

Lyon, le 27 septembre 2024

Référence courrier : CODEP-LYO-2024-050188

**Madame la Directrice du centre nucléaire  
de production d'électricité du Bugey  
Electricité de France  
BP 60120  
01155 LAGNIEU**

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base (INB)  
Lettre de suite des inspections des 25 janvier, 14 février et 6 mai 2024 sur le thème « R.5.9 Inspections de chantier – 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur 3 »
- N° dossier :** Inspection n° INSSN-LYO-2024-0411
- Références :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V  
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux INB  
[3] Arrêté du 10 novembre 1999 modifié relatif à la surveillance de l'exploitation du CPP et des CSP des réacteurs nucléaires à eau sous pression

Madame la Directrice,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, des inspections inopinées ont eu lieu les 25 janvier, 14 février et 6 mai 2024 sur le réacteur 3 de la centrale nucléaire du Bugey sur le thème « R.5.9 Inspections de chantier – 4<sup>ème</sup> visite décennale du réacteur 3 ». Ces inspections, réalisées sur site, ont été complétées de contrôles documentaires réalisés à distance au cours de l'arrêt du réacteur, entre le 11 novembre 2023 et le 6 septembre 2024.

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

### **SYNTHESE DE L'INSPECTION**

Les inspections des 25 janvier, 14 février et 6 mai 2024 sur la centrale nucléaire du Bugey avaient pour objet de contrôler la qualité des interventions de maintenance réalisées lors de la 4<sup>ème</sup> visite décennale (VD4) du réacteur 3. Les inspecteurs se sont rendus dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment combustible (BK), le bâtiment électrique (BL), les casemates vapeur et la station de pompage du réacteur 3, ainsi que dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) commun aux réacteurs 2 et 3. Ils ont notamment examiné les activités suivantes :

- la réalisation de travaux ou d'essais dans le cadre des modifications PNPP0811 (déploiement du système EAS-ultime), PNPP0873 (évolution du système SIP-Protection d'instrumentation processus affecté à la protection du réacteur) et PNPP0595 (remplacement des têtes des soupapes SEBIM de protection du circuit primaire principal) ;
- le traitement de l'écart de conformité (EC) n° 429 (réouverture de la ligne de retour des joints n°1 des pompes primaires en situation H3 de perte totale des alimentations électriques avec perte de l'injection aux joints des pompes primaires) via l'intégration de la modification PNPE0389 ;
- le traitement de l'écart de conformité local n° EL 38 relatif au risque d'agression d'équipements importants pour la protection (EIP) par des protections biologiques en cas de séisme ;
- le traitement de l'écart de conformité local n° EL 36 relatif au défaut de tenue au séisme des lignes des robinets repérés 3 VVP 834, 838 et 842VV ;

- le remplacement du robinet repéré 3 RCP 036 VP ;
- le remplacement du coude DN200 situé en aval de la pompe repérée 3 SEB 002 PO ;
- la réalisation de l'épreuve décennale de l'enceinte de confinement ;
- la réalisation de la visite du robinet repéré 3 SEC 002 VE et du remplacement des robinets repérés 3 SEC 100 VE, 3 SEB 842 VE, 3 SEB 916 VE et 3 SEB 002 VE ;
- la remise en conformité de la pompe repérée 3 SEC 002 PO au regard des exigences du recueil des prescriptions liées à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles (RPMQ).

De plus, les inspecteurs ont effectué un contrôle, par sondage, de la conformité des pompes repérées 3 RCV 002 et 003 PO au regard des exigences du RPMQ.

En outre, au cours de l'arrêt du réacteur 3, des contrôles à distance de l'ASN ont porté sur les activités susmentionnées, également contrôlées *in situ*, et sur le contrôle du traitement de plusieurs écarts de conformité affectant le réacteur préalablement à sa 4<sup>ème</sup> visite décennale, de l'intégration de certaines modifications des installations, de la réalisation d'activités de contrôle, de maintenance ou d'essai périodique portant sur des EIP.

A l'issue des inspections sur site et des contrôles à distance réalisés, vous avez apporté aux inspecteurs, au fil de l'eau, des éléments de réponse aux principaux constats et interrogations. Après examen de ces éléments, l'ASN a donné, le 5 septembre 2024, son accord pour la divergence du réacteur 3 de la centrale nucléaire du Bugey, tel que prévu à l'article 2.4.1 de la décision n° 2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

