

Référence courrier : CODEP-CMX-2023-043280

Montrouge, le 27 juillet 2023

**Monsieur le Directeur  
du CNPE de Flamanville 3  
BP 37  
50340 LES PIEUX**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base - INB n° 167 – Flamanville 3

Lettre de suites de l'inspection de revue du 22 au 26 mai 2023 – Préparation à l'exploitation et achèvement de l'installation

**N° dossier :** Inspection n° INSSN-CAE-2023-0157

**Références :** [1] - Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre  
[2] - Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base dit « arrêté INB »  
[3] - Arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression  
[4] - Courrier ASN réf. CODEP-CAE-2021-036170 du 30 juillet 2021 des suites de l'inspection n° INSSN-CAE-2021-0929 du 21 juillet 2021 relative à la revue de qualité des matériels de l'EPR et aux contrôles complémentaires des soudures du Circuit Primaire Principal  
[5] - Courrier EDF réf. D455022003841 du 16 juin 2022 en réponse au courrier CODEPDEP2022013770 concernant le non-respect des dispositions de conservation des radiogrammes pour certains CNPE  
[6] - Arrêté du 30 décembre 2015 relatif aux équipements sous pression nucléaires et à certains accessoires de sécurité destinés à leur protection

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en références, une inspection de revue a eu lieu du 22 au 26 mai 2023 sur le CNPE de Flamanville 3 (INB n° 167) sur le thème de la préparation à la mise en service.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

## SYNTHESE GENERALE DE L'INSPECTION

L'inspection de revue qui s'est déroulée du 22 au 26 mai 2023 avait pour objectif d'évaluer le niveau de préparation du site en vue de la mise en service du réacteur, prévue au premier trimestre 2024, et de s'assurer que l'organisation en tant qu'exploitant est bien définie et opérationnelle.

L'équipe d'inspection était constituée de 15 inspecteurs ASN, provenant de différentes divisions territoriales et du siège de l'ASN, cumulant 244 années d'expérience dans le nucléaire. Ils étaient accompagnés de 11 ingénieurs de l'IRSN.

La commission locale d'information (CLI) de Flamanville a été invitée à participer à cette inspection, comme observateur. Le président de la CLI (M. Fidelin) et un conseiller départemental (M. Le Touzé) ont accompagné les inspecteurs le mercredi 24. Ils ont suivi le matin l'équipe chargée d'inspecter la thématique « management de la sûreté » et l'après-midi les inspecteurs en charge de la thématique « conduite ».

L'équipe d'inspection s'est scindée en cinq groupes dédiés chacun à un thème spécifique : management de la sûreté, conduite (normale, incidentelle et accidentelle), maintenance, préparation des interventions et achèvement des installations, la plupart de ces groupes d'inspecteurs étant eux-mêmes scindés en deux ou trois sous-groupes pour aborder des sujets différents.

D'un point de vue général, il ressort de cette inspection que le chantier de l'EPR de Flamanville est désormais entré dans une phase de finalisation avancée. Ainsi, la phase de mise en propreté nucléaire des locaux a été engagée. Les visites sur le terrain réalisées par les inspecteurs n'ont pas mis en évidence d'écart notable dans la tenue des installations par rapport à l'état d'avancement du chantier suivi par EDF. L'ASN souligne également le bon pilotage des activités nécessaires à la mise en service du réacteur même si un travail important reste à réaliser. Les inspecteurs ont par ailleurs pu constater, tout au long de la semaine, que les processus en place sur un CNPE en fonctionnement étaient, pour la plupart, opérationnels sur l'EPR, certains fonctionnant déjà de longue date (management de la sûreté par exemple).

Cependant, les inspecteurs ont relevé que l'état d'achèvement de l'installation ne permettait pas encore une pleine prise en charge de certains équipements par le futur exploitant malgré les transferts de responsabilité réalisés.

Le principal point d'attention soulevé par les inspecteurs concerne la disponibilité de la documentation opérationnelle, tant côté conduite que maintenance. Le reste à faire est encore très important et les entretiens conduits par les inspecteurs ont montré qu'il existe un décalage entre la vision du management et la perception des agents chargés de la rédaction des documents quant à la capacité à pouvoir produire tous les documents nécessaires, avec le niveau de qualité attendue, avant la mise en service du réacteur. Le site devra approfondir cette apparente divergence d'appréciation et, si nécessaire, demander l'appui d'autres structures du parc nucléaire EDF.

