

Lille, le 24 février 2021

**Référence courrier : CODEP-LIL-2021-008773**

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

**Objet : Contrôle des installations nucléaires de base**

CNPE de Gravelines – INB n° 97

Inspection **INSSN-LIL-2020-0370** effectuée les **24 septembre, 6 et 21 octobre et 17 novembre 2020**

Thème : "Inspection de chantiers durant l'arrêt du réacteur 3"

**Réf. :**

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
- [2] Arrêté du 10 novembre 1999 modifié relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
- [3] Arrêté du 15 mai 2006 modifié relatif aux conditions de délimitation et de signalisation des zones surveillées et contrôlées et des zones spécialement réglementées ou interdites compte tenu de l'exposition aux rayonnements ionisants, ainsi qu'aux règles d'hygiène, de sécurité et d'entretien qui y sont imposées
- [4] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base dit "arrêté INB"
- [5] Décision DGSNR/SD5/BB/VF n° 090191 du 13 mai 2003 concernant les conditions d'instruction des dossiers relatifs aux interventions sur les circuits primaires et secondaires principaux des réacteurs à eau pressurisée
- [6] Décision n° 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables INB pour la maîtrise des risques liés à l'incendie
- [7] Guide n° 21 de l'ASN du 6 janvier 2015 pour le traitement des écarts de conformité à une exigence définie pour un élément important pour la protection (EIP)

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, une inspection a eu lieu les 24 septembre, 6 octobre, 21 octobre et 17 novembre 2020 à la centrale nucléaire de Gravelines sur le thème "inspection de chantiers durant l'arrêt du réacteur 3".

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 et jusqu'à l'atteinte de la puissance nominale du réacteur, le 19 février 2021, par les inspecteurs.

## **SYNTHÈSE DE L'INSPECTION**

Cette inspection avait pour objet l'examen des chantiers en cours lors de l'arrêt pour visite partielle (VP) du réacteur 3. Cette visite partielle (VP) avait la caractéristique d'avoir un volume de maintenance plus élevé qu'à l'accoutumée et d'intégrer, par anticipation à l'échéance d'août 2022, la visite réglementaire des circuits secondaires principaux (CSP).

Les inspecteurs ont effectué plusieurs visites dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), le bâtiment d'entreposage du combustible (BK) et hors de l'îlot nucléaire, en particulier au niveau de la station de pompage et des locaux des moteurs des diesels de secours. Ils y ont contrôlé les chantiers en cours au moment de leurs visites et la résorption de plusieurs écarts de conformité. Leurs constatations vous ont été exposées lors des synthèses qui ont été faites à l'issue des visites afin que les suites adaptées puissent être données, le plus tôt possible, par vos services.

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que la gestion de la radioprotection et de la propreté radiologique, lors de cet arrêt de réacteur, reste largement perfectible. De même, la gestion des entreposages a conduit à de trop nombreux écarts. La VP de 2020 a été marquée par les mouvements sociaux des prestataires de la logistique nucléaire (gestion des accès de chantier, habillages dans les vestiaires "chaud", ...) qui ont fortement perturbé votre organisation dans ces domaines, et qui ont eu un impact notable sur le nombre d'écarts. Les difficultés rencontrées devront faire l'objet d'un retour d'expérience (REX) approfondi.

De plus, cette VP a connu plusieurs aléas techniques ou événements qui ont fait l'objet d'échanges entre l'ASN et vos services tout au long de cet arrêt. Dans l'ordre chronologique, il s'agit principalement du fortuit sur la tuyauterie 3 EAS<sup>1</sup> 004 TY (piqûres de corrosion) qui a eu pour conséquence de perturber le début d'arrêt, de l'aléa sur la machine de serrage et desserrage des goujons (MSDG) du couvercle de cuve, du sous-serrage des vannes du "carré d'as", de la détection du diamètre de buse intérieur non conforme d'une soupape de protection du circuit primaire principal (CPP), des nombreuses sous-épaisseurs détectées en voie A du système SEC<sup>2</sup>, et des fuites dues à des sous-serrages sur les buselures d'étanchéité du système RIC<sup>3</sup>, lors du redémarrage du réacteur.

---

<sup>1</sup> EAS : système d'aspersion enceinte

<sup>2</sup> SEC : système d'eau brute secourue

<sup>3</sup> RIC : système d'instrumentation du cœur du réacteur

Pour toutes ces situations, vos services ont mis en place des mesures compensatoires ou des actions correctives immédiates. Ils ont également apporté des justifications techniques de tenue mécanique. Pour certains de ces fortuits, des événements significatifs pour la sûreté (ESS) ont été déclarés, dont certains ont fait l'objet de rapports d'événements ayant identifié les causes profondes et le traitement correctif associé, et d'autres dont les analyses sont encore en cours.

Ces aléas et situations devront faire également l'objet d'un retour d'expérience réactif, afin qu'ils ne se reproduisent pas lors des prochains arrêts pour maintenance et rechargement en combustible des réacteurs, programmés en 2021.

### **Focus sur la visite complète des circuits secondaires principaux (CSP)**

Dans le cadre de la VP pour maintenance du réacteur 3, a eu lieu la requalification complète des CSP prescrite par l'arrêté du 10 novembre 1999 [2]. L'instruction des dossiers a nécessité plusieurs échanges écrits et audioconférences avec vos services, et a identifié certaines actions correctives qu'il conviendra de mettre en œuvre lors des prochaines visites complètes des réacteurs, dont les premières sont prévues dès 2021.

