

Référence courrier :
CODEP-LIL-2022-009837

Monsieur le Directeur du Centre
Nucléaire de Production d'Electricité
B. P. 149
59820 GRAVELINES

Lille, le 22 février 2022

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base

CNPE de Gravelines - INB n° 97

Inspection **INSSN-LIL-2022-0336** effectuée le **2 février 2022**

Thème : "Préparation d'arrêt et gestion des écarts avant la quatrième visite décennale du réacteur 3 de Gravelines"

- 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° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique
 - [4] Décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence [1], une inspection a eu lieu le 2 février 2022 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines sur le thème "Préparation d'arrêt et gestion des écarts avant la quatrième visite décennale du réacteur 3 de Gravelines".

Je vous communique, ci-après, 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

Dans le cadre du suivi des quatrièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a défini un plan de contrôle établi sur la base de deux objectifs du réexamen périodique défini à l'article L.593-18 du code de l'environnement que sont la vérification de la conformité des installations au référentiel de sûreté et la réévaluation de sûreté.

Ce plan concerne notamment les actions (travaux et actions de vérification) menées par EDF avant la quatrième visite décennale lorsque le réacteur est en fonctionnement ainsi que celles réalisées pendant la visite décennale.

L'inspection en objet concernait l'organisation mise en place par le CNPE pour la préparation de la visite décennale (VD4) du réacteur 3 programmée en mars 2022. A travers cette préparation, les inspecteurs se sont intéressés à l'organisation mise en place pour intégrer le retour d'expérience (REX) issu des VD4 du palier 900 MWe, y compris celui du réacteur 1 de Gravelines en cours. Ils se sont attachés également aux modalités de traitement de points techniques et de gestion des écarts impactant des équipements importants pour la protection (EIP) des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement, dont l'ASN attend le traitement préalablement au passage à la divergence du réacteur 3.

Conformément à la décision [4], le dossier de présentation de l'arrêt est transmis, par l'exploitant à l'ASN, au plus tard quatre mois avant le début prévu de l'arrêt. Ce dossier liste les activités programmées au cours de l'arrêt sur des EIP : maintenance, plans d'actions (PA) pour la résorption d'écarts affectant les EIP, retour d'expérience issu du fonctionnement du réacteur concerné ou d'installations similaires, évolutions envisagées pour l'installation, et les objectifs prévisionnels en matière de radioprotection. Les inspecteurs ont réalisé un contrôle, par sondage, portant sur des matériels et activités présentant un enjeu de sûreté, soit parce qu'elles ne sont pas identifiées dans le dossier de présentation de l'arrêt indice 0 (DPA), soit parce que les éléments fournis dans ce DPA ont besoin d'être complétés ou précisés.

Au vu de cet examen, les inspecteurs notent que l'intégration du REX des différentes VD4 est prise en compte de manière satisfaisante, notamment celui de la VD4 en cours du réacteur 1 du CNPE de Gravelines. Il se traduit par la capitalisation d'activités réparties selon les thématiques de sûreté, d'exploitation, de scénario type VD4, de sécurité/radioprotection, de logistique et de compétences (adéquation des ressources) permettant de définir un planning d'activités réaliste. Toutefois, la traçabilité et les outils pour formaliser la boucle de REX restent à mettre en œuvre, notamment à l'issue des VD4 des réacteurs 1 et 3, en raison du pic de charge industriel important que connaît le CNPE.

Les inspecteurs soulignent que des actions correctives sont à mettre en œuvre pour prendre en compte certains constats, en vue de la prochaine montée d'indice du DPA, en particulier sur l'actualisation de la liste des PA et de leurs justifications, sur certaines activités à intégrer (sur le condenseur, suivi des fuites de la piscine du BR¹), à corriger ou à préciser. Certains sujets demandent des compléments d'informations, notamment sur le prescriptif applicable en VD4, sur la confirmation de la position de vos services centraux à propos de certaines anomalies (sous implantations concernant les moteurs de systèmes de sauvegarde), ou encore sur la transmission d'éléments concernant l'intégration de différents REX (flexibles des DUS², turbopompe ASG, DP 222).

Tous ces constats, ainsi que les demandes et observations associées, sont détaillés dans le présent courrier.

A. DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

Prescription Technique [CONF-A] de la décision ASN n° 2021-DC-0706 et plans d'actions (PA)

La décision ASN n° 2021-DC-0706 précise dans son annexe 1 et son paragraphe relatif à la conformité des installations et maîtrise du vieillissement :

"Résorption des écarts détectés

[CONF-A] Sans préjudice des dispositions de la section 6 du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, l'exploitant résorbe, au plus tard lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen, les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement à celle-ci. En cas de difficulté particulière, l'exploitant justifie, dans le dossier accompagnant la demande d'accord mentionnée à l'article 2.4.1 de l'annexe à la décision du 15 juillet 2014 susvisée, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé.

Pour les écarts détectés au cours de cette visite décennale qui n'ont pas pu être corrigés lors de celle-ci, l'exploitant justifie le calendrier de leur résorption dans le cadre du dossier mentionné au premier alinéa".

Pour répondre à cette prescription, EDF a réparti les plans d'actions en trois catégories :

- catégorie 1: clôture au plus tard à la divergence VD4 (avant redémarrage du réacteur) ;
- catégorie 2 : soldé à la divergence VD4 et clôture post-divergence (mise à jour documentaire, requalification et mesures d'efficacité post-divergence, ...) ;
- catégorie 3 : soldé avec maintien en l'état en raison d'un suivi post-divergence pour contrôles ou interventions ultérieurs.

Les inspecteurs ont interrogé vos services sur la liste des PA figurant dans le DPA indice 0. Ils ont constaté que certains d'entre eux n'étaient pas dans la bonne catégorie en raison de leurs justifications de traitement. Les PA suivants sont tous classés en catégorie 1 :

¹ BR : bâtiment réacteur

² DUS : Diesel d'ultime secours

- Les PA n° 200449 et 203946 concernent la problématique d'absence de freinage constaté au niveau des écrous de fixation au génie civil des pieds de certaines pompes appartenant aux systèmes de sauvegarde RIS³ et EAS⁴. Des contre-écrous ont été posés, initialement en solution temporaire, mais une fiche de position de vos services centraux laisse au CNPE la possibilité de remettre en état ou de pérenniser ces dispositifs temporaires via une mise à jour locale des plans. Selon vos intervenants, la dernière solution serait retenue, ce qui changerait la catégorie de ces PA. Enfin, les inspecteurs constatent que le caractère générique n'est mentionné que pour l'un des deux PA alors que cette problématique touche plusieurs pompes sur d'autres réacteurs du CNPE de Gravelines.
- PA n° 11883 : suite à la perte d'un ressort au niveau d'un manipulateur du pupitre du système PMC⁵, un remplacement sur la VD4 de tous les manipulateurs, par une nouvelle génération de matériel, est prévu afin de supprimer ce risque. Le ressort perdu est actuellement bloqué en fond de piscine du bâtiment combustible (BK), sous les alvéoles, et sera récupéré ultérieurement (échéance non définie à ce jour), lors d'une opération de remplacement des racks de combustible dans la piscine. Par conséquent, ce PA ne peut être clôturé à la divergence post VD4 puisqu'il doit rester actif afin de tracer la présence de ce ressort et la future opération de retrait.
- PA n° 193131 et armoire 3 RRA⁶ 115 AR : ce PA a été ouvert suite à un mauvais calage de l'activité de remplacement du détecteur pilote de cette armoire, et un événement significatif du domaine sûreté a été déclaré (ESS 03 20 007) en conséquence. Dans la justification de traitement, il est indiqué qu'une instruction est en cours pour déterminer l'existence ou non d'un écart et que les contrôles engagés sur le calage du préventif seront finalisés et permettront de clôturer le plan d'actions pour la divergence VD4. Pourtant, dans le PA lui-même, datant de la visite partielle (VP) du réacteur 3 en 2020, les inspecteurs n'ont pas retrouvé ces informations et *in fine* le détecteur pilote a été remplacé lors de cette VP. Les inspecteurs ont demandé à vos intervenants, qui n'ont pas apporté la réponse, si la clôture de ce PA est conditionnée par la mise en œuvre d'une action corrective (dont l'échéance a été recalée à mars 2022) du rapport de l'ESS précité, ce qui justifierait la présence en catégorie 1 de ce PA. Dans le cas contraire, ce PA devrait être à l'état clos.