### **Synthèse de la partie « Management de la sûreté »**

Les inspecteurs se sont attachés, durant la semaine, à examiner le fonctionnement des processus qui permettent classiquement à un CNPE de progresser en matière de sûreté : pilotage du macro-processus « améliorer et contrôler les performances de sûreté », fonctionnement de la filière indépendante de sûreté et qualité de son écoute par la direction, collecte et traitement du retour d'expérience, traitement des signaux faibles, gestion des compétences, actions en matière de facteurs organisationnels et humains, animation de la culture sûreté, sensibilisation et prévention des risques d'irrégularités. Les inspecteurs ont participé, en observateurs, à plusieurs réunions internes afin d'évaluer au plus près du terrain la qualité des échanges entre acteurs du CNPE. Ils ont enfin suivi un manager du service support technique (SST) lors d'une visite managériale de terrain.

Les inspecteurs considèrent que les processus examinés fonctionnent de manière satisfaisante, voire très satisfaisante (pilotage du plan d'action corrective par exemple), avec une très bonne qualité d'échange entre acteurs. Les inspecteurs retirent l'impression, à travers plusieurs exemples rencontrés durant la semaine, que la culture du site est encore majoritairement imprégnée d'une culture « chantier » (résolution des problèmes) et devra donc progressivement basculer vers une culture « exploitation » (identification des causes profondes puis traitement de ces causes profondes). Enfin, la seule remarque majeure porte sur la posture que doivent revêtir les managers lors de leur présence sur le terrain, qui doivent être porteurs de toutes les exigences.

### **Synthèse de la partie « Conduite »**

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par le service Conduite (SCO) lui permettant de se préparer à l'exploitation de l'installation en phase de démarrage du réacteur. Ils ont contrôlé la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) de ce service, le pilotage des processus élémentaires sous sa responsabilité ainsi que les bases de données et les outils industriels qui sont utilisés pour l'exploitation de l'installation. Une attention particulière a été accordée au contrôle d'avancement de l'élaboration et de la validation des documents opératoires de l'installation.

Par ailleurs, les inspecteurs ont placé les équipes de conduite en situation de gestion de plusieurs aléas techniques pouvant impacter le bon fonctionnement de l'installation, d'une part sur le simulateur de conduite et d'autre part dans les locaux de l'installation sur un temps cumulé de douze heures environ.

Les inspecteurs ont noté que la GPEC était bien pilotée par le SCO malgré le déclenchement tardif de certains recrutements qui repousse l'atteinte de l'effectif cible d'exploitation à septembre 2024. Si cette GPEC prévoit un renforcement du gréement des opérateurs action (OPA) pour faire face à la surcharge de travail en phase de démarrage du réacteur, l'organisation de l'équipe de conduite n'apparaît pas complètement adaptée compte tenu du retour d'expérience de l'exploitation des autres réacteurs EPR, qu'il convient de prendre en compte.

Le pilotage des processus élémentaires relatifs à la maîtrise de la configuration des circuits de l'installation est conforme au système de gestion intégré au sens de l'arrêté INB. L'activité de consignation des circuits est bien maîtrisée ; elle fait partie du quotidien de l'installation en phase d'achèvement des travaux. En revanche, les inspecteurs notent que l'activité de condamnation administrative des organes impactant la sûreté n'est pas encore complètement déclinée. Quant au

lignage des circuits, le SCO doit résorber le reliquat des gammes appelées pour le changement de configuration d'exploitation de l'installation et corriger les mauvaises positions de référence des organes recensés dans la base de données.

Même si l'organisation du SCO pour finaliser la production des documents opératoires d'exploitation en phase de démarrage du réacteur est bien définie, le reste à faire - tributaire de l'achèvement de l'installation - met les ressources disponibles sous forte tension. Cette situation contraint ce service à renoncer à la mise à jour des consignes qui ne sont pas indispensables au démarrage du réacteur. Si la mise à jour des gammes de points d'arrêt statique (PAS) est prévue dans le planning de démarrage moyennant une forte mobilisation des ressources, celle des consignes F, qui capitalisent le changement de configuration des circuits, n'est pas garantie. Enfin, s'ajoute à cela une quantité croissante de modes opératoires de conduite (MOP) et de fiches d'alarme (FA) invalides qui doivent être corrigés et réinjectés dans le logiciel de conduite.

Quant à la documentation opératoire qui décline les exigences réglementaires des règles générales d'exploitation (RGE), sa mise à jour dépend des essais de démarrage (EP du chapitre IX des RGE) ou de la réception d'une nouvelle version de la part des services d'ingénierie (consignes CIA du chapitre VI des RGE et AG du chapitre VII des RGE). Dans un temps très restreint, les équipes de conduite doivent alors mettre à jour ces documents et se les approprier pour respecter le référentiel de sûreté. Le temps accordé aux équipes de conduite pour se familiariser avec ce nouveau référentiel avant qu'il soit applicable (jalon « RGE à blanc » identifié dans le planning de démarrage) doit être correctement prévu ainsi que la charge nécessaire à la mise à jour des documents opératoires.