Les inspecteurs ont également vérifié le respect des engagements pris à la suite de la déclaration d'un événement significatif relatif à l'ouverture tardive d'un dossier de traitement d'écart, survenu lors de la réalisation de la visite complète des CSP du réacteur 5 en 2019, qui n'appellent pas de commentaire de leur part.

A l'occasion des contrôles visuels menés sur les piquages des générateurs de vapeur, il a été identifié des piqûres de corrosion qui ont fait l'objet d'une intervention notable non importante à instruction locale en application de la décision [5]. Les inspecteurs notent que l'instruction a impliqué la montée d'un grand nombre de documents du dossier rédigé dans l'urgence. Les modifications auraient, pour une partie, pu être identifiées par les métiers en charge de la validation du dossier. Les piquages ont fait l'objet d'un affouillement localisé pour éliminer les piqûres de corrosion. L'origine de ces défauts est toujours en cours d'identification et des compléments sont attendus à ce sujet.

En conclusion, sur l'ensemble de l'inspection, différentes demandes d'actions correctives sont formulées à propos d'écart relevés lors des visites. D'autres points observés appellent des demandes de compléments d'information. En outre, certaines questions proviennent du suivi quotidien de l'arrêt de réacteur réalisé par l'ASN.

## A. DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

### Dossier précisant les modalités de la visite complète (VC) des CSP

Conformément au I de l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [2], *"les appareils sont soumis à requalification périodique. A ce titre, chacun des appareils subit périodiquement, à la diligence de l'exploitant, une requalification complète comprenant une visite complète réalisée sous la direction de l'exploitant, une épreuve hydraulique et un examen des dispositifs de sécurité réalisé sous la direction de l'exploitant"*.

Chaque circuit secondaire principal (CSP) d'un réacteur constitue un appareil au sens de l'arrêté.

L'article 4 de ce même arrêté prévoit que l'exploitant adresse à l'Autorité de sûreté nucléaire un dossier indiquant *"les modalités des inspections périodiques prescrites à l'article 14 et des visites complètes prescrites à l'article 15, ainsi que l'objectif, la nature et la périodicité des contrôles non destructifs. Ces contrôles visent à avoir la performance suffisante pour permettre de détecter les défauts préjudiciables à l'intégrité des appareils"*.

Le contenu du dossier est précisé dans votre règle nationale de maintenance (RNM) de requalification décennale réglementaire référencée RNM-CSP-AM450-02 ind 1.

Lors de l'instruction du dossier transmis dans ce cadre, les inspecteurs ont fait les constats suivants concernant la note :

- La note de présentation de la requalification complète des CSP D5130DTXXXMTN0006 indice 5 ne précisait pas :
  - o l'instrumentation des vannes Delas afin de respecter la prescription P19 de la RNM pour assurer le suivi en température au cours de l'épreuve ;
  - o le fait que l'ensemble des zones qui feront l'objet d'un suivi demandé par un dossier de traitement d'écart devra rester sans calorifuge durant les épreuves hydrauliques CSP, dans le cadre de la prescription P8 de la RNM ;
  - o les indices applicables des différents programmes de maintenance et de leurs éventuelles fiches d'amendement associées.

La note a fait l'objet d'un ré-indiçage en amont de la réalisation des épreuves.

- Des explications complémentaires ont été nécessaires concernant les éléments relatifs au décalorifugeage des tuyauteries lors de la réalisation de l'épreuve. Ainsi :
  - o La ligne VVP devant être décalorifugée lors de l'épreuve hydraulique n'apparaissait pas clairement ;

- Les dossiers de visite peuvent prêter à confusion quant à ce qui est décalorifugé ou non et des explications complémentaires ont été fournies concernant l'interprétation des schémas des tuyauteries situées à l'intérieur du BR. Par ailleurs, ces dossiers de visite ne permettent pas de mentionner clairement les éventuelles indications présentes sur les tuyauteries, la traçabilité des vérifications ne portant que sur les soudures et les bouchons présents sur celles-ci.

Les inspecteurs notent qu'un travail de refonte des dossiers de visite est en cours, pour mieux identifier ces éléments, et seront attentifs à la manière dont vous les déclinez lors des prochaines épreuves hydrauliques.

- La note d'intégration de la RNM référencée D5130DTMSFMTN0445 indice 1, ne faisant pas partie du dossier réglementaire, transmise pour apporter ces explications n'était pas à jour et devait faire l'objet d'une montée d'indice. Ainsi, les inspecteurs ont constaté que le tableau, indiquant les tuyauteries de chaque CSP devant être décalorifugées, n'était pas à jour et qu'aucune légende ne permettait de comprendre le code couleur utilisé dans celui-ci. Par ailleurs, la note précise que "L'identification des tronçons à décalorifuger et nécessitant la mise en place d'échafaudage est tracée en annexe 3", ce qui n'est pas le cas.
- Les procès-verbaux (PV), permettant de justifier de la tenue à la pression des équipements (hors arrêté d'exploitation) inclus dans la bulle de l'épreuve hydraulique du CSP réalisé lors du montage initial, n'étaient pas présents dans la note D5130DTMSFMTN0803 indice 0. Ces éléments ont été transmis lors de l'instruction. L'analyse de ces documents a montré qu'il était impossible de s'assurer facilement de l'exhaustivité de ces PV par rapport aux tuyauteries citées dans la note. Les numéros de folios cités dans les PV ne correspondaient pas aux références des tuyauteries de la note. Une audioconférence, avec partage d'écran, pour la consultation des documents a permis de réaliser un contrôle par sondage de correspondance. En conclusion, il a été indiqué qu'un tableau de correspondance sera mis en place lors des prochaines visites complètes.