Demande A1

Je vous demande de mettre à jour la liste des PA dans le DPA pour sa prochaine montée d'indice en prenant en compte les constats décrits ci-dessus.

³ RIS : système d'injection de sécurité

⁴ EAS : système d'aspersion enceinte

⁵ PMC : machine de chargement combustible

⁶ RRA : système de refroidissement du réacteur à l'arrêt

Mise à jour du DPA

Le DPA est mis à jour et transmis à nouveau à l'ASN, au plus tard une semaine avant le début de l'arrêt, en y intégrant les évolutions apportées au dossier selon la décision [4]. Sur la base du DPA, les inspecteurs ont interrogé vos services concernant plusieurs activités, soit présentes dans celui-ci, soit absentes. Ils ont constaté :

- une incohérence entre certaines activités et le référentiel applicable, ce qui est le cas avec les contrôles d'ancrages de l'armoire 8 LLS⁷ 001 AR et de la pompe 8 RIS 011 PO, avec pour référentiel applicable un programme de maintenance préventive en lien avec des matériels de ventilation ;
- l'absence d'un ordre de travaux (OT) lié à la stratégie de maintenance programmée, pendant l'arrêt du réacteur, sur le condenseur à la suite des entrées d'eau de mer répétées depuis 2020. Le condenseur n'est certes pas classé EIP, toutefois sa défaillance (rupture de tubes) impacte directement la partie secondaire des générateurs de vapeur par de la pollution au sodium ;
- une incohérence entre le repère fonctionnelle 3 VVP 022 VP de la ligne vapeur secondaire et la modification PNPP 1595 qui concerne plutôt les tandems de soupapes de protection du circuit primaire principal ;
- pour le turbo-alternateur 3 LLS 001 TC, que des contrôles sont prévus, dans le DPA indice 0, et que ce matériel fera aussi l'objet d'un démantèlement. Vos intervenants ont confirmé qu'il n'y aurait pas de démantèlement mais une mise hors service (mise en place de brides pleines) et que les PA associés seront modifiés en conséquence ;
- l'absence de la stratégie concernant le suivi des fuites de la piscine du BR. Un retour des réflexions entre le CNPE et vos services centraux (bilan des interventions, REX, actions adaptées à définir) n'a pas été transmis comme prévu à l'ASN pour la fin 2021. Toutefois, la fiche de position, faisant le bilan des investigations, définissant la stratégie de surveillance future et les actions à entreprendre en cas d'évolution défavorable, a été transmise le jour de l'inspection.

Demande A2

Je vous demande de prendre en compte les constats décrits ci-dessus dans la prochaine montée d'indice du DPA.

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Sous implantation des fixations des plaques moteurs RIS et EAS

Les inspecteurs ont interrogé vos services sur la prise en compte, pour la VD4, des activités de remises en conformité des sous-implantations des écrous des goujons de fixation de la plaque de pose sur la plaque de base des moteurs 3 EAS 001 MO et 3 RIS 001 MO, et des contre-écrous des vis de fixation de la plaque de base sur le génie civil pour les moteurs 3 RIS 001 et 002 MO.

⁷ LLS : Distribution de 380 V secouru pour la pompe de test 8RIS011PO

Vos intervenants ont répondu que des plans d'actions (PA) seront ouverts pour tracer ces non-conformités. Concernant les écrous sous-implantés des goujons de fixation de la plaque de pose sur la plaque de base des moteurs 3 EAS 001 MO et 3 RIS 001 MO, ils ont précisé que celles-ci seront maintenues en l'état en s'appuyant sur la fiche de communication de référence D305921013431 du 27 octobre 2021 de vos services centraux.

Vous avez complété cette réponse par un courriel du 11 février 2022 indiquant que vos services centraux (SC) concluent également à une absence d'impact des contre-écrous sous implantés des vis de fixation de la plaque de base sur le génie civil des moteurs 3 RIS 001 et 002 MO, et qu'aucune action ne sera réalisée lors de la VD4. A terme, une fiche de position de vos SC formalisera cette conclusion.