Sur le terrain, les inspecteurs ont examiné l'applicabilité de la version actuelle des fiches de manœuvre de conduite incidentelle ou accidentelle (CIA) et d'accident grave (AG). Ils soulignent la bonne connaissance de l'installation par les agents de terrain. Cependant, la validation à blanc de ces consignes présente des lacunes et n'apparaît pas toujours prendre en compte la réalité de l'installation dans un contexte d'accident. Le cheminement du matériel à travers les trémies et les portes ainsi que la circulation des personnes dans des zones complexes posent des problèmes, en particulier en ce qui concerne l'éclairage insuffisant dans le cas de la perte totale des alimentations électriques externes (PTAE) ou l'ambiance dosimétrique dégradée dans les bâtiments. L'ergonomie des fiches n'est pas optimale, rendant difficile la recherche du matériel en local.

Les inspecteurs ont également examiné la gestion des essais périodiques (EP) par le SCO. Ils ont relevé une organisation solide reposant sur un outil exhaustif, régulièrement mis à jour et contrôlé par plusieurs personnes compétentes. La gestion des dates d'initialisation des EP fondée sur les résultats d'essais de démarrage a été accompagnée d'une analyse de sûreté dédiée. L'outil permet également la création d'indicateurs de pilotage efficaces. Ainsi, aucune anomalie importante n'a été détectée lors de l'examen de l'outil par les inspecteurs.

Dans le cadre des différentes mises en situation au simulateur, les inspecteurs soulignent la bonne sérénité en salle de commande et la fluidité des échanges entre les membres de l'équipe de conduite, contribuant à une meilleure compréhension des consignes de conduite et des spécifications techniques d'exploitation (STE). Toutefois, la communication des opérateurs avec les agents de terrain mérite d'être améliorée ainsi que la communication sécurisée entre les membres de l'équipe en cas de demande d'action irréversible. Si la gestion de l'accident simulé n'appelle pas de remarque de la part des inspecteurs, l'analyse des STE en cas d'événement perturbateur, tel que les pertes d'armoires de

contrôle-commande, a été complexe en raison des limitations de représentativité du simulateur et de la complexité des consignes associées.

Par ailleurs, les inspecteurs relèvent que l'état d'avancement de la station de repli n'était pas à l'attendu et nécessite des efforts supplémentaires pour sa finalisation.

### **Synthèse de la partie « maintenance »**

Pour ce qui concerne le contrôle de la maintenance des installations, les inspecteurs ont effectué un contrôle de l'organisation générale en place au sein du service en charge de la maintenance, du recrutement et de la formation du personnel, de la gestion des équipements sous pression (qu'ils soient nucléaires ou non) et de la prise en compte des matériels spécifiques à l'EPR.

L'organisation du service « maintenance » est apparue adaptée aux enjeux de démarrage du réacteur et plusieurs bonnes pratiques ont été soulignées par les inspecteurs concernant, notamment, l'internalisation au sein d'EDF de diverses activités de maintenance afin de mieux maîtriser le matériel en place et d'assurer une surveillance technique pertinente des prestataires qui seront amenés à intervenir sur ledit matériel pendant les cycles de production. L'immersion d'agents EDF chez les fabricants des matériels installés a également été identifiée comme une démarche pertinente et efficace ainsi que le renforcement des effectifs du service.

Parallèlement à ces constats positifs, des difficultés ont été détectées concernant la montée en compétence des nouveaux arrivants (notamment concernant le compagnonnage de terrain ou la connaissance des matériels non encore transférés<sup>1</sup> par le fabricant à EDF), ou encore la gestion documentaire (description et priorisation essentiellement) des écarts détectés. Enfin quelques observations nécessiteront un traitement volontaire avant la phase de démarrage finale des installations.

Concernant la gestion des équipements sous pression nucléaires (ESPn) et conventionnels (ESPC), l'organisation du CNPE est apparue globalement adaptée. Cependant, s'agissant des conditions de conservation des radiogrammes de fabrication, il est impératif que des mesures correctives rapides et efficaces soient mises en œuvre afin de respecter les conditions de conservation de ces documents.

Par ailleurs, les inspecteurs considèrent que l'ampleur des actions à mener sur les ESPn et les ESPC avant le démarrage des installations et des actions à prévoir est considérable au regard des effectifs actuels des services impliqués. Il est également nécessaire que le CNPE prenne des mesures correctives afin d'assurer notamment un marquage des équipements cohérent avec les notices d'instruction des fabricants ainsi qu'une requalification des ESPn et de leurs accessoires de sécurité dans les délais réglementaires.

---

<sup>1</sup> Les matériels installés sur l'EPR restent la propriété (et de la responsabilité) du fabricant jusqu'à leur prise en charge par l'exploitant.