### **Demande A1**

**Je vous demande de prendre en compte les constats précités dans le cadre des futurs dossiers de visite complète prévue à l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [1].**

### **Compte-rendu de visite complète en amont de la réalisation des épreuves hydrauliques des CSP**

Conformément à l'article 16 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [2], le compte-rendu de la visite complète doit être transmis dans un délai de 3 jours ouvrés avant la réalisation de l'épreuve. Une bonne pratique est de transmettre ces éléments au fil de l'eau et éventuellement de les indiquer au plus proche de la date prévue pour l'épreuve hydraulique.

Les inspecteurs ont constaté que ce délai n'a pas été respecté. La transmission au fil de l'eau des dossiers de traitements d'écart, des fiches de suivi d'indications et des plans d'action associés à des moments différents s'est avérée fastidieuse et chronophage pour l'instruction. Les échanges à ce sujet ont montré que la difficulté était également existante dans la gestion des documents au niveau de vos services, et qu'une réflexion serait menée pour une meilleure coordination des différents interlocuteurs en charge de ces documents.

Par ailleurs, les documents de synthèse des visites complètes, transmis en amont de la première épreuve hydraulique, comportaient des erreurs et des oublis qui auraient pu être identifiés lors de la validation des documents.

### **Demande A2**

**Je vous demande de respecter le délai réglementaire d'envoi des comptes rendus de visite complète avant réalisation des épreuves hydrauliques des CSP à venir, et de veiller à la complétude de ces derniers.**

**Vous veillerez, par ailleurs, à m'indiquer les conclusions de vos réflexions concernant la coordination des différents intervenants pour améliorer la transmission des différents documents traitant des écarts relevés au cours de la visite complète.**

### **Accès de chantier et propreté radiologique**

Conformément à l'article L.593-42 du code de l'environnement [1], *"les règles générales, prescriptions et mesures prises en application du présent chapitre<sup>4</sup> et des chapitres V et VI pour la protection de la santé publique, lorsqu'elles concernent la radioprotection des travailleurs, portent sur les mesures de protection collectives qui relèvent de la responsabilité de l'exploitant et de nature à assurer le respect des principes de radioprotection définis à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique.*

*Elles s'appliquent aux phases de conception, d'exploitation et de démantèlement de l'installation et sont sans préjudice des obligations incombant à l'employeur en application des articles L.4121-1 et suivants du code du travail".*

Les mesures organisationnelles, qui ont pour effet de prévenir ou limiter le transfert de contamination à l'extérieur de l'installation, font partie des mesures de protection collective citées à l'article du code de l'environnement susmentionné. Au cours des différentes inspections de chantier menées sur la VP du réacteur 3, les inspecteurs ont constaté de nombreux écarts en lien avec la gestion de la radioprotection et de la propreté radiologique :

---

<sup>4</sup> Prévention des pollutions, des risques et des nuisances

- Le 24 septembre 2020, les inspecteurs ont relevé :
  - un saut de zone inadapté avec un ictomètre de type MIP 10 trop éloigné du local du réfrigérant 3 RCV 002 RF ;
  - l'absence d'affichage de consignes sur cet ictomètre.
  
- le 6 octobre 2020, sur le chantier référencé PNPP 1595 concernant la modification des têtes de soupapes de protection du circuit primaire, les conditions en matière de sécurité des personnes et de radioprotection n'étaient pas conformes pour envisager le lancement de ce chantier :
  - la configuration du plancher de travail présentait des risques pour le déplacement (trop d'espacement entre caillebotis) des intervenants et d'interactions avec les corps de soupapes ;
  - l'ictomètre de type MIP 10 n'était ni branché ni placé à une distance permettant un contrôle dès la sortie du sas ;
  - à l'intérieur du local de ces soupapes, la balise gamma était hors d'usage ;
  - la tuyauterie à proximité du sas était un point chaud sans matelas de protection plombé malgré la demande formulée par les intervenants ;
  - le sas d'accès était également non conforme et présentait de nombreuses ouvertures.

Suite à cette inspection, une remise en conformité du chantier a été effectuée.

- le 21 octobre 2020, il a été relevé les constats suivants :
  - l'accès au chantier du groupe motopompe primaire n° 1 (GMPP1) présentait des non-conformités : le sas d'accès était en mauvais état et les conditions d'accès n'étaient pas claires et peu visibles par les intervenants. L'ictomètre présent pour se contrôler en sortie de chantier était débranché ;
  - l'absence de saut de zone et un ictomètre de type MIP 10 non branché au niveau 20 m du BR.

Pour le chantier GMPP1, de manière réactive, le responsable de zone a mis en place l'affichage "Accès interdit" dans l'attente de sa remise en conformité.

- le 17 novembre 2020, il a été relevé les constats suivants :
  - les conditions d'accès au local des pompes EAS demandaient de s'équiper de surchaussures, d'une sur-tenuie, d'une cagoule et de gants "MAPA". Ces dispositions n'étaient pas nécessaires au moment de l'inspection (vérification de la contamination par frotti a posteriori) ;
  - la présence de câbles électriques dans une flaqué d'eau. Les câbles ont été débranchés en mesure corrective.

### **Demande A3**

**Je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour que ces écarts ne se reproduisent pas, lors des prochains arrêts pour maintenance et rechargement en combustible des réacteurs, afin de garantir le respect des exigences de l'article L.593-42 du code de l'environnement [1], et de l'arrêté en référence [3].**

### **Entreposages de matériels et de déchets**

La décision en référence [6] prévoit que *"l'exploitant définit des modalités de gestion, de contrôle et de suivi des matières combustibles ainsi que l'organisation mise en place pour minimiser leur quantité, dans chaque volume, local ou groupe de locaux, pris en compte par la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie"*.