Demande B1

Je vous demande, dès réception par le CNPE, de transmettre la fiche de position susmentionnée concluant à l'absence d'impact des sous-implantations des contre-écrous des vis de fixation de la plaque de base sur le génie civil des moteurs RIS et EAS.

RPMQ⁸ lots VD3 et VD4

Le DPA indice 0 n'identifie pas d'activités de mise à niveau RPMQ lot VD4 alors que le "*RPMQ VD4 indice 0*" ainsi que la "*FA n° 0 au RPMQ CPY lot VD4 indice 0*" sont identifiés dans la liste des documents applicables.

Questionnés sur l'absence de telles activités au DPA indice 0, vos intervenants ont indiqué que l'intégration du RPMQ lot VD4 était en cours de finalisation sur le réacteur 1. La documentation étant majoritairement commune aux différents réacteurs, ce travail sera transposé au réacteur 3, afin que l'intégration documentaire soit effective au passage au référentiel VD4 de ce réacteur. De plus, ils ont précisé que les exigences ayant évolué entre le RPMQ VD3 et le RPMQ VD4 seront identifiées au cours de ce processus documentaire, puis donneront lieu à des contrôles in situ et, en cas de besoin, à des remises en conformité avant le passage au référentiel VD4.

Demande B2

Je vous demande de m'indiquer si des évolutions ont été identifiées lors de l'intégration documentaire du RPMQ lot VD4, et de me préciser les mises à niveau qui en découlent à programmer lors de l'arrêt pour quatrième visite décennale du réacteur 3. Le cas échéant, vous mettez à jour le DPA lors de sa prochaine montée d'indice.

Le DPA indice 0 identifie des activités de mise à niveau RPMQ lot VD3 (troisième visite décennale) sur les pompes 3 EAS 001 PO et 3 RIS 001 PO.

⁸ RPMQ : recueil des prescriptions liées aux matériels qualifiés aux conditions accidentelles

Les inspecteurs ont questionné vos services sur les raisons d'une mise à niveau aussi tardive et à l'approche du passage du réacteur 3 en VD4. Concernant la fiche d'amendement (FA) n° 4 du RPMQ lot VD3 datant de 2019, vos services ont justifié la date butoir pour intervention de ces activités au plus tard à la VD4 du réacteur si les visites de maintenance sur ces matériels le permettent.

Demande B3

Je vous demande de m'indiquer si des situations similaires de mises à niveau RPMQ aussi tardives risquent de survenir après le passage du réacteur 3 au référentiel VD4. Pour chaque situation identifiée, vous donnerez les justifications.

Absence de garantie de la tenue au SMS des flexibles sur le circuit de refroidissement des DUS

Début 2020, une problématique générique est apparue sur la tenue au SMS⁹ des flexibles sur le circuit de refroidissement des DUS des paliers 900 MWe. Un événement significatif générique du domaine sûreté (ESS) a été déclaré en conséquence.

Une solution de résorption, engagée par EDF, consiste à approvisionner des flexibles de remplacement nécessaires pour l'ensemble des DUS, puis de mettre en place, au niveau de la bride, une butée supplémentaire pour limiter l'écrasement du joint actuel, et d'appliquer le couple de serrage adéquat afin de garantir l'étanchéité de la bride et sa tenue au séisme.

Les inspecteurs ont demandé à vos services si ces actions ont été mises en œuvre sur le DUS du réacteur 3. En réponse, vos représentants ont indiqué qu'une vérification in situ d'absence de fuite a été réalisée en janvier 2022 (ordre de travaux n° 4661765-04), sans apporter d'éléments supplémentaires sur la solution de résorption mentionnée précédemment.

Post-inspection, par courriel du 11 février 2022, vous nous avez informés que votre service en charge des modifications sur le CNPE de Gravelines avait procédé aux travaux de remplacement des flexibles de refroidissement concernés sur les 6 DUS du CNPE en 2021.

Demande B4

Je vous demande de m'indiquer si les actions de mise en place d'une butée supplémentaire et de serrage adéquat sont comprises dans ces travaux de remplacement de flexibles. Vous transmettez les éléments de traçabilité de cette intervention pour le réacteur 3.