Pour ce qui relève des matériels spécifiques à l'EPR, les contrôles réalisés par sondage amènent les inspecteurs à interroger l'exploitant sur la maintenance de certains matériels, notamment en ce qui concerne le suivi vibratoire de la ligne d'expansion du pressuriseur (LEP), les colliers de maintien de certaines soudures du circuit primaire principal (CPP) ainsi que sur l'exploitation du retour d'expérience relatif à l'instrumentation nucléaire.

Enfin quelques observations nécessiteront un traitement avant la phase de démarrage finale des installations.

### **Synthèse de la partie « préparation des interventions »**

Afin d'évaluer la préparation à l'exploitation, les inspecteurs ont procédé, pendant trois jours, à des mises en situation des équipes en charge de la maintenance et des essais des matériels. Ces mises en situation ont consisté en la préparation de dossiers d'intervention de maintenance préventive et d'essais périodiques, dont le détail avait été communiqué à EDF trois semaines avant l'inspection, et d'interventions de maintenance fortuite sur aléas dont les scénarios ont été présentés le premier jour de l'inspection. La première journée, les inspecteurs ont procédé à un examen du processus général de préparation des interventions puis à une mise en situation des équipes en charge de la chaudronnerie et de la robinetterie ; le deuxième jour a consisté en une mise en situation des équipes s'occupant des essais et de la maintenance de l'instrumentation nucléaire ainsi que de la distribution électrique ; enfin, le dernier jour a été consacré à un examen du suivi en service des soupapes de protection du pressuriseur puis à une mise en situation sur ces matériels. Ces interventions comprenaient les phases de mise en configuration des systèmes et de requalification des matériels, menées en collaboration avec le service de conduite du réacteur. Pendant ces trois jours, les inspecteurs ont procédé à des entretiens individuels puis ont examiné les dossiers préparés et se sont rendus sur les installations afin d'examiner le caractère opérationnel des modes opératoires de maintenance.

Au vu de cet examen par sondage, les inspecteurs ont constaté qu'un important travail reste à réaliser pour préparer au mieux les interventions de maintenance préventive et fortuite pendant l'exploitation du réacteur. Ils ont relevé une forte implication des agents dans la préparation de ces interventions, ce qui a permis de présenter des dossiers de qualité et globalement complets avec une bonne appropriation des STE, des aspects logistiques et de la radioprotection des travailleurs sur des situations fictives. Ils ont également noté une bonne maîtrise des outils relatifs aux demandes de régimes pour intervention, aux requalifications de matériels après intervention et aux analyses de risques. Enfin, ils ont noté une volonté forte d'EDF de conserver la maîtrise des interventions de maintenance avec un recours limité à des intervenants extérieurs ce qui permet d'acquérir et de maintenir dans le temps une bonne connaissance technique des matériels et de leur fonctionnement par les agents EDF.

Néanmoins, les inspecteurs ont relevé une difficulté exprimée par les équipes pour « sacrifier » du temps dédié à la préparation à l'exploitation au regard des sollicitations importantes liées à l'achèvement de l'installation et à l'exploitation actuelle du réacteur. Par ailleurs, les mises en situation ont mis en exergue un déficit d'anticipation quant au caractère opérationnel des interventions prévues, ce qui a pu conduire lors de l'inspection à des interrogations sur la faisabilité des interventions dans le respect des STE, leur durée de réalisation, les interfaces entre service à développer, le grément nécessaire des équipes, la prise en compte de la radioprotection des travailleurs, les aspects logistiques, la disponibilité des pièces de rechange nécessaires, etc. Enfin, le choix fait par le site de prioriser la préparation des interventions pour la maintenance programmée lors du premier cycle et du premier

arrêt du réacteur ne permet pas de préparer des dossiers de maintenance à plus long terme qui pourraient s'avérer nécessaires en cas d'aléa.

### **Synthèse de la partie « achèvement des installations »**

La quatrième équipe d'inspecteurs a examiné le thème de l'achèvement de l'installation préalablement à la mise en service du réacteur. Les inspecteurs se sont ainsi rendus sur les installations et ont notamment porté une attention particulière aux systèmes de la chaudière (RCP, RCV, REA...), aux systèmes de la source froide (RRI, SEC, SRU), à certains systèmes de secours (EVU et RIS), aux systèmes de ventilation (DWN, EBA, DWQ...), aux systèmes de traitement des effluents (TEG, TEU, TEP, TES et TER) et aux systèmes liés à l'incendie (systèmes fluides et systèmes de détection). Les inspecteurs ont également examiné les suites apportées aux réserves identifiées lors des revues agressions menées par EDVANCE<sup>2</sup>. Ils ont également examiné l'avancement du reste à faire requis pour la phase d'essais d'ensemble ERE23 et pour le chargement. A ce titre, ils ont porté une attention particulière à l'identification exhaustive par EDF du reste à faire, aux activités reportées après le chargement, au traitement des écarts, aux essais de démarrage ou encore à l'intégration des modifications.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre pour achever l'installation préalablement à la mise en service de l'EPR de Flamanville apparaît satisfaisante. En particulier, les inspecteurs soulignent le bon état général des bâtiments et des matériels visités. Les inspecteurs ont également pu constater la bonne gestion du reste à faire notamment en termes d'identification de celui-ci. Cependant, le pilotage de ce reste à faire apparaît complexe en particulier en raison de la multiplicité des outils de suivi. Il apparaît donc difficile de disposer d'une vision globale et précise du reste à faire. De plus, les inspecteurs soulignent la volumétrie importante d'activités à réaliser en vue de la mise en service de l'installation. Ils ont pu relever plusieurs points devant faire l'objet d'une vigilance particulière comme l'approvisionnement des pièces de rechange ou encore un reste à faire important à charge des services « études » avec des délais de traitement souvent longs et des impacts non maîtrisés.