A l'issue de ces inspections, il apparaît que les opérations de contrôle et de maintenance réalisées au cours de l'arrêt du réacteur 3 se sont déroulées dans des conditions de sûreté globalement satisfaisantes. Néanmoins, l'état de propreté des installations n'était pas à l'attendu. De plus, certains événements significatifs pour la sûreté ont été déclarés au cours de l'arrêt, à la suite de leur détection par les inspecteurs ou de questionnements de ceux-ci, ce qui interroge sur la suffisance de l'organisation mise en place pour détecter et traiter les écarts. Enfin, certains points examinés lors de ces inspections et dans le cadre le suivi à distance de l'arrêt donnent lieu à certaines demandes ci-après qu'il conviendra de prendre en compte, notamment en vue des prochains arrêts de réacteurs sur le site. **J'appelle particulièrement votre vigilance sur le délai de la demande II.2, préalable à la divergence du réacteur 5 à l'issue de son arrêt pour rechargement.**

œ ∞

## I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.

œ ∞

## II. AUTRES DEMANDES

### **Fuite de la piscine du BR**

Lors de l'épreuve hydraulique du circuit primaire, des coulures de bore avaient été constatées par les inspecteurs sur la ligne Réacteur Circuit Primaire (RCP) de la branche chaude au niveau de sa liaison bimétallique (LBM). A la suite de premières investigations, vous aviez attribué cette présence de bore à une fuite de la piscine du BR. Ce constat avait conduit l'ASN à émettre des demandes à traiter prioritairement dans la lettre de suite référencée CODEP-LYO-2024-026125 de l'inspection n° INSSN-LYO-2024-0409.

Vous avez par la suite mis en œuvre un programme complet d'investigations visant à identifier l'origine de la fuite, potentiellement sur le liner de la piscine BR. L'ensemble de ces contrôles vous ont finalement conduit à conclure à l'absence de fuite au niveau du liner de la piscine et à retenir comme origine de la fuite l'anneau d'étanchéité de la piscine mis en place lors des arrêts afin d'obstruer l'espace existant entre la bride de cuve et le fond de la piscine.

**Demande II.1 : Définir un programme d'investigations visant à déterminer la cause de l'inétanchéité de l'anneau d'étanchéité de la piscine préalablement au prochain arrêt programmé du réacteur 3 puis le mettre en œuvre lors de l'arrêt. Ce programme comportera *a minima* des relevés dimensionnels de l'espace existant entre la bride de cuve et le fond de la piscine et de l'anneau en lui-même. Tenir informée la division de Lyon de l'ASN de ces investigations et des actions engagées, à l'issue.**

### **Ecart de conformité n° 481 – Défaut de tenue sismique et thermique de certaines tuyauteries du circuit SEB Noria intérieur et extérieur BR**

Lors de l'inspection référencée INSSN-LYO-2024-0406 du 6 juin 2024, les inspecteurs ont examiné le traitement de l'EC n° 481 via la réalisation de la modification référencée PNPE0294. A l'issue de l'inspection, l'ASN vous a demandé de clarifier, préalablement à la divergence du réacteur 3, les conclusions des études prévues dans la note descriptive (« DOC V2 ») référencée D455619045750 indice B de la modification PNPE0294 sur le périmètre des tuyauteries de la voie A du circuit SEB Noria et les travaux réalisés à la suite de ces études.

Par courrier référencé D5110/LET/MSQ/24.00128 du 2 août 2024, vous avez apporté une réponse non satisfaisante à cette demande. A l'issue d'échanges complémentaires entre l'ASN et vos services, les éléments attendus ont finalement été transmis par mail du 14 août 2024. Ces échanges vous ont conduit à identifier que le renforcement sismique préconisé dans les études sur la ligne de la soupape repérée 3 SEB 377 VE n'avait pas été réalisé. Les éléments justifiant de la mise en place de ce support ont été transmis par mail du 21 août 2024.

Dans le cadre d'un contrôle par sondage, l'ASN vous a également demandé de transmettre des éléments de preuve relatifs à la mise en place du support prévu dans l'annexe 2 de la note d'étude référencée PBU07L020040610MINR indice B. Par mail du 23 août 2024, vous avez indiqué que ce support n'avait pas été posé dans la mesure où il n'est pas nécessaire compte-tenu d'un jeu par rapport à une autre ligne plus important qu'initialement attendu et des renforcements déjà réalisés à proximité, dans le cadre de la modification PNPE0294. Toutefois, cette analyse n'avait pas été tracée. Une fiche de communication référencée D455624096246 du 23 août 2024 a finalement été produite par vos services centraux pour tracer que la mise en place de ce support n'était pas nécessaire.

Globalement, l'ASN considère que le traitement de l'EC n° 481 a été insatisfaisant du fait de la difficulté à obtenir les notes d'étude déterminant les travaux à réaliser, de la découverte de l'oubli de mise en place d'un support sur la ligne de la soupape repérée 3 SEB 377 VE et de l'absence de traçabilité de l'analyse concluant que la pose du support prévu dans l'annexe 2 de la note d'étude référencée PBU07L020040610MINR indice B n'est pas nécessaire, alors que le PA n° 141450 relatif à cet EC était déjà clos.

