Laurent B sont concernées par des anomalies de montage. Sur ces réacteurs, un délai de traitement de type A selon le guide ASN n° 21 a été retenu en raison de l'absence de chemin sûr reposant sur des équipements robustes au séisme d'intensité SMHV² en cas de non-tenue sismique des échangeurs repérés SVA 001 RF. De ce fait, une mesure compensatoire consistant à l'isolement des tuyauteries du circuit RRI connectées à l'échangeur repéré SVA 001 RF afin de garantir leur intégrité en cas de séisme a été mise en œuvre de manière réactive sur ces réacteurs.

A la suite de la diffusion du courrier du 9 juillet 2020 susmentionné, vous avez détecté que l'échangeur repéré 8 SVA 001 RF de la centrale nucléaire du Tricastin était également concerné par des anomalies de montage remettant en cause sa tenue au séisme et vous l'avez remis en conformité. La mesure compensatoire mise en œuvre sur les réacteurs des centrales nucléaires de Cruas, Gravelines et St Laurent B n'avait donc pas été mise en œuvre sur cet échangeur. Toutefois, l'analyse de sûreté associée à cet écart de conformité ayant évolué courant juillet 2020, la mise en œuvre de cette mesure compensatoire s'est avérée non indispensable *a posteriori* compte tenu désormais de l'existence d'un chemin sûr permettant de retenir un délai de traitement de type B selon le guide ASN n° 21 pour cet EC. La déclaration d'événement significatif pour la sûreté générique référencée D455020005928 du 28 septembre 2020 confirme que cet EC était avéré, y compris pour l'échangeur repéré 8 SVA 001 RF de la centrale nucléaire du Tricastin³.

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que cette erreur sur la situation des échangeurs du site du Tricastin s'explique car seuls des contrôles par sondage, sur un échangeur par centrale nucléaire, avaient été réalisés au stade de l'émergence de cet EC générique en juin 2020.

² Séisme maximal historiquement vraisemblable

³ <https://www.asn.fr/Controler/Actualites-du-contrôle/Avis-d-incident-des-installations-nucléaires/Defaut-de-resistance-au-seisme-d-echangeurs-du-systeme-de-refroidissement-intermediaire>

La réalisation d'un contrôle par sondage pour statuer sur la conformité d'un matériel potentiellement affecté par un écart de conformité redevable d'un délai de traitement de type A selon le guide ASN n° 21 est une pratique à proscrire.

Le 7 juillet 2020, les services centraux d'EDF ont informé l'ASN par courrier référencé D455020004530 d'un événement intéressant pour la sûreté générique concernant l'EC générique n° 541. Cet EC concerne un défaut de qualification de capteurs du circuit de graissage des pompes du système RCV. Concernant la centrale nucléaire du Tricastin, cette information indique que les réacteurs 2, 3 et 4 sont concernés. Or, lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que le réacteur 1 est également concerné car le capteur repéré 1 RCV 109 SP présente lui aussi ce défaut de qualification.

Demande A5 : Je vous demande d'effectuer, en lien avec vos services centraux, une analyse approfondie des causes ayant conduit à ne pas identifier initialement que l'échangeur repéré 8 SVA 001 RF et le capteur repéré 1 RCV 109 SP étaient concernés respectivement par les EC génériques n° 552 et 541. Vous m'informerez des conclusions de cette analyse et des actions prévues pour éviter le renouvellement de telles situations. En tout état de cause, je vous demande de proscrire tout contrôle par sondage au stade de l'émergence d'un écart de conformité redevable d'un délai de traitement de type A selon le guide ASN n° 21. Enfin, je vous demande d'indiquer l'événement intéressant pour la sûreté générique référencé D455020004530 afin de tracer que le réacteur 1 de la centrale du Tricastin est également affecté par l'EC générique n° 541.

Maintien de la qualification des filtres à chaînes du système SEC

Lors de l'arrêt du réacteur 4 en 2020, des dégradations ont été identifiées sur des tiges filetées des chaînes permettant la fixation des panneaux filtrants du filtre à chaînes repéré 4 SEC 001 TF, qui venaient d'être installées. Ces chaînes avaient donc été à nouveau remplacées. Une expertise est prévue sur les chaînes déposées afin de vérifier la matière des tiges filetées ainsi que le pas de vis.