Par ailleurs, la planification des reprises d'essais sur les systèmes de ventilation, notamment EBA, DWN et DWQ, ne présentait pas de marge de sécurité. Ces essais visent notamment à valider le fonctionnement en automatique des différents systèmes de ventilation en mode normal et secours. Les inspecteurs ont également signalé un reste à faire conséquent d'achèvement de certaines parties des installations en lien avec le confinement, notamment pour ce qui concerne les vannes d'isolement des traversées enceinte de gros diamètre.

Les inspecteurs ont insisté sur l'importance de la prise en compte dès que possible par les équipes d'exploitation des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) qui devront être initialisés et déployés sur les installations. Enfin, les inspecteurs ont souligné la corrosion importante relevée sur plusieurs équipements, qu'ils soient à l'intérieur ou à l'extérieur des bâtiments. Ils ont insisté sur le fait que le nombre particulièrement important d'équipements sur FLA3 par rapport aux autres réacteurs du parc nucléaire aura pour conséquence probable de rendre encore plus lourdes les opérations de maintenance préventive pour maintenir en bon état l'ensemble de ces équipements.

---

<sup>2</sup> EDVANCE est une filiale d'EDF et de Framatome chargée des études, de l'approvisionnement, du montage et de la mise en service de l'îlot nucléaire des réacteurs de type EPR.

## I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

### **Conservation des documents**

L'article 7 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [3] dispose que « *L'exploitant devra prendre soin de conserver les documents pouvant contribuer a posteriori à la connaissance des actions auxquelles ont été soumis les appareils.* ».

L'article 2.5.6 de l'arrêté [2] dispose 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.* ».

Lors de la visite du local de conservation des radiogrammes, les inspecteurs ont constaté le non-respect du taux d'humidité défini dans l'annexe 2 du document intitulé « Procédure de conservation et de transfert des radiogrammes » en référence D309519028307 ind. A afin d'assurer la conservation des documents entreposés. Ces constats sont similaires à des constats déjà réalisés par les inspecteurs de l'ASN en 2021 [4].

De plus, lors d'échanges précédents avec l'ASN, vous aviez indiqué dans votre courrier [5] que « *Pour les CNPE de [...]Flamanville 3, les conditions de conservation des radiogrammes sont conformes aux dispositions de la note D309519028307 [indice A]* » alors que votre fichier de suivi montre un non-respect global des critères de température et d'humidité sur l'année 2022.

**Demande I.1 : Considérant la nécessité de bien conserver les radiogrammes au vu de la durée de fonctionnement de 60 ans envisagée pour le réacteur EPR et considérant que la conservation des radiogrammes est déjà en écart depuis plusieurs années malgré les demandes de l'ASN sur le sujet et les actions entreprises par EDF, prendre les dispositions nécessaires afin d'assurer de manière pérenne le respect des conditions de conservation des radiogrammes que vous avez définies dans le cadre des arrêtés [2] et [3].**

## II. AUTRES DEMANDES

### **Production et validation de la documentation d'exploitation du réacteur :**

La production et la validation de la documentation opérationnelle est un prérequis pour l'exploitation de l'installation dans le respect du référentiel de sûreté. Le travail de rédaction des documents opératoires est réparti au sein du SCO entre les équipes en quart, les projets et l'ingénierie du service. Un gréement complémentaire des équipes est prévu pour lisser cette charge sur les mois à venir.

La stabilisation des données d'entrée utilisées pour la finalisation des documents opératoires reste le défi majeur auquel le SCO est confronté à l'approche du démarrage. Etant donné la quantité de documents opératoires à produire ou à mettre à jour pour l'exploitation de l'installation, le SCO a procédé à une priorisation des consignes requises au jalon du chargement du combustible dans la cuve

du réacteur. Les autres consignes seront validées au fur et à mesure de l'avancement des étapes de démarrage du réacteur. A titre d'exemple, les consignes F (qui définissent la configuration requise de chaque système élémentaire de l'installation en fonction de l'état du réacteur) ne seront pas encore toutes validées au jalon du chargement.