⁹ SMS : Séismes Majorés de Sécurité

Demande Particulière DP 222

Lors de la remontée en pression du circuit primaire, le réacteur 2 du CNPE de Gravelines a connu, en 2021, une fuite importante au niveau de l'assemblage boulonné de la manchette 2 RCP¹⁰ 110 TY située à proximité de la pompe primaire n° 1. Cet assemblage, identifié comme sensible, est contrôlé au titre de la demande particulière (DP) 222 qui consiste à remplacer les joints hélicoflex par des joints à base graphite. Lors de la montée en pression du circuit primaire, le bilan de fuite primaire a dépassé le seuil de 230 l/h, ce qui a nécessité le repli du réacteur et entraîné la déclaration d'un événement significatif du domaine sûreté (ESS).

Depuis 2018, les fuites de brides de ces manchettes sont de plus en plus fréquentes sur le parc en raison des problématiques de joints mal centrés (CNPE de Civaux en janvier 2021, CNPE de Cruas en mai 2021 et CNPE de Gravelines en 2018). Le problème serait dû à une absence d'exigence chiffrée du centrage du joint dans vos procédures de montage et à la difficulté d'utiliser un gabarit de centrage en raison de l'emplacement de ces lignes.

Dans votre courrier référencé D5130/SSQ-RAS/21-173 du 17 décembre 2021, vous avez précisé les actions retenues pour éviter le même incident. Parmi ces actions, il y a notamment la modification dimensionnelle des joints pour permettre un centrage correct et la mise au rebut des joints ne le permettant pas, l'échéance étant début 2022.

Les inspecteurs ont interrogé vos intervenants sur ces actions dans le cadre de la VD4 et ces derniers ont répondu que l'échéance de mise en œuvre avait été déplacée à juin 2022, période proche de l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal. Par conséquent, il existe un risque que les nouveaux joints ne soient pas installés sur ces assemblages sensibles.

Demande B5

Je vous demande, dans un premier temps, de me confirmer ce changement d'échéance. Si c'est avéré, vous préciserez votre stratégie pour respecter les actions précitées, et les actions mises en œuvre sur la VD4 pour s'assurer du centrage et du parallélisme des joints qui seraient éventuellement remplacés dans le cadre des contrôles DP 222.

Corrosion généralisée des tirants butées radiales ARE¹¹

Lors de la visite partielle du réacteur 3 en 2020, le CNPE a dû procéder aux remplacements de plusieurs tirants d'ancrage sur les boucles 1 à 3 du système ARE pour cause de corrosion. Après justification, le CNPE s'est engagé à remplacer les 11 tirants d'ancrage restant sur la VD4 du réacteur 3.

¹⁰ RCP : Circuit primaire principal

¹¹ ARE : Régulation et débit d'eau alimentaire - Alimentation normale des générateurs de vapeur

Votre service de maintenance en charge de ce sujet nous a confirmé ne pas avoir d'alerte sur la disponibilité des pièces de rechange, et il a été précisé qu'une commande de tirants en matériau zinc lamellaire a été effectuée. Ce revêtement, très résistant pour prévenir toute nouvelle corrosion, permettrait également, selon vos intervenants, de s'affranchir des contrôles prévus dans votre prescritif de maintenance préventive. Ils ont également précisé que votre prescritif de maintenance préventive concernant ces tirants ARE était en cours de réécriture avec potentiellement l'intégration de cette exemption de contrôles.

Demande B6

Je vous demande, en cas de mise en place de ces tirants en matériau zinc lamellaire, de justifier, d'une part, de la possibilité de déroger à votre prescritif de maintenance préventive applicable, et d'indiquer, d'autre part, si le projet de réécriture de ce prescritif intègre cette exemption de contrôles. Vous préciserez également comment les situations de mélange de matériaux (avec écrous de matières différentes, par exemple) seront prises en compte.

Défaut de serrage de vis des chaises palières des turbines des turbopompes ASG¹².