L'article 6.3 de l'arrêté en référence [4] prévoit que l'exploitant *"définit la liste et les caractéristiques des zones d'entreposage des déchets produits dans son installation. Il définit une durée d'entreposage adaptée, en particulier, à la nature des déchets et aux caractéristiques de ces zones d'entreposage"*.

Or, les inspecteurs ont constaté :

- le 24 septembre 2020 :
  - dans le local de la pompe 3 SEC 001 PO, l'entreposage de matériels en dehors de la zone prévue à cet effet, en particulier des éléments d'échafaudages ;
  - dans le local de la pompe 3 RCV<sup>5</sup> 001 PO, du matériel entreposé dont la charge calorifique n'était pas à l'attendu (présence d'une caisse plastique et d'un enrouleur non prise en compte) ;
  - la présence d'un débitmètre au niveau de la pompe 3 RCV 002 PO utilisé lors d'un essai périodique ;
  - dans le local W216, des sacs de déchets et d'outillages entreposés depuis le 6 juin 2020 ;
  - dans le local K016, du matériel entreposé dans un lieu inapproprié.
  
- le 6 octobre 2020 :
  - l'entreposage de sacs de déchets à la croix du BAN, en dehors de la zone prévue à cet effet ;
  - l'encombrement de la croix du BAN par l'entreposage de plusieurs conteneurs.

---

<sup>5</sup> RCV: système de contrôle chimique et volumétrique

- le 21 octobre 2020 :
  - l'accumulation de sacs de déchets à la croix du BAN, toujours en dehors des zones prévues pour l'entreposage ;
  - la présence de matériel hors zone d'entreposage dans le local NC212 ;
  - l'entreposage des échangeurs REN<sup>6</sup>, sur le sol, sans protection adéquate et sans fiche d'identification ;
  - la présence de gants usagés et d'un sac d'outils retrouvés sous l'escalier du local NC276 ;
  - la présence de nombreux matériels sans affichage dans des endroits non prévus à cet effet au niveau 20 m du BR ;
  - l'encombrement important par des matériels divers (au niveau 8 m du BR, local 3K016 du BAN...), et la présence de sacs de déchets à évacuer et situés à côté d'une balise dans l'espace annulaire du BR à 8 m ;
  - l'entreposage important de matériels divers (caissons, sacs de déchets, matelas de plomb, balises ...) à la sortie du vestiaire féminin de la bulle 3.
  
- le 17 novembre 2020 :
  - la présence de câbles électriques dans une flaqué d'eau dans le local K017 au niveau - 8,50 m ;
  - le stockage de matériel sous l'escalier du local NC276.

#### **Demande A4**

**Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires afin d'éviter la répétition de ce type d'écart.**

#### **Balisage des conteneurs**

Les inspecteurs ont constaté, le 24 septembre, dans les couloirs de la croix du BAN, la présence de conteneurs (contenant divers effluents de l'îlot nucléaire) sans balisage et sans affichage. Vos services ont indiqué qu'il n'y avait aucun requis en terme de balisage puisque les conteneurs n'ont pas vocation à rester entreposés longtemps (cycle de remplissage, transfert et vidange, chaque jour). Toutefois, une demande a été réalisée auprès du fournisseur pour baliser ces récipients dès qu'ils sont présents dans le BAN en y apposant également un affichage "Vide ou Plein" sur chacun de ces conteneurs.

Or, le 6 octobre 2020, en début d'inspection, les inspecteurs ont constaté la même configuration, sans balisage et sans affichage. Vos services ont expliqué qu'il fallait un certain temps pour la confection, la mise en œuvre de l'affichage et l'organisation à mettre en place afin de répondre à cette anomalie.

---

<sup>6</sup> REN : système d'échantillonnage nucléaire

### **Demande A5**

**Je vous demande, compte tenu du retour d'expérience sur la VP du réacteur 3, de mettre en œuvre, de manière réactive, les actions identifiées ci-dessus dès les prochains arrêts programmés pour maintenance et rechargement en combustible des réacteurs.**

### **Entreposage de fûts de soude sans affichage**

Le 24 septembre 2020, les inspecteurs ont constaté la présence de 5 fûts situés sous l'escalier du local BK au niveau - 8,50 m, avec pour seule indication la mention "acide".

Après vérification, il s'agissait en réalité de fûts de soude provenant de la vidange de la bache 3 EAS 001 BA. Ces fûts présentaient un défaut d'affichage et une absence de fiche d'entreposage. De plus, selon l'un de vos intervenants, ce constat aurait été remonté 48 h avant le jour de l'inspection, démontrant le peu de réactivité face à cette situation.

### **Demande A6**

**Je vous demande de revoir votre organisation afin d'éviter le renouvellement de cet écart.**

### **Absence de boulons et d'écrous borgnes en façades latérales et arrière des armoires électriques des groupes électrogènes de secours (LHP et LHQ)**

Selon l'article 2.6.2 de l'arrêté INB [4] : *"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".*

Selon le guide n° 21 de l'ASN [7], *"La caractérisation détaillée d'un écart de conformité en émergence doit être achevée dans les plus brefs délais et au plus tard dans les deux mois, sauf impossibilité justifiée par l'exploitant".*

Dans le bilan des activités transmis, dans le cadre de la demande d'accord pour la divergence, plusieurs plans d'actions indiquaient l'absence d'écrous borgnes et d'écrous respectivement sur les tôles latérales et les caissons arrière des armoires électriques des groupes électrogènes LHP et LHQ.

L'absence d'écrous borgnes a fait l'objet d'un traitement réactif et les écrous manquants ont été remis en place. A ce stade, la caractérisation de l'impact de l'absence de ces écrous borgnes sur la qualification au séisme est toujours en cours.