Parmi les documents requis pour le démarrage du réacteur, l'ensemble des gammes de PAS (point d'arrêt statique) ne sont pas encore rédigées et plusieurs gammes PAS rédigées doivent être mises à jour pour prendre en compte les évolutions opérées entretemps dans des règles générales d'exploitation (RGE).

**Demande II.1 : Elaborer, mettre à jour et valider l'ensemble des documents opératoires requis pour le démarrage du réacteur avant le chargement du combustible dans la cuve. Informer l'ASN des actions menées sur les documents susmentionnés.**

**Demande II.2 : Sécuriser la tâche de production et de validation de la documentation opératoire d'exploitation de l'installation dans le planning du projet de démarrage du réacteur et provisionner les ressources nécessaires.**

Par ailleurs, les inspecteurs notent la quantité importante des modes opératoires de conduite (MOP) et des fiches d'alarme (FA) informatisés invalides (300 MOP et 150 FA environ), remplacés par des gammes en format papier en salle de commande en attendant leur mise à jour dans la future version du logiciel « CONDUITE » utilisé au moyen de conduite principal (MCP) en salle de commande. Lors des prochains essais d'ensemble, la quantité des MOP et FA présentant des erreurs risque d'augmenter considérablement. Il est nécessaire que ce volume documentaire reste gérable par l'équipe de conduite et ne génère pas un surcroît excessif d'activité, propice à l'erreur humaine. En phase de construction, c'est le concepteur de l'IHM qui a en charge la mise à jour du logiciel « CONDUITE ». En prévision de la phase de démarrage, le SCO entame une réflexion commune avec le concepteur pour pouvoir injecter d'une manière réactive la correction des MOP et des FA jugés indispensables à la bonne conduite de l'installation dans ce logiciel.

**Demande II.3 : Définir l'organisation permettant d'assurer la correction des MOP et des FA indispensables à la bonne conduite de l'installation en phase de démarrage. Mettre à jour les MOP et les FA concernées.**

A chaque réception d'un nouveau jeu documentaire de consignes opératoires de CIA ou de fiches d'AG, l'exploitant programme une campagne de vérification par simulation en local dans le but de s'assurer que les évolutions opérées dans les consignes restent compatibles avec l'état de l'installation et l'organisation définie sur le site. La faisabilité du geste technique, l'accessibilité aux locaux et le besoin d'EPI et d'outillage sont ainsi validés. La charge de travail qui résulte de cette activité adossée en grande partie aux équipes de quart est importante.

L'exploitant recevra en octobre 2023 une nouvelle version des RGE6 (CIA) et RGE7 (AG) prescrite par les services d'ingénierie d'EDF. L'activité de vérification de cette nouvelle version doit être pilotée en lien avec le calendrier de démarrage afin d'accorder le temps nécessaire aux équipes de quart pour la réaliser dans de bonnes conditions.

**Demande II.4 : Prévoir les ressources adéquates pour vérifier la bonne applicabilité des consignes CIA et des fiches AG.**

Le référentiel d'exploitation évolue au moment du chargement du combustible dans la cuve du réacteur. Les équipes de conduite doivent s'approprier le nouveau référentiel de sûreté dans un contexte de forte sollicitation en lien avec l'achèvement de l'installation et la production documentaire. Il convient de prévoir le temps nécessaire à l'entraînement de ces équipes lors de l'application anticipée des RGE à la suite du franchissement du jalon dit « RGE à blanc ».

**Demande II.5 : Sécuriser le jalon « RGE à blanc » dans le planning du projet de démarrage du réacteur.**

### **Posture managériale sur le terrain**

Les inspecteurs ont participé à une visite managériale de terrain organisée au sein du service SST. Cette visite portait sur une activité d'échantillonnage d'eau de conservation du réservoir ASG du train 2 (réservoir 3 ASG 2110 BA). Les inspecteurs ont apprécié la qualité du débriefing réalisé en fin de session par le manager à destination de l'agent observé. Ils ont cependant constaté que le manager s'est totalement focalisé sur l'observation des gestes techniques de l'agent de son service et n'a pas été attentif aux pratiques d'autres intervenants situés dans le même local (absence de port de protections auditives pourtant obligatoires, utilisation de tuyauteries de faible diamètre comme marchepied, etc.).

**Demande II.6 : Rappeler aux managers que, lors de leurs déplacements sur le terrain, ils sont les garants du respect des règles de sécurité et de sûreté.**

### **Amélioration de la perception de la sûreté par les cadres non managers**

Les inspecteurs ont pris connaissance de la campagne relative à la perception de la sûreté réalisée en 2021 auprès des agents du CNPE. Les réponses au questionnaire mettent en évidence un positionnement plus critique des cadres non managers quant aux pratiques du CNPE en matière de sûreté. Il a été indiqué aux inspecteurs que ce « décrochage » pourrait être lié au fait que cette population spécifique n'était pas ciblée jusqu'à présent lors des actions d'animation de la culture de sûreté. Le CNPE a en conséquence prévu une animation propre aux cadres non managers pour les raccrocher aux politiques du site.