**Demande II.2 : Effectuer une vérification exhaustive *in situ* du traitement satisfaisant de l'écart de conformité n° 481 sur le périmètre des tuyauteries SEB Noria intérieur et extérieur BR sur les 4 réacteurs de Bugey. Pour le réacteur 5, réaliser ce contrôle lors de son arrêt en cours. Pour les réacteurs 2, 3 et 4, réaliser ce contrôle lors du prochain arrêt pour rechargement programmé.**

**Demande II.3 : Tirer un retour d'expérience relatif aux manquements relevés dans le traitement de l'écart de conformité n° 481 sur le réacteur 3, et prendre les mesures nécessaires pour renforcer votre organisation relative au traitement des écarts de conformité.**

### **Traitement de l'écart de conformité local n° EL 36**

Lors de l'inspection du 25 janvier 2024, les inspecteurs se sont assurés du traitement satisfaisant de l'EL 36, relatif au défaut de tenue au séisme des lignes des robinets repérés 3 VVP 834, 838 et 842VV, sur deux des trois lignes concernées. Les inspecteurs ont toutefois identifié que l'un des ancrages de la platine du support S811 était sous-implanté.

**Demande II.4 : Analyser ce constat vis-à-vis des exigences de tenue au séisme de la ligne et procéder à une remise en conformité des ancrages de la platine du support S811 si nécessaire.**

### **Essai périodique EP LHH 031**

Au cours de l'arrêt, les inspecteurs ont consulté le PA n° 495999 qui trace la réalisation de l'essai périodique (EP) LHH 031 sur le groupe électrogène de secours à moteur diesel de la voie B avec une charge inférieure à 30% le 24 juin 2024. La gamme renseignée de l'EP a été amendée afin de supprimer la condition initiale visant à mettre en service des actionneurs pour avoir une charge minimale de 30% de la puissance nominale. Le PA indique que l'objectif de cet essai porte sur la logique de démarrage, la tension, la fréquence et sur la vérification du bon fonctionnement des circuits auxiliaires, et non sur le niveau de puissance du diesel. Or, la règle d'essai référencée EMEMM080181 indice A indique explicitement dans son § 1.2.4. (précautions particulières) que « *la charge sur le Diesel essayé est réalisée par les actionneurs systématiquement retestés puis complétée par des mises en service volontaires de façon à obtenir la charge équivalente à minimum 30% de la puissance nominale du groupe (la charge doit être comprise entre 30 et 50% de puissance)* ». De plus, le § A.IV.1.1 de la note d'analyse d'exhaustivité (NA) référencée EMEMM080180 indice A précise que les EP à charge partielle permettent également de vérifier le bon fonctionnement du groupe à une charge représentative d'une configuration de perte des sources électriques externes sur une longue durée pour laquelle la charge prévue est de l'ordre de 1 à 2 MWe. Or, lors de l'essai réalisé le 24 juin 2024, la charge relevée était de 0,6 MWe.

**Compte-tenu de ces éléments, l'essai réalisé le 24 juin 2024 aurait dû être considéré non satisfaisant en application de la section 1 du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) référencée D455616071623 indice D, les conditions de réalisation de l'essai n'ayant pas été respectées.** L'essai a finalement été rejoué dans les conditions prévues le 6 août 2024. A l'issue des échanges sur cet essai au cours de l'arrêt, vous avez prévu de réétudier votre positionnement avant le prochain arrêt du réacteur 2 (action A0000628213) au regard du REX de programmation des EP à charge partielle sur le palier CPY.

**Demande II.5 : Réanalyser à froid la situation rencontrée lors de l'EP LHH 031 du 24 juin 2024 au regard des exigences de la note d'analyse d'exhaustivité et de la règle d'essai. Le cas échéant, si vous concluez que les précautions particulières définies dans la règle d'essai ne constituent pas des conditions de réalisation de l'essai au sens du § 3.2 de la section 1 du chapitre IX des RGE, transmettre un avis formalisé de vos services centraux sur ce point.**

### **Essai périodique EP RIS 085**

Au cours de l'arrêt, les inspecteurs ont examiné la gamme de l'EP RIS 085 relatif à l'essai des pompes d'injection de sécurité haute pression sur la ligne de débit nul, réalisé du 7 au 10 juin 2024.

La gamme prévoit de vérifier que le débit sur la ligne de débit nul est d'au moins 10 m<sup>3</sup>/h lors de l'essai de chaque pompe. Or, l'annexe F de la règle d'essai amendée par la fiche référencée D455618003069 indice C prévoit comme état initial de « s'assurer que le débit des pompes est compris entre  $8 + I \leq Q_t \leq 20 - I$  (m<sup>3</sup>/h) » (I étant l'incertitude de mesure). La vérification de cette condition n'est pas intégrée dans la gamme de l'essai contrairement à la gamme de l'essai analogue en application sur le palier CPY. Elle est toutefois vérifiée en fin d'essai dans la fiche de synthèse du dépouillement de l'essai.