Outre cette expertise, à la suite de cet aléa, vous avez initié plusieurs actions dont l'une vise à préciser le couple de serrage à appliquer pour la fixation des panneaux filtrants compte-tenu de l'incertitude sur la valeur à retenir. En effet, pour la fixation des panneaux filtrants, la gamme de maintenance prévoit d'appliquer un couple de serrage de 45 m.daN alors que le guide d'exploitation et d'entretien mentionne un couple de 22 m.daN. De plus, dans le cadre de l'aléa sur le filtre repéré 4 SEC 001 TF, le constructeur a préconisé de ne pas dépasser la valeur de 35 m.daN. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'incertitude sur la valeur à retenir actuellement ne remet pas en cause la tenue au séisme des filtres à chaînes du circuit SEC des 4 réacteurs.

Aucune justification formalisée n'a toutefois été présentée aux inspecteurs pour étayer cette affirmation. Afin de justifier cette position, vous avez transmis, à la suite de l'inspection, la note de synthèse de qualification des filtres à chaînes du système SEC de la centrale nucléaire du Tricastin, référencée PTN11H010057116TMAB indice F. Cette note ne permet pas de justifier l'absence de remise en cause de la qualification des filtres à chaînes du système SEC compte-tenu de l'incertitude concernant le couple de serrage à appliquer pour la fixation des panneaux filtrants.

Demande A6 : Je vous demande de clarifier et de préciser dans les meilleurs délais le couple de serrage à appliquer pour la fixation des panneaux filtrants des filtres à chaînes du circuit SEC. Vous préciserez les gammes de maintenance devant être modifiées en conséquence.

Demande A7 : Je vous demande de justifier le maintien de la qualification des filtres à chaînes du circuit SEC en prenant en compte, le cas échéant, l'écart entre la valeur théorique du couple de serrage à appliquer pour la fixation des panneaux filtrants déterminée en réponse à la demande A6 susmentionnée et le couple de serrage effectivement appliqué lors des dernières opérations de maintenance.

Visite terrain – Station de pompage du réacteur 3

Les inspecteurs ont constaté que l'une des deux chevilles du support de la tuyauterie repérée 3 SEC 007 TY (ligne de vidange de la tuyauterie située au refoulement de la pompe repérée 3 SEC 003 PO) situé en amont de la vanne repérée 3 SEC 085 VE est manifestement inopérante. Cet écart n'était pas connu de vos services.

Demande A8 : Je vous demande de caractériser cet écart vis-à-vis de la qualification de tenue au séisme de la tuyauterie repérée 3 SEC 007 TY. Vous procéderez à la remise en conformité de ce support dans un délai adapté aux enjeux et conformément au guide de l'ASN n° 21.

Sur la tuyauterie repérée 3 SEC 007 TY, les inspecteurs ont constaté la présence d'une manchette d'étanchéité permettant de traiter la fuite (perçement localisé de la tuyauterie) objet de la demande de travail (DT) n° 932637 du 30 juillet 2020. Cet écart n'a toutefois pas fait l'objet de l'ouverture d'un plan d'action (PA) par vos services, compte-tenu du traitement provisoire réalisé de manière réactive. Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser l'épaisseur résiduelle de la tuyauterie à proximité de son perçement localisé et l'échéance de traitement pérenne de cet écart (remplacement du tronçon de tuyauterie) ni de justifier que le dispositif d'étanchéité mis en place permet de restaurer la qualification de la tuyauterie.

Demande A9 : Je vous demande de justifier que la mise en place d'une manchette d'étanchéité permet de restaurer la qualification de tenue au séisme de la tuyauterie repérée 3 SEC 007 TY et que l'épaisseur résiduelle dans cette tuyauterie à proximité de cette manchette est supérieure à son épaisseur minimale admissible. Vous analyserez cet écart au travers de l'ouverture d'un PA et préciserez son échéance de traitement pérenne (remplacement du tronçon de tuyauterie).

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté la présence d'une fuite importante au niveau du presse-étoupe de la pompe repérée 3 SEC 007 PO (pompe de lavage du filtre à chaînes repéré 3 SEC 001 TF). Cette fuite fait l'objet de la DT n° 938482 du 12 août 2020 à laquelle est affecté un niveau de priorité 2 (traitement attendu sous 2 semaines). Le délai de traitement de cette DT était donc largement dépassé lors de l'inspection. Vos représentants ont indiqué que cette fuite trouve son origine dans une intervention initiée en juillet 2020 qui n'a pas été terminée. Je considère que cette situation n'est pas satisfaisante.

Demande A10 : Je vous demande de remettre en conformité le presse-étoupe de la pompe repérée 3 SEC 007 PO et d'analyser les causes du non-respect du délai de traitement de la DT n° 938482 et plus généralement de l'absence de finalisation de l'intervention initiée en juillet 2020.