**Demande II.7 : Transmettre le plan d'action associé à l'animation « sûreté » prévue auprès des cadres non managers.**

### **Qualité des actions correctives suite à événement**

Les inspecteurs ont examiné les arbitrages pris par la direction du site suite à des événements dans lesquels la position retenue était différente de celle proposée par la filière indépendante de sûreté. Cet examen n'a pas donné lieu à remise en question par les inspecteurs d'un arbitrage de la direction.

A cette occasion, les inspecteurs ont examiné le dossier relatif à l'introduction sur Flamanville 3 d'un gammagraphe non prévu pour être utilisé sur ce site. Ce gammagraphe venait de la centrale voisine de Flamanville 1-2, ce qui expliquait qu'aucune demande de réception avant transfert n'ait été réalisée. Sur cet événement, l'absence de saisie du mouvement dans l'application MANON pour Flamanville 3 n'a apparemment donné lieu à aucune action corrective alors qu'il s'agit clairement d'une ligne de défense dégradée.

**Demande II.8 : Veiller à ce que les actions correctives définies suite à événement permettent de répondre efficacement aux défaillances observées lors de l'événement.**

De même, les inspecteurs ont examiné la façon dont le retour d'expérience d'un événement survenu sur le CNPE du Tricastin (fuite d'une vanne sur le circuit SEH liée à la présence d'un corps étranger sur le siège de la vanne) avait été pris en compte. Le métier robinetterie a éliminé un peu trop rapidement l'intérêt de ce retour d'expérience en indiquant que Flamanville 3 n'utilisait pas la même technologie de vanne. Suite à la remarque des inspecteurs, la fiche d'analyse du REX va être rouverte pour faire une analyse complémentaire portant sur la configuration des installations pouvant conduire aux mêmes difficultés (présence d'un corps étranger sur le siège de vanne), indépendamment de la technologie mise en œuvre.

**Demande II.9 : Veiller à ne pas éliminer trop rapidement l'intérêt d'un REX externe en se fondant sur des considérations uniquement technologiques.**

#### **Transmission d'analyse simplifiée d'événement**

Les inspecteurs ont participé à une réunion de revue des constats pendant laquelle a été présenté un presque événement électrique lié au mauvais repositionnement d'un sectionneur de mise à la terre sur l'alimentation d'un moteur électrique à l'issue d'une intervention de vérification d'isolement (le sectionneur était en position « ouvert » alors qu'il était attendu en position « condamné fermé »). Cet événement a ensuite fait l'objet d'échanges entre les inspecteurs et les métiers concernés. Il a été indiqué aux inspecteurs qu'une analyse simplifiée d'événement serait réalisée.

**Demande II.10 : Transmettre l'analyse simplifiée d'événement établie à l'issue de l'analyse de ce presque événement.**

#### **Déploiement sur site d'équipements de contrôle commande au titre de la formation**

Les inspecteurs ont pris note du fait que le site envisageait de rapatrier sur site une division Teleperm XS afin de faciliter les formations et les entraînements des personnes ayant à intervenir sur ce matériel spécifique.

**Demande II.11 : Fournir les détails (délais, localisation retenue pour cette division, etc.) de cette opération et plus généralement, des éventuels rapatriements d'autres équipements de contrôle-commande à vocation pédagogique ou d'entraînement.**

#### **Etat de la station de repli du réacteur**

Les inspecteurs ont examiné les moyens de contrôle et d'exploitation de l'installation. Les locaux de la salle de commande principale et les postes informatiques qui y sont disposés étaient dans un état

satisfaisant. En cas d'événement rendant indisponibles ces locaux (en cas de départ de feu par exemple), l'équipe de conduite dispose d'une station de repli, séparée géographiquement, lui permettant d'arrêter le réacteur en toute sécurité. Ces locaux et les moyens de conduite à disposition n'étaient pas dans un état d'achèvement correspondant au niveau des exigences attendues. En effet, les inspecteurs ont relevé des matériels manquants, notamment un poste informatique de conduite hors service et une platine de sonorisation-CNA dégradée.

Ils ont par ailleurs constaté que le poste opérateur du local technique de crise présentait également des écrans dégradés.