Des situations similaires ont été constatées en mars 2019 à la centrale nucléaire du Blayais, en avril 2019 à la centrale nucléaire de Paluel, et en juin 2019 à la centrale nucléaire du Tricastin. Elles ont conduit à la déclaration d'événements significatifs pour la sûreté.

Les inspections de chantier, lors des arrêts pour maintenance et rechargement des réacteurs 1 et 6 en 2020, ont révélé la même typologie de constat, et ont fait l'objet de demandes, en lettre de suite, pour une déclaration d'un ESS et pour établir un état des lieux de la conformité des dispositifs de verrouillages des armoires électriques, et de contrôle commande de l'ensemble des groupes électrogènes de secours de la centrale nucléaire de Gravelines.

#### **Demande A7**

**Je vous demande de transmettre les résultats de caractérisation de ces écarts, conformément à l'article 2.6.2 de l'arrêté INB [4] et dans le respect des délais de caractérisation du guide n° 21 de l'ASN [7].**

#### **Carter de protection des pompes du circuit d'eau brute secourue (SEC)**

Les inspecteurs se sont interrogés sur la présence et la fonction d'un capot métallique situé au niveau du presse-étoupe (PE) de la pompe 3 SEC 001 PO. En effet, cette configuration n'est pas forcément répétée sur toutes les pompes SEC de l'ensemble des 6 réacteurs du CNPE de Gravelines.

En réponse, vos services ont indiqué que la fonction de ce carter est d'assurer une protection des massifs, des ancrages et du corps de pompe, en canalisant les projections d'eau de mer liées aux fuites du PE, ceci afin d'éviter des dégradations de type corrosion. Ils ont également confirmé que la présence de ce type de capot au niveau des pompes SEC était la configuration normale.

#### **Demande A8**

**Je vous demande de mettre en œuvre les actions nécessaires visant à rendre homogène cette configuration attendue sur l'ensemble des pompes SEC des 6 réacteurs.**

#### **Règles d'assurance qualité et plans d'action (PA) liés au programme de maintenance préventive PB 900-AM-450-08 indice 0**

Lors de la VP, des contrôles sur les ancrages au génie civil des tuyauteries IPS (important pour la sûreté) ont été réalisés selon le programme de base de maintenance préventive référencé PB 900-AM-450-08 indice 0. A l'issue de ces contrôles, près de 85 plans d'action ont été ouverts pour des configurations non conformes à l'attendu. Tous ces écarts ont été justifiés et traités avant l'accord de divergence du réacteur.

Les inspecteurs ont analysé, par sondage, quelques PA et ont constaté des contradictions entre les conclusions de ces derniers et les notes de justification associées. En effet, à la lecture de certains PA, la confirmation de la mise en œuvre effective des traitements des constats n'étaient pas explicite.

Suite à ces constats, vos services ont revu l'ensemble des PA, et certains ont dû être corrigés pour confirmer soit la remise en conformité, soit le maintien en l'état en accord avec les notes techniques de justification. Malgré cela, les inspecteurs regrettent que les PA ne présentent pas de caractère autoportant et se contentent uniquement de renvoyer vers la référence des notes susmentionnées.

Ces constats révèlent une défaillance ou une absence dans les contrôles documentaires traduisant ainsi un manque de rigueur qui peut être préjudiciable à la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement.

#### **Demande A9**

**Je vous demande de mettre en œuvre des actions correctives pérennes afin de respecter les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté INB [4] et de rendre la rédaction des plans d'action la plus autoportante possible.**

#### **Entreposage du coffret électrique de commande lors des maintenances des pompes SEC**

Le 24 septembre 2020, les inspecteurs se sont rendus dans les locaux de la pompe 3 SEC 001 PO, en cours de maintenance. L'armoire électrique reprenant les bornes de connexion de la pompe était suspendue en étant attachée par des élingues au-dessus du divergent de la pompe SEC déposée. Un constat similaire a été vu lors de la VP du réacteur 6, le 9 juillet 2020. Un risque sécurité pour les intervenants et un risque FME<sup>7</sup> en cas de chute n'est pas à exclure lors des activités de repose du divergent et de la pompe 3 SEC 001 PO.

#### **Demande A10**

**Je vous demande de me communiquer les actions à entreprendre afin d'éviter qu'une telle situation ne se reproduise pour des opérations de maintenance similaires.**

---

<sup>7</sup> FME : signifie "Foreign Material Exclusion" et constitue la démarche de prévention d'introduction de corps ou produit étranger dans un matériel ou circuit des installations.

### **Buselures d'étanchéité du système RIC flux**

Durant l'arrêt programmé du réacteur 3 et dans le cadre des activités de maintenance préventive du système RIC, des desserrages des écrous des buselures d'étanchéité des tubes de guidages RIC (50 tubes au total) étaient prévus. Le 28 janvier 2021, lors de la remontée en pression du circuit primaire principal (CPP) à 25 bars, l'alarme 3 RIC 301 AA est apparue pour détection d'humidité au niveau des doigts de gants RIC. En local, des intervenants ont détecté des fuites goutte à goutte sur 3 buselures (voies 9, 18 et 21).

Pour résorber ces fuites, une équipe d'intervention a réalisé des contrôles de serrage des écrous de toutes les buselures et a constaté des sous-serrages sur l'ensemble de celles-ci. La cause de ces sous-serrages est l'utilisation d'une clé dynamométrique déclarée non conforme après une vérification métrologique.