**Demande II.6 : Modifier la gamme de l'essai EP RIS 085 afin de vérifier explicitement que le débit des pompes est compris entre  $8 + I \leq Q_t \leq 20 - I$  (m<sup>3</sup>/h).**

De plus, l'examen de la gamme et les échanges avec vos représentants ont mis en évidence une fluctuation des températures relevées sur le moteur de la pompe repérée 3 RCV 002 PO alors qu'elles étaient stabilisées. Vous avez expliqué cette fluctuation par un essai de mise en service en manuel des aérothermes réalisé en parallèle, ce qui a conduit au brassage de l'air du local. Cette situation a conduit à fausser la stabilisation attendue des températures avant réalisation des relevés.

**Demande II.7 : Examiner l'intégration à la gamme de réalisation, comme condition préalable à la réalisation de l'essai EP RIS 085, l'absence de mise en service des aérothermes.**

### **Vibrations des pompes repérées 3 RRI 001 et 002 PO**

La fiche M1-023 indice 5 du RPMQ prévoit la fixation du moteur des pompes RRI sur le châssis avec 4 vis de diamètre M27 en classe 5.8 serrées au couple de 30 daN.m. Au cours de l'arrêt, à la suite d'un contrôle sur le réacteur 4, vous avez identifié que cette visserie est en classe 8.8 pour les moteurs des pompes repérées 3 RRI 001 et 002 PO. La visserie de diamètre M27 en classe 5.8 n'étant plus approvisionnée, cet écart est analysé dans le PA n° 468227 qui valide le maintien en l'état de la visserie en classe 8.8 resserrée au couple de 50 daN.m conformément à la fiche de communication de vos services centraux référencée D305924007197 du 10 juin 2024.

Une requalification avec suivi vibratoire a été réalisée sur les pompes après resserrage de la visserie de fixation des moteurs sur le châssis. Une augmentation du niveau vibratoire au point 11RV a été relevée sur les deux pompes. Les PA n°s 480972 et 481828 tracent respectivement l'atteinte d'une vitesse de 5,59 mm/s et de 5,81 mm/s au point 11RV des pompes repérées 3 RRI 001 et 002 PO. Ces mesures n'ont toutefois pas été réalisées dans la configuration retenue pour les essais périodiques compte-tenu de l'état du réacteur à l'arrêt lors de leur réalisation. En effet, pour les essais périodiques des pompes RRI, le réacteur doit être en production en fonctionnement stabilisé.

**Demande II.8 : Réaliser un suivi vibratoire des pompes repérées 3 RRI 001 et 002 PO dès que des conditions de réalisation représentatives de la configuration retenue pour les essais périodiques seront réunies. Transmettre les résultats à la division de Lyon de l'ASN.**

### **Remplacement du coude DN200 situé en aval de la pompe repérée 3 SEB 002 PO**

Lors de l'inspection du 14 février 2024, les inspecteurs se sont rendus sur le chantier de remplacement du coude DN200 situé au refoulement de la pompe repérée 3 SEB 002 PO et en amont de la vanne repérée 3 SEB 004 VE. Les intervenants effectuaient les phases préalables au soudage du coude neuf.

L'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] prévoit que « les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée ».

Pour les activités réalisées en « Cas 1<sup>1</sup> » au sens de la note technique de l'unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF, référencée NT0085114 indice 17 du 25 juillet 2013 relative aux prescriptions applicables à l'assurance qualité applicables aux relations entre EDF et ses fournisseurs de service dans les centrales nucléaires en exploitation, celle-ci prévoit, dans son § 4.6.4.5.2, qu' « en regard de chaque opération, figurent : le nom et le visa de l'intervenant attestant de la réalisation ainsi que la date de réalisation [...] ».

Les inspecteurs ont constaté que le dossier de suivi de l'intervention (DSI) associé à cette activité, basé sur le modèle de DSI référencé D5110DSI170742 indice 1, ne mentionnait pas le nom et le visa de l'intervenant en regard de chaque opération à l'exception des phases de contrôle technique. Seule la première page du DSI permet d'identifier les numéros des séquences de l'activité réalisées par chaque intervenant à une date donnée. La phase n°4, relative au contrôle de la conformité de la pièce de rechange, était cochée comme réalisée sans qu'elle ne soit listée sur la première page du DSI.