Les inspecteurs ont constaté que le montage du manchon compensateur en élastomères (MCE), situé au refoulement de la pompe repéré 3 JPP 002 PO, n'est pas conforme aux règles de l'art, dans la mesure où les têtes des vis ne sont pas du côté du soufflet en élastomère.

Demande A11 : Je vous demande de justifier que le montage de ce MCE est conforme à la règle nationale de maintenance applicable. Le cas échéant, vous préciserez l'échéance de remise en conformité du montage de ce MCE.

Les inspecteurs ont constaté la présence d'une fuite sur la tuyauterie repérée 3 SEC 556 TY d'alimentation en eau du presse-étoupe de la pompe repérée 3 SEC 004 PO (perçement localisé de la tuyauterie). Cette fuite est connue de vos services et fait l'objet de la DT n° 932657 et du PA n° 196703. L'impact de cette fuite est limité car cette tuyauterie est de faible diamètre et n'a pas d'exigence de tenue au séisme. Vos représentants n'ont toutefois pas été en mesure de préciser l'échéance de remplacement de ce tronçon de tuyauterie.

Demande A12 : Je vous demande de planifier le remplacement de ce tronçon de tuyauterie et de m'en préciser l'échéance.

Suivi vibratoire des pompes SEC

Les inspecteurs ont constaté qu'une action particulière a été initiée par le service en charge de la maintenance des pompes du circuit SEC afin d'analyser les causes de la hausse des niveaux vibratoires mesurés au niveau des paliers intermédiaires de la pompe repérée 3 SEC 003 PO à l'issue de sa dernière visite interne. En effet, un seuil d'alerte, inférieur au seuil de danger, a été atteint.

Vos représentants ont indiqué que cette problématique a également été rencontrée sur d'autres pompes du circuit. Ils n'ont toutefois pas pu indiquer aux inspecteurs l'échéance de cette action qui ne fait ni l'objet d'un suivi par le comité fiabilité ni via l'outil ad-hoc de suivi des actions. Je considère que le pilotage de cette action mérite d'être renforcé.

Demande A13 : Je vous demande de renforcer le suivi des actions liées à la hausse des niveaux vibratoires des pompes du circuit SEC et de m'en préciser l'échéance de réalisation. Vous vous positionnez notamment sur un suivi de ces actions en comité fiabilité.

Gestion des déchets

Les inspecteurs ont constaté, dans le local des échangeurs de chaleur entre les circuits RRI et SEC (échangeurs RRI/SEC) de la voie B du réacteur 3, la présence d'un sac destiné à la collecte de déchets nucléaires alors que ce local est une zone à déchets conventionnels.

Demande A14 : Je vous demande de vous assurer que ce sac ne contient pas de déchets nucléaires et de renforcer votre organisation afin de ne pas permettre l'utilisation de sacs du type de ceux destinés à la collecte de déchets nucléaires pour effectuer la collecte de déchets conventionnels.

☺ ☺

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Les inspecteurs ont examiné le bilan de la fonction exploitation de l'année 2018, présenté en comité fiabilité du site le 16 janvier 2020. Il comprend notamment deux actions visant à fiabiliser la mesure du temps de fermeture des vannes repérées RCV 002, 003 et 010 VP. En effet, lors des essais périodiques, la mesure de ce temps de fermeture s'effectue à l'aide d'un chronomètre depuis la salle de commande entre l'appui sur le bouton de manœuvre et l'apparition de l'information de fermeture de la vanne dans le contrôle-commande.

La première action porte sur l'étude d'une méthodologie de mesure alternative plus fiable que la mesure au chronomètre. La seconde vise à analyser l'impact d'un critère non satisfait sur le temps de fermeture d'une vanne lors d'un essai périodique afin notamment de distinguer un cas imputable à l'incertitude de mesure d'un cas de réel dysfonctionnement de la vanne. Les échéances initiales de ces deux actions sont échues et ont été repoussées, notamment du fait de la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19. Toutefois, aucune nouvelle échéance n'a été fixée pour la seconde action.

Demande B1 : Je vous demande de me préciser les échéances actualisées des deux actions concernant la fiabilisation de la mesure du temps de fermeture des vannes repérées RCV 002, 003 et 010 VP. Vous me ferez part de la conclusion de ces actions à échéance.

☺ ☺

C. OBSERVATIONS

Néant.

☺ ☺

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière, des 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. 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

Signé par :

Richard ESCOFFIER