Pour traiter cet écart, vos services ont procédé à un resserrage au couple prescrit avec une clé dynamométrique correctement étalonnée, et ont vérifié l'absence de fuite lors de la montée en pression du circuit primaire à 155 bars. Enfin, après analyse, vos services ont déclaré un ESS le vendredi 12 février 2021.

### **Demande A11**

**Je vous demande d'intégrer ce REX et de mettre en place les actions correctives nécessaires, dès les prochains arrêts pour maintenance et rechargement en combustible des réacteurs programmés en 2021.**

## **B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES**

### **Origine des piqûres de corrosion détectées sur certains piquages des générateurs de vapeur**

Conformément à l'article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [2], *"l'exploitant met en œuvre les moyens nécessaires pour connaître la nature, l'origine, et l'évolution éventuelle des défauts constatés sur les appareils, tant lors de la visite prévue à l'article 9-I qu'au cours de l'exploitation"*.

A l'occasion des contrôles visuels externes menés sur les piquages des générateurs de vapeur, il a été identifié des piqûres de corrosion qui ont nécessité, pour certains d'entre eux, une intervention notable non importante à instruction locale en application de la décision [5]. Les piquages ont fait l'objet d'affouillements dirigés pour éliminer cette corrosion dans le respect des limites fixées par les analyses mécaniques.

Les causes profondes nécessitant plusieurs pistes d'investigations, en lien avec vos services centraux, n'ont pu aboutir en amont de la réalisation des épreuves.

### **Demande B1**

**Je vous demande de me transmettre les éléments présentant l'origine de ces défauts, dès qu'ils seront disponibles.**

### **Sous-épaisseurs des tronçons SEC voie A**

Dans le cadre de votre stratégie de maintenance, des contrôles par END<sup>8</sup> innovant ont été réalisés sur les tronçons de la voie A du système SEC en amont de la VP du réacteur 3.

Ces contrôles ont pour objectif de détecter des dégradations de type corrosion caverneuse en paroi interne métallique de ces tronçons. Ces contrôles ont été complétés par des UT MEP<sup>9</sup> pour caractériser les éventuelles dégradations. Les résultats de ces contrôles ont révélé également des sous-épaisseurs en paroi externe sur de nombreux tronçons de la voie A. Toutefois, les analyses mécaniques produites par vos services justifient la tenue de ces tronçons vis-à-vis d'une situation de séisme.

La plupart des tronçons a été posée à la construction du réacteur 3 et, compte tenu de ces pertes d'épaisseurs réparties sur une surface étendue du tronçon, l'hypothèse d'une cinétique rapide de ces dégradations au cours du prochain cycle est exclue. Néanmoins, vous avez prévu de procéder à des contrôles UT MEP, 6 mois après le début du cycle de fonctionnement, afin de démontrer l'absence de cinétique de dégradation rapide.

### **Demande B2**

**Je vous demande de transmettre vos conclusions sur ces contrôles de mesures d'épaisseur prévues 6 mois après le début du cycle de fonctionnement du réacteur 3.**

### **Freinages des pompes de sauvegarde EAS**

Lors de la VP 2020, des contrôles visuels ont détecté, sur les pompes 3 EAS 001 PO et 3 EAS 002 PO, des anomalies de freinages des ancrages des pieds de pompes dans le génie civil. Ces anomalies pourraient remettre en cause la disponibilité de ces pompes en cas de séisme. De plus, ces écarts de freinages datent du montage d'origine de la pompe, et sont connus du CNPE depuis 2006.

---

<sup>8</sup> END : Examen non destructif

<sup>9</sup> UT MEP : Mesure d'épaisseur par ultra-sons

Pour traiter ces anomalies sur le réacteur 3, une solution justifiée et temporaire de contre-écrous a été mise en œuvre en attendant une remise en conformité au plan définitif (in fine avec freinage par plaquettes arrêtoir).

Suite à ces constats, vous avez transmis un état des lieux sur les autres réacteurs de Gravelines pour lesquels des anomalies similaires ont été constatées sur plusieurs pompes de sauvegarde. Cette situation est considérée comme un écart de conformité en émergence, et celui-ci fait l'objet d'une caractérisation détaillée en cours par le CNPE assisté de vos services centraux. Sans attendre les résultats de cette caractérisation, vous avez décidé de mettre en œuvre une solution de remise en conformité afin d'assurer la conformité d'au moins une voie de sauvegarde sur chaque réacteur.

### **Demande B3**

**Je vous demande de transmettre les résultats de caractérisation de cet écart, conformément à l'article 2.6.2 de l'arrêté INB [4] et dans le respect des délais de caractérisation du guide n° 21 de l'ASN [7].**

### **Demande B4**

**Je vous demande de me transmettre l'échéancier des remises en conformité temporaires et définitives pour toutes les pompes de sauvegarde EAS des 6 réacteurs concernées par ces écarts.**

### **Demande B5**

**Je vous demande de transmettre votre analyse, conformément à l'article 2.6.4 de l'arrêté INB [4], pour déclarer ou non un événement significatif pour la sûreté pour le réacteur 3 et les autres réacteurs concernés par cet écart.**

### **Absence de protection de tuyauteries du circuit de la pompe 3 RCV 001 PO**

Lors de l'inspection du 24 septembre 2020, les inspecteurs ont constaté, sur le circuit de la pompe 3 RCV 001 PO, une partie de tuyauterie non calorifugée, contrairement aux circuits des autres pompes RCV.

Vos services ont répondu que l'ensemble des tuyauteries ne sont pas calorifugées "d'origine" en intégralité.