Des écarts similaires avaient été identifiés dans la lettre de suite référencée CODEP-LYO-2022-039419 de l'inspection n° INSSN-LYO-2022-0445. Vous aviez alors répondu à l'ASN ne pas souhaiter modifier votre modèle de DSI et privilégier une action de sensibilisation des personnels à échéance du 15 mai 2023.

Au regard de ce nouvel écart relevé par les inspecteurs, et compte-tenu de leur récurrence, il ressort que l'ergonomie du modèle de DSI utilisé sur le site est propice aux erreurs et ne permet donc pas d'assurer une traçabilité satisfaisante des activités réalisées en « Cas 2 » telle que prévue par l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] et par la note technique de l'UTO référencée NT0085114 indice 17. De plus, il ressort qu'une simple action de sensibilisation des personnels n'est pas suffisamment efficace pour éviter le renouvellement de ce type d'écart. Aussi, une modification de votre modèle de DSI utilisé pour les activités réalisées en « Cas 2 » est à privilégier afin d'améliorer son ergonomie et de respecter des exigences analogues à celles que vous imposez à vos intervenants extérieurs réalisant des activités en « Cas 1 ».

**Demande II.9 : Modifier le modèle de DSI utilisé sur le site pour les activités réalisées en « Cas 2 » afin qu'en regard de chaque phase de l'intervention, figurent *a minima* le nom, le visa et la date de réalisation.**

De plus, les inspecteurs ont constaté que le dossier d'intervention prévoyait l'utilisation de la procédure de soudage référencée D5110/NT/14177 indice 3 qui possède un champ d'application limité à l'îlot conventionnel des réacteurs hors EIP. Or, le tronçon de tuyauterie concernée par cette intervention est un EIP. A la suite de l'inspection, vous avez précisé, par mail du 16 février 2024, que la procédure référencée D5110/NT/18098 indice 0 appropriée pour des activités de soudage sur un EIP préconisent les mêmes paramètres de soudage que la procédure référencée D5110/NT/14177. L'examen de la procédure de soudage référencée D5110/NT/18098 indice 0 du 10 juillet 2018 a mis en évidence que :

- son § 2 indique qu'elle s'applique aux « *appareils à pression soumis à l'AM ESPN 12/12/2005* ». Or, le coude situé au refoulement de la pompe repérée 3 SEB 002 PO n'est pas constitutif d'un équipement sous pression nucléaire. De plus, l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires est abrogé depuis le 24 septembre 2018 ;
- ses § 2, 4, 5 et 10 citent les éditions 2016 des codes RSE-M et/ou RCC-M. Or, ces éditions des codes RSE-M et RCC-M n'étaient plus celles applicables à la date de réalisation de l'intervention en application du R2SE-M en vigueur ;

---

<sup>1</sup> Une intervention en Cas 1 est soumise entièrement à l'organisation qualité du fournisseur tandis qu'une intervention en Cas 2 est également soumise à l'organisation qualité d'EDF, le fournisseur réalisant dans ce cas l'activité de maintenance à partir des documents remis par EDF.

- son § 7 indique que la position de soudage « PC + PF » qualifie toutes les positions de soudage. Or, le soudage vertical descendant (positions de soudage PG, PJ et J-L045) qui doit être qualifié par un assemblage de qualification spécifique selon le § 8.4.2 de la norme NF EN ISO 15614-1 de juin 2017.

**Demande II.10 : Mettre à jour la procédure de soudage référencée D5110/NT/14177 afin de prendre en compte les évolutions réglementaires ainsi que celles des codes RSE-M et RCC-M. Mettre à jour, si nécessaire, les autres procédures de soudage utilisées sur le site.**

#### **Inétanchéité de la vanne repérée 3 RCV 030 VP**

La vanne repérée 3 RCV 030 VP est une voie trois voies pouvant orienter le fluide primaire vers le circuit de traitement des effluents primaires (TEP) ou les renvoyer vers le circuit primaire via le réservoir repéré 3 RCV 002 BA. Préalablement à la VD4 du réacteur 3, cette vanne présentait une inétanchéité interne de l'ordre de 60 l/h vers le circuit TEP lorsqu'elle était lignée vers le réservoir repéré 3 RCV 002 BA, situation tracée dans le PA n° 342202. Au cours de l'arrêt, une visite interne de la vanne, puis sa requalification, ont été réalisées. Lors du redémarrage du réacteur, un débit de fuite interne de la vanne de l'ordre de 100 l/h a été constaté. Les investigations et actions correctives réalisées ont finalement permis de retrouver un débit de fuite interne de la vanne proche de son critère technologique. Toutefois, compte-tenu du caractère récurrent des problématiques d'inétanchéité interne des vannes repérées RCV 030 VP du site, vous avez initié une analyse de celles-ci par l'ingénierie de site.