Le 22 avril 2020, lors d'une activité de maintenance en arrêt programmé du réacteur 2 du CNPE de Cattenom, il a été constaté un jeu anormal entre la chaise palière et le corps de la turbine 2 ASG 041 TC, du côté de l'accouplement de celle-ci. Ce jeu résultait d'un défaut de serrage des quatre vis d'assemblage de la chaise palière avec le corps de la turbine. Les vis de la chaise palière du côté opposé à l'accouplement de la turbine étaient également desserrées. Pour ces défauts de serrage (aucune exigence de couple de serrage n'étant alors définie pour ces vis), le CNPE de Cattenom a déclaré un ESS et, en raison du caractère potentiellement générique de ces défauts de serrage, émis un retour d'expérience rapide (RER) en juin 2020 à l'attention des exploitants des réacteurs du palier 900 MWe du fait que les turbines des turbopompes ASG sont du même type.

Le RER prévoit de réaliser un contrôle visuel dès que possible, y compris réacteur en fonctionnement, et sans enlever le calorifuge de la turbine afin de détecter un éventuel jeu entre les chaises palières de la turbine et le corps de celle-ci et de réaliser, lors du prochain arrêt programmé du réacteur, un contrôle du serrage des vis des fixations des chaises palières au corps de la turbine.

Le DPA indice 0 prévoit bien une activité de contrôle d'absence de jeu entre la chaise palière et le corps de la turbine afin d'intégrer ce retour d'expérience. Dans le cadre de ce contrôle, vos intervenants ont également confirmé la vérification et l'éventuelle remise en conformité du couple de serrage des vis de fixations pendant la VD4. Toutefois, les inspecteurs s'interrogent sur ce contrôle aussi tardif d'absence de jeu, qui aurait pu être réalisé au plus tôt lors du dernier arrêt programmé du réacteur 3 en septembre 2020.

¹² ASG : Alimentation de secours des générateurs de vapeur

Demande B7

Je vous demande de donner les raisons d'une planification aussi tardive de ce RER.

Dispositifs autobloquants (DAB) des tuyauteries CPP¹³ et CSP¹⁴

Afin de limiter le débattement (et la rupture) de divers composants du CPP et des CSP des réacteurs en cas de séisme, des DAB sont mis en place. Ils permettent de bloquer les matériels sur lesquels ils sont placés tout en permettant les légers déplacements liés aux variations de température des circuits entre leur fonctionnement à chaud et leur situation à froid pour intervention.

Suite à des écarts constatés au mois de mai 2021 lors du redémarrage du réacteur 2 du CNPE de Saint-Laurent B, une inspection sur ce thème a été réalisée sur le CNPE de Gravelines (INSSN-LIL-2021-0333 du 23 septembre 2021). En réponse à une des demandes ASN de cette inspection, vous avez transmis, dans un fichier, un état des lieux exhaustif de la situation des DAB sur l'ensemble des réacteurs, notamment vis-à-vis des réserves de course et d'absence de coincement sur la base d'une analyse des relevés effectués au cours des années précédentes.

Les inspecteurs ont interrogé vos services sur cet état des lieux pour lequel certaines analyses étaient encore en cours. Vos intervenants ont précisé que ces analyses étaient terminées et qu'une mise à jour sur la volumétrie de maintenance (remplacement de DAB) est à faire pour la VD4 du réacteur 3.

Demande B8

Je vous demande de transmettre un état des lieux actualisé et exhaustif de la situation des DAB du réacteur 3.

Dans votre réponse à la demande A1 de l'inspection référencée INSSN-LIL-2021-0333, vous prévoyez d'engager une montée en compétence des chargés d'affaires (CA) et des chargés de surveillance et d'intervention (CSI) afin de présenter la nouvelle gamme de contrôle et de préciser les exigences d'un contrôle de DAB.

Les inspecteurs ont interrogé vos intervenants sur le formalisme de cette formation de sensibilisation ainsi que sur sa planification avant la VD4 du réacteur 3. Vos intervenants n'avaient pas l'information sur l'échéance mais ont précisé qu'une partie de la formation sera réalisée sur le terrain.

Demande B9

Je vous demande de m'indiquer le contenu et l'échéance de cette formation.

¹³ CPP : Circuit primaire principal

¹⁴ CSP : Circuits secondaires principaux

Fuites externes en eau des garnitures d'étanchéité des pistons des pompes RIS 011 PO

La visite complète (VC) de la pompe de test 8 RIS 011 PO est programmée lors de la VD4 du réacteur 3. Elle est commune aux réacteurs 3 et 4. Cette pompe a pour mission d'assurer l'injection de secours aux joints n° 1 des pompes primaires (IJPP) en situation de perte totale des alimentations électriques (situation H3), tant que la température du circuit primaire est supérieure à 190 °C ou que sa pression est supérieure à 45 bars absolus. Elle a aussi pour fonction de faire monter en pression le circuit primaire principal dans le cadre de l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal.