**Demande B6**

**Je vous demande de m'indiquer, même si c'est une configuration d'origine, s'il est justifié de laisser des parties non calorifugées.**

**Demande de travaux (DT) et traitement tardif sur la pompe 3 EAS 001 PO**

Les inspecteurs ont constaté, le 24 septembre 2020, la présence d'un amas de soude au niveau de la garniture de la pompe de brassage de la bache 3 EAS 001 BA. Après vérification, une DT (817966) de priorité 3 existe pour intervenir sur cette pompe. Selon ce niveau de priorité, le traitement de cette anomalie est prévu à échéance 12 semaines à partir de l'émission de la DT (création en novembre 2019 puis dupliquée en janvier 2020). Par conséquent, cette anomalie aurait déjà dû être traitée avant la VP du réacteur 3. Dans cette même DT, il est indiqué qu'une dégradation du palier de la pompe présente un risque de détérioration de celle-ci pouvant la rendre indisponible à terme.

Vos services ont répondu que la réfection de l'étanchéité dynamique de la garniture mécanique de la pompe est planifiée sur le prochain cycle, réacteur en fonctionnement.

**Demande B7**

**Je vous demande de me communiquer l'échéance de traitement de cette anomalie, ainsi que sa résorption effective.**

**Ecarts de conformité (EC)****EC 423 - Non-conformité des ancrages de gaine de ventilation des locaux d'exploitation (DVW)**

Dans le cadre de cet EC, des contrôles ont été réalisés sur les ancrages des matériels de ventilation du système DVW. Compte tenu de la volumétrie des travaux restant au niveau du site, le traitement des dernières anomalies est encore en cours et devrait se terminer courant avril 2021.

**Demande B8**

**Je vous demande de me transmettre le bilan de ces contrôles et du traitement des anomalies associées, le cas échéant.**

### EC 375 "couples agresseurs/cibles en écart au titre du séisme événement"

Dans le cadre de la démarche "séisme événement", un couple "agresseur/cible" a été découvert en juin 2020. Il s'agit de l'armoire LLO 001 AR située à côté de l'armoire KSC S00 AR. Vos services centraux ont préconisé un liaisonnement de ces armoires ainsi qu'une solution de renforcement pour garantir la tenue au séisme de l'armoire LLO 001 AR.

Vos services ont indiqué que la résorption de cet EC sur le réacteur 3 doit être réalisée dans le mois qui suivra le couplage du réacteur 3.

### Demande B9

**Je vous demande de m'informer de la date de résorption de cet écart.**

## C. OBSERVATIONS

### C.1 - Programme de base de maintenance préventive PBMP AM 443-01 indice 4

Le programme de base de maintenance préventive PBMP AM 443-01 indice 4 et sa fiche d'amendement décrivent les contrôles et examens non destructifs à réaliser lors de la visite complète de la partie secondaire des générateurs de vapeur. Le modèle de générateur de vapeur équipant le réacteur 3 ne dispose pas d'une planche illustrant les différents repères à contrôler dans ce cadre, contrairement aux autres modèles équipant le parc.

Les vérifications, par sondage, menées ont permis de faire la correspondance entre certains points de contrôle prévus et le modèle de générateur du réacteur 3. Vos services centraux étant rédacteur de ce document, ce point a fait l'objet d'une information aux services centraux de l'ASN.

### C.2 - Fuite piscine BR

Lors de la VP 2020, en plus du suivi et de la collecte, vous avez procédé à des END pour détecter les défauts pouvant être à l'origine des fuites issues de la piscine du BR. Malgré ces recherches, les fuites sont toujours présentes et sont dans des proportions équivalentes par rapport aux années précédentes.

Avant la fin de l'année 2021, dans le cadre de la préparation de la visite décennale, un état des lieux et une réflexion avec vos services centraux sont à mener afin de définir la stratégie la plus adaptée au regard des END réalisés ces dernières années.

Vous avez pris l'engagement d'effectuer un retour de ces réflexions avant la fin d'année 2021.

### **C.3 - Système d'eau brute secourue (SEC)**

Outre les points ayant fait l'objet de demandes d'actions correctives et de compléments d'informations sur ce système, il a été relevé, lors des inspections menées et lors du contrôle réalisé au fil de l'arrêt plusieurs constats récurrents lors des arrêts de réacteur et en particulier dans les locaux des pompes SEC. Il s'agit d'écarts en lien avec la rétention d'eau, l'entreposage d'échafaudage déposé, la présence importante de coulures de rouilles (pompe 3 SEC 003 PO) ou l'absence de repère fonctionnel (vanne d'isolement 3 SEC 003 VE par exemple). Ces constats ont fait l'objet d'un traitement en temps réel, mais dénotent d'une accoutumance à ce genre d'écarts.

### **C.4 - Aléas MSDG : Machine de serrage desserrage des goujons**

Le CNPE dispose de deux MSDG, une ancienne et une de conception plus récente. Suite à la pose de la MSDG "ancienne" sur le couvercle de cuve du réacteur 3, des difficultés pour desserrer le couvercle sont apparues. La seconde MSDG, plus récente, quant à elle, était mobilisée pour les autres arrêts de réacteur en cours (réacteurs 1 et 6). Lors du précédent arrêt du réacteur 3, en 2019, le serrage du couvercle a été effectué par la nouvelle MSDG, et son utilisation, selon votre hypothèse, a dû créer une sous implantation en raison de critères intrinsèques différents entre ces deux machines.

Pour résorber cet aléa, vous avez mis en place un système de cale entre les vérins pousseurs et les ponts d'extension de la machine afin de rattraper la course des vérins et revenir dans la tolérance, ceci afin d'éviter que les vérins pousseurs n'arrivent en butée lors de l'allongement des goujons.