**Demande II.11 : M'informer des conclusions de l'analyse des problématiques d'inétanchéité interne des vannes repérées RCV 030 VP du site et mettre en œuvre, le cas échéant, les actions visant à renforcer la fiabilité de ces vannes.**

#### **Conformité de la pompe repérée 3 RCV 002 PO au regard des exigences du RPMQ**

Lors de l'inspection du 6 mai 2024, les inspecteurs ont contrôlé, par sondage, la conformité de la pompe repérée 3 RCV 002 PO au regard des exigences de la fiche M1-011 indice 11 du RPMQ. Ils ont émis un doute sur la conformité du diamètre des vis de fixation de l'équerre sur la tête de pompe. A la suite de l'inspection, vous avez confirmé que ces deux vis étaient de diamètre M14 alors qu'un diamètre M16 est requis. Cet écart a été tracé dans le plan d'action (PA) n° 473617 qui justifie le maintien en l'état de ces vis sur la base de la fiche de position de vos services centraux référencée D450724009547 indice 0. Cette fiche de position demande la mise à jour de la FMQ référencée D305919014686 indice B afin de renseigner la classe de visserie attendue et de permettre les deux configurations sur la fixation équerre sur la tête de la pompe.

**Demande II.12 : Mettre à jour la FMQ référencée D305919014686.**

#### **Traitement des écarts relatifs au maintien de la qualification des matériels aux conditions accidentelles (MQCA)**

La fiche R1-107 indice 0 du RPMQ prévoit que le supportage du robinet repéré 3 RRI 318 VN soit de type 1<sup>2</sup>. Le PA n° 321546 trace que cette exigence du RPMQ n'est pas respectée dans la mesure où le supportage du robinet repéré 3 RRI 318 VN est de type 2. Ce montage a été validé par vos services centraux via le PA n° 333643 dans l'attente de la rédaction d'une fiche de position formalisée de vos services centraux. Le PA n° 479498 trace des différences de montage de la commande à distance des robinets repérés RIS 051 et 052 VP des 4 réacteurs.

Le montage d'origine est conforme au plan de conception initial des robinets référencé BUG24101557BGYP1058 ind B correspondant au plan du constructeur référencé 660707 indice 2,

---

<sup>2</sup> Le RPMQ définit 3 types de supportage pour les organes de robinetterie, l'exigence d'un supportage de type 1 étant plus contraignante que celle d'un supportage de type 2, elle-même plus contraignante que celle d'un supportage de type 3.

tandis que les documents du référentiel MQCA référencent le plan référencé 557UOB1058 qui est identique au plan du constructeur référencé 6600707 indice 4. Au cours de l'arrêt, vous avez modifié les robinets repérés 3 RIS 051 et 052 VP afin qu'ils respectent le référentiel MQCA en vigueur. La mise à niveau des robinets des autres réacteurs est envisagée et un retour de vos services centraux est attendu.

La fiche M1-011 indice 11 du RPMQ prévoit l'utilisation de joints de type 'Supranite NG', 'Lattygraff EFY' ou 'PGAC' d'épaisseur de 1,5 mm sur les brides du circuit de lubrification en diamètre DN32. Le PA n° 480160 trace que cette exigence du RPMQ n'est pas respectée pour la bride d'aspiration de la pompe repérée 3 RCV 012 PO dans la mesure où un joint de type 'PGXS' d'épaisseur 3 mm a été installé pour cette bride. Ce montage a été validé par un mail de vos services centraux.

Par mail du 25 juillet 2024, vos représentants ont indiqué que cet écart ne ferait pas l'objet d'une fiche de position formalisée de vos services centraux, ce qui est contraire à l'organisation en vigueur d'EDF concernant le traitement des fiches de caractérisation de constat décrite dans le mode opératoire référencée D450720028182 indice 1. La rédaction d'une fiche de position formalisée est donc requise pour cet écart.

**Demande II.13 : Transmettre les fiches de position de vos services centraux en réponse aux PA n° 321546, 479498 et 480160 et le cas échéant, transmettre les PA mis à jour afin de prendre en compte les éventuelles recommandations ou prescriptions émises par vos services centraux.**

### **Intégrité de la rétention 3 HW 0056 FW**

La rétention repérée 3 HW 0056 FW, contenant notamment les échangeurs repérés 3 EAS 001 et 002 RF et 3 PTR 003 RF ainsi que la bache à soude du système EAS, est munie de portillons afin de permettre la circulation du personnel. Lors de l'inspection du 25 janvier 2024, les inspecteurs ont constaté que l'un des portillons de la rétention était resté ouvert. Lors de l'inspection du 14 février 2024, les inspecteurs ont constaté que les deux portillons étaient restés ouverts. Les portillons ont été refermés de manière réactive par vos représentants lors des inspections.