Depuis 2012, il a été constaté des cas de fuites externes en eau affectant ces pompes des réacteurs du palier 900 MWe. Des débits de fuite anormalement élevés ont conduit au remplacement anticipé des garnitures d'étanchéité (GE) des pistons de ces pompes, au regard de l'échéance normalement préconisée dans le référentiel de maintenance préventive. Ces fuites résultaient d'usures précoces des GE. Pour presque la moitié des cas identifiés, la durée d'exploitation des garnitures GE n'a pas dépassé trois ans, soit à peine un tiers de la périodicité prévue pour leur remplacement préventif.

Pour donner suite à ce REX, EDF a lancé, avec le constructeur de ces pompes, le développement et la qualification de GE d'une meilleure résistance à l'usure. Selon les informations d'EDF en fin d'année 2021, les nouvelles GE doivent être disponibles en stock de pièces de rechange dès le second semestre de l'année 2022.

Les inspecteurs ont demandé à vos intervenants si l'installation de ces nouvelles garnitures d'étanchéité était prévue sur la 8 RIS 011 PO dans le cadre de sa visite complète. Ces derniers ont confirmé une commande de GE mais sans avoir l'assurance que ce soit les GE de nouvelle génération. Post-inspection, par courriel du 11 février 2022, vous nous avez informés que les nouvelles garnitures d'étanchéité ne sont pas encore validées du côté de vos services centraux.

Demande B10

Je vous demande de m'indiquer votre stratégie concernant la mise en place de ces nouvelles garnitures d'étanchéité sur la 8 RIS 011 PO en cas de validation par vos services centraux à terme.

C. OBSERVATIONS

C-1. Stratégie de traitement des anomalies rencontrées au titre PBMP¹⁵ ancrages

Les inspecteurs ont demandé à vos représentants quelle serait la stratégie adoptée par le CNPE pour traiter les anomalies pouvant être rencontrées dans le cadre des contrôles au titre des PBMP ancrages. Vos représentants ont confirmé qu'un traitement sera effectué (résorption ou justification) dans la foulée de la découverte d'éventuelles anomalies. Ces dernières seront intégrées dans le cadre de l'écart de conformité EC 576 "Contrôle des ancrages au titre du PBMP - Tous paliers".

¹⁵ PBMP : Programme de Base de Maintenance Préventive

C-2. Diamètre de buse intérieur non conforme de la soupape de protection du 3 RCP 018 VP

Lors de la visite partielle du réacteur 3 en 2020, le diamètre intérieur de la buse de la soupape 3 RCP 018 VP a été détecté non conforme suite au déploiement de la modification PNPP 1595. Toutefois, sur le palier technique VD3, le débit de décharge avec ce diamètre est respecté. En cas de débit de décharge non conforme lors un passage au référentiel VD4, il était prévu, soit le remplacement de la soupape, soit un usinage de la buse pour respecter la côte.

Les inspecteurs ont interrogé vos services sur l'objectif de la visite interne de cette soupape pendant la VD4. Vos intervenants ont précisé que cette visite serait annulée compte tenu d'une justification du constructeur de maintenir en l'état cette soupape. A la suite de l'inspection, vous avez transmis la note de calcul du constructeur (NDC) qui démontre qu'un diamètre interne de la buse compris entre 58.65 mm et 61.09 mm permet de garantir la capacité de décharge dans toutes les situations requises au référentiel VD4. Cette NDC ne couvre que la situation où une seule buse d'un tandem est trouvée hors tolérances. Vos intervenants ont confirmé que le diamètre intérieur de la buse de la seconde soupape du tandem 3 RCP 021 VP avait été contrôlé conforme lors de la VP 2020.

Vous voudrez bien me faire part, **avant le découplage du réacteur 3 pour quatrième réexamen périodique**, 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.

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.

Le Chef du Pôle INB,

Signé par

Jean-Marc DEDOURGE