Pour éviter cette situation, le serrage et le desserrage du couvercle doivent être réalisés, dans la mesure du possible, avec la même MSDG.

En conséquence, vos services ont indiqué avoir pris en compte cet aléa pour les prochains arrêts et ceci dès 2021, en intégrant un contrôle de l'implantation des goujons dans votre plan qualité d'intervention au titre du retour d'expérience.

### **C.5 - Chantier DEL<sup>10</sup>**

Lors de l'inspection du chantier DEL, les inspecteurs ont constaté un échafaudage non conforme pour manque d'une lisse de protection. Pourtant, le document de vérification de l'échafaudage indiquait celui-ci conforme, notamment avec l'apposition des signatures de nombreux intervenants.

---

<sup>10</sup> DEL : système de production d'Eau Glacée secourue du bâtiment électrique

En conséquence, le chantier a été arrêté immédiatement et a repris suite à la remise en conformité de l'échafaudage avec la mise en place de portillon. De plus, un rappel a été réalisé pour sensibiliser l'ensemble des intervenants.

### **C.6 - EC 423 et extension du périmètre de contrôles**

Le périmètre de cet EC a été étendu aux systèmes de ventilation DVI (local RRI<sup>11</sup>), DVH (locaux des pompes de charge) et DVK (bâtiment combustible) où l'ensemble des ancrages a été contrôlé. Les non-conformités détectées ont été justifiées ou résorbées en sécurisant une des deux voies (redondante) pour les systèmes DVI et DVH.

Pour DVK, les constats issus des contrôles des ancrages ne sont pas de nature à remettre en cause la tenue sismique des ancrages des supports et des gaines associées. Le risque de chute d'un tronçon de gaine DVK dans la piscine BK n'est donc pas un scénario redouté.

Vos services ont indiqué que l'ensemble des anomalies sera résorbé dès que possible, et au plus tard avant la fin de la visite décennale du réacteur 3 en 2022.

### **C.7 - Sous-serrage des vannes du "carré d'as"**

Lors de la mise à l'arrêt du réacteur 3, vos services ont détecté des traces de bore au niveau de la liaison corps / chapeau des 3 robinets (sur les 4) 3 RCP 212 VP, 3 RCP 215 VP, 3 RRA 021 VP. Ces robinets sont communément appelés "vannes du carré d'as".

Un contrôle du couple de serrage a été réalisé sur la liaison corps / chapeau de ces robinets, et des sous-serrages ont été observés. Une expertise a également été réalisée sur les joints déposés, et aucune dégradation n'a été constatée.

La cause de ces sous-serrages est liée à l'utilisation ponctuelle et exceptionnelle, en 2018, d'un groupe hydraulique de serrage appartenant aux équipes de l'Agence de Maintenance Thermique d'EDF. Les interventions sur ces vannes sont généralement menées par le constructeur de ces robinets.

En action corrective immédiate, vous avez intégré, dans le plan qualité des opérations de fermeture des vannes, un point d'arrêt de type contrôle technique et un point d'arrêt surveillance pour vérifier la conformité de l'outillage de serrage.

Fin novembre, le constructeur vous a indiqué le couple de serrage minimum à respecter pour assurer l'étanchéité en fonctionnement accidentel. Ce critère n'ayant pas été respecté, vos services se sont positionnés sur la perte de la qualification aux conditions accidentelles de ces 3 robinets, et ont déclaré un ESS le 24 décembre 2020.

---

<sup>11</sup> RRI : Système de Refroidissement Intermédiaire.

### **C.8 - Diamètre de buse intérieur non conforme d'une soupape de protection du circuit primaire principal**

Lors de la modification PNPP1595 sur le tandem de soupapes 3RCP 018/021VP, la buse de la soupape 3 RCP 018VP a été mesurée avec un diamètre intérieur hors tolérance. Vos services ont apporté la démonstration que la fonction de sûreté n'était pas impactée. Le débit de décharge est respecté jusqu'à la visite décennale du réacteur en 2022 (VD4).

Vous avez indiqué qu'une stratégie, élaborée par le CNPE de Gravelines, vos services centraux et le constructeur, sera à mettre en œuvre sur cette soupape afin que le débit de décharge soit respecté à l'issue de la VD4 du réacteur 3.

### **C.9 - Autres observations**

Il a été relevé, lors des inspections de chantier, plusieurs constats qui ont fait l'objet soit d'un traitement en temps réel lors de la VP, soit d'une prise en compte ultérieure. Il s'agit :

- du brossage et de la remise en peinture du robinet 3 DVP<sup>12</sup> 012 VL complétés par un contrôle de manœuvrabilité ;
- d'un traitement préventif à engager, sous un an, pour traiter le suintement présent à la jonction de deux voiles béton dans le local de la pompe 3 SEC 001 PO ;
- du nettoyage des traces blanchâtres (cristallisation saline), sous un an, au titre du MEEI (Maintien dans un état exemplaire de l'installation) situées dans le local de la pompe 3 SEC 001 PO et présentes à hauteur d'une ligne SAT<sup>13</sup> ;
- de la dépose pour brossage et remise en peinture des vannes 3 SEO 029 et 027 VE ;
- du rangement et de l'évacuation des bouteilles de gaz situées dans la travée magasin, suite à un constat pour non arrimage et hors zone d'entreposage.

Vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, à l'exception des demandes A3, A5 et A11 pour lesquelles le délai est fixé au prochain arrêt pour maintenance et rechargement en combustible de réacteur en 2021, 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.

---

<sup>12</sup> DVP : système de ventilation de la station de pompage des pompes SEC

<sup>13</sup> SAT : Circuit d'alimentation en air de travail.

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 également mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://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