Par mail du 13 juin 2024, vos représentants ont indiqué que l'affichage « fermeture obligatoire » n'était pas présent sur l'ensemble des portillons et qu'une demande de mise en place de cet affichage a été faite pour les portillons repérés HW 0011 et 0025 PD des 4 réacteurs (demande exocet n° 570936). De plus, vous indiquez qu'un rappel de l'exigence de fermeture de ces protections inondation sera fait via un « *safety message* » avant le 26 août 2024 (action Caméléon n° A0000602557).

Les inspecteurs constatent que :

- la rétention repérée 3 HW 0056 FW est classée EIP au titre de la protection de l'environnement dans la liste des EIPR référencée D5110NT21033 indice 2 ;
- les portes repérés HW 0011 et 0025 PD ne sont pas listées dans la liste des EIPS agressions de l'îlot nucléaire référencée D455619064899 indice C à l'exception de la porte HW 0025 PD du réacteur 5 qui possède un requis en matière de protection contre l'incendie ;
- la liste des EIPS agressions de l'îlot nucléaire référencée D455619064899 indice C affecte toutefois un requis d'intégrité sur une hauteur de 47 cm pour le seuil entre les locaux W056 et W054 vis-à-vis de la protection contre l'inondation interne.

**Demande II.14 : Confirmer que l'affichage « fermeture obligatoire » sur les portillons objet de la demande exocet n° 570936 a bien été mis en place.**

**Demande II.15 : Clarifier les exigences définies associées à ces portillons (protection de l'environnement, protection contre incendie et/ou protection contre l'inondation interne, vérifications périodiques de leur état).**

**Demande II.16 : Mesurer l'efficacité des actions mises en œuvre à l'issue des inspections des 25 janvier et 14 février 2024 s'agissant de la fermeture de ces portillons, et mettre en œuvre des actions complémentaires si nécessaire.**



## **Qualité des dossiers d'intervention notable**

Lors de la VD4 du réacteur 3, dix-sept dossiers d'intervention notable portant sur le circuit primaire principal (CPP) ont été soumis à l'ASN en application de l'article 10 de l'arrêté en référence [3] dont 14 sur lesquels l'ASN a formulé des remarques au cours de leur instruction. Il en ressort globalement une qualité perfectible des dossiers d'intervention notable et une insuffisance de prise en compte du retour d'expérience d'un dossier à l'autre, notamment s'agissant des huit dossiers relatifs à l'élimination d'indications sur le CPP.

Par ailleurs, plusieurs dossiers d'intervention notable étaient transmis sous le format d'un document compilé ne permettant pas la recherche par mots clés contrairement à ce qui est demandé par l'ASN au § 3 de l'annexe 0 à la lettre de position générique sur la campagne d'arrêt.

**Demande II.17 : Tirer un retour d'expérience relatif à la qualité des dossiers d'intervention notable portant sur le CPP mis en œuvre lors de la VD4 du réacteur 3 et renforcer votre contrôle des dossiers préalablement à leur soumission à l'ASN.**

## **PA n° 427344 relatif au calage du CPP**

Dans sa version du 19 juillet 2024, le PA n° 427344 relatif au calage du CPP indiquait que « *l'ensemble des jeux à reprendre sont identifiés dans la FQR D5110FQRSMF23091, la remise en conformité de ceux-ci a été réalisée suivant l'OTR5208946* ». Or, le bilan des activités réalisées sur le CPP et les CSP référencé D5110RAS3D33BILCPPCSP indice 0 du 19 juillet 2024, indiquait que les reprises des jeux identifiés dans la fiche question/réponse (FQR) référencée D5110FQRSMF23091 avaient été réalisées sauf celle de la cale repérée J93B de la boucle 1 qui serait réalisée en arrêt à chaud au redémarrage. Par mail du 23 juillet 2024, vous avez confirmé que la reprise de la cale repérée J93B n'avait pas encore été réalisée et que vous aviez anticipé sa remise en conformité dans la rédaction du PA n° 427344.

L'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2] prévoit que « *l'exploitant tient à jour la liste des écarts et l'état d'avancement de leur traitement* » et que « *le traitement d'un écart constitue une activité importante pour la protection* ». Aussi, la rédaction des PA doit permettre de distinguer sans équivoque la définition des actions curatives, préventives et correctives appropriées de leur mise en œuvre.

**En tout état de cause, la rédaction par anticipation de l'information de mise en œuvre d'une action dans un PA est une pratique proscrite qui pourrait s'apparenter à une irrégularité.**

**Demande II.18 : Tirer un retour d'expérience relatif à cet écart de renseignement d'un PA et prendre les mesures nécessaires pour éviter son renouvellement.**

## **Délai de transmission des documents**

Lors de l'arrêt, certains documents attendus par l'ASN ont été transmis à la division de Lyon de l'ASN tardivement par rapport à leur date d'approbation, notamment :

- la gamme de l'essai périodique EP ASG 043 réalisé le 11 avril 2024 transmise le 10 juillet 2024 ;
- la synthèse des résultats des contrôles de la cuve par la machine d'inspection en service (MIS) à l'indice B datée du 3 avril 2024 transmise le 22 juillet 2024 à la demande de l'ASN, l'indice B étant cité dans le bilan des activités réalisées sur le CPP et les CSP lors de l'arrêt ;
- la synthèse des résultats des examens non destructifs du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur datée du 30 avril 2024 transmise le 4 juin 2024 à la demande de l'ASN sachant l'activité réalisée depuis plusieurs semaines ;
- la synthèse de l'intervention notable relative à la mitigation des pénétrations de fond de cuve (PFC) à l'indice C datée du 11 mars 2024 transmise le 29 mars 2024 à la demande de l'ASN, l'indice C étant cité dans le bilan des interventions et des pièces de rechange transmis préalablement à l'épreuve hydraulique du CPP.

**Demande II.19 : Tirer un retour d'expérience de la transmission tardive de plusieurs documents lors de l'arrêt du réacteur 3 et prendre les mesures nécessaires pour permettre une transmission au fil de l'eau des documents attendus lors des arrêts de réacteur.**

### **Repérage des équipements de la station de pompage en voie B**

Lors de l'inspection du 6 mai 2024, les inspecteurs se sont assurés du bon état général des équipements après réalisation de la visite du robinet repéré 3 SEC 002 VE et du remplacement des robinets repérés 3 SEC 100 VE, 3 SEB 842 VE, 3 SEB 916 VE et 3 SEB 002 VE. Certaines anomalies identifiées par les inspecteurs (corrosion) ont été corrigées préalablement au redémarrage du réacteur. Toutefois, les inspecteurs ont relevé que plusieurs étiquettes de repères fonctionnels des équipements étaient absentes ou illisibles.

**Demande II.20 : Prévoir une campagne de mise en place d'étiquettes de repères fonctionnels sur les équipements de la station de pompage en voie B.**

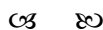


## **III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE A L'ASN**

### **Décision DGSNR-BCNN/OT/VF n° 020406 du 10 octobre 2002**

**Constat d'écart III.1 :** Lors de la VD4 du réacteur 3, l'ASN a identifié, au travers de l'analyse du dossier de traitement d'écart (DTE) n° 88268 relatif à la soudure n° B3/CV/2712, le non-respect de la décision DGSNR-BCCN/OT/VF n° 020406 du 10 octobre 2002. Cette décision impose que toute soudure de type emmanchée soudée (SW) du CPP en situation d'écart par rapport au code RCC-M soit remplacée par une soudure de type bout-à-bout (BW), au plus tard à l'arrêt suivant du réacteur. Cet écart vous a conduit à déclarer un événement significatif pour la sûreté en date du 29 février 2024. La soudure n° B3/CV/2712 ainsi que la soudure n° B3/RP/3029, également en situation d'écart par rapport au code RCC-M, ont été remplacés par des soudures de type BW lors de l'arrêt. Le rapport de cet événement, référencé D5110REESST23524009 indice 0 du 24 avril 2024, comporte l'engagement de remplacer la dernière soudure de type SW en situation écart sur le CPP du réacteur 3 (soudure n° B3/RP/3031) par une soudure de type BW lors du prochain arrêt programmé du réacteur 3 en 2025. La soudure n° B3/RP/3031 a été maintenue en l'état lors de la VD4 du réacteur 3 en raison des délais d'approvisionnement de la pièce de rechange nécessaire à son remplacement par une soudure de type BW et compte-tenu des éléments justificatifs présentés dans le DTE n° 88100. Le rapport de l'événement comporte également l'engagement de remplacer les soudures de type SW en situation d'écart par rapport au code RCC-M sur les réacteurs 2 (soudure n° B2/RP/2694) et 5 (soudure n° M121/M3) par des soudures de type BW lors de l'arrêt programmé du réacteur 2 en 2025 et de l'arrêt programmé du réacteur 5 en 2024 (actuellement en cours).

**Le respect de ces engagements pris par EDF dans le rapport d'événement référencé D5110REESST23524009 indice 0 du 24 avril 2024 constituera un préalable à la remise en service des CPP des réacteurs 2, 3 et 5 dans le cadre de leurs arrêts susmentionnés.**



Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. 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.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement 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](http://www.asn.fr)).

Je vous prie d'agréer, Madame la Directrice, l'assurance de ma considération distinguée.

**L'adjoint à la chef de la division**

**Signé par**

**Richard ESCOFFIER**