**Demande II.12 : Assurer la disponibilité des moyens nécessaires à la conduite de l'installation dans les conditions spécifiées par le rapport de sûreté.**

Les inspecteurs ont recherché si les conditions d'ambiance de la station de repli étaient satisfaisantes compte tenu de la présence d'armoires de contrôle commande, de l'absence de faux-plafonds et de l'état d'avancement du système de ventilation en divisions 2 et 3. Le niveau d'éclairage était assez faible. Les températures enregistrées montraient des variations importantes dans le réseau de ventilation, apparemment corrélées à l'ouverture et la fermeture des portes des locaux desservis. Les inspecteurs considèrent que l'ambiance de la station de repli doit être vérifiée, par des mesures locales, vis-à-vis des exigences en matière de confort thermique, sonore et d'éclairage pour les opérateurs amenés à y travailler (cf. articles R. 4222-1 à R. 4222-15 du code du travail, et le chapitre 9.4.8 du rapport de sûreté pour les limites tolérables).

**Demande II.13 : Vérifier les conditions d'ambiance du local de la station de repli dans des conditions représentatives de fonctionnement (local fermé et ventilation en fonctionnement sur les divisions 2 et 3).**

**Conduite de l'installation en situation perturbée**

Les inspecteurs ont mis une équipe de quart en situation de gestion de plusieurs aléas matériels sur le simulateur de conduite du réacteur. Les inspecteurs ont apprécié la qualité des analyses de l'équipe compte tenu de certains biais de représentativité inhérents à l'exercice.

Certaines difficultés survenues à l'occasion de cette mise en situation ont cependant soulevé des interrogations quant à la suffisance des moyens engagés pour la préparation des équipes, notamment les limitations actuelles du simulateur au regard de l'application des STE.

Sur la perte d'un groupe froid DEL refroidissant plusieurs locaux et équipements de la division 2, le simulateur a généré dans un premier temps l'alarme 3DEL2101KA. Cette alarme était de gravité 2 selon le contrôle-commande du simulateur mais avait une fiche associée de gravité 3 dans la documentation d'exploitation.

L'application de la conduite à tenir prescrite par les STE concernant l'événement DEL2bis renvoie vers d'autres conduites d'événements STE. Ces enchaînements complexes ont significativement sollicité l'équipe pour l'analyse des règles alors qu'elle devait en parallèle traiter et anticiper les conséquences de l'aléa et notamment l'échauffement de certains locaux. En effet, le simulateur a généré dans un

deuxième temps l'alarme 3DVL6156KA dont la fiche demandait l'application d'une conduite prescrite par les STE, amenant l'équipe à des analyses pour finalement conclure que la fiche d'alarme était erronée et que celle-ci devrait être corrigée.

A posteriori, les inspecteurs s'interrogent également sur l'identification par l'équipe de l'événement des STE RIS2 (et de la conduite à tenir associée) qui n'a pas fait l'objet d'une inscription au tableau ou d'un échange au débriefing de l'aléa alors que l'événement RRI1 prescrivait « *Dans la division du train RRI affecté, considérer les trains RIS BP et MP associés indisponibles, et appliquer uniquement l'événement RIS correspondant* ».

Concernant la perte d'armoires de contrôle-commande, les inspecteurs ont noté que les analyses des événements KCO complexes avaient été facilitées par la note associée alors que l'analyse des événements RPR n'a pas fait consensus au sein de l'équipe de conduite. Pourtant, l'analyse des événements RPR était facilitée par le synoptique dédié. Il s'agissait de considérer le cumul de la perte d'une armoire APU 1, d'une armoire MSI-AU 1 et d'un capteur acquis par l'armoire APU 4 d'une même division. Ce cumul est prévu par l'événement des STE référencé « RPR6 » spécifiant comme conduite à tenir : « *Considérer la perte cumulée de l'unité indisponible (APU ou MSI MU) et des unités (APU ou MSI-MU) qui acquièrent le ou les capteurs indisponibles et appliquer uniquement l'évènement RPR correspondant s'il existe. Sinon, si l'indisponibilité du ou des capteurs ou unité(s) seul(s) génère(nt) l'un des évènements RPR, appliquer uniquement l'évènement RPR correspondant. Sinon, réparer sous 14 jours.* ». L'équipe aurait pu également s'orienter vers l'événement RPR19 associé à la perte d'une unité APU4. Sinon, l'événement RPR26, plus contraignant pour les situations de pertes cumulées de trois unités, aurait pu être appliqué.

Outre les éventuels indéterminismes de la liste des événements RPR, les inspecteurs considèrent que les combinaisons des pertes d'armoires (plus de 20 sur chacune des 4 divisions) et des capteurs (réparties sur 8 types, mais pouvant être acquis par plusieurs armoires) sont trop nombreuses pour être vérifiées sur simulateur (d'autant plus que celui-ci ne permet pas de générer des pertes de capteur et les alarmes associées).

**Demande II.14 : Identifier les incohérences entre les fiches alarmes et le MCP du simulateur. Corriger celles qui impactent la sûreté dans la conduite à tenir, en particulier ce qui concerne les niveaux de gravité des alarmes et les demandes d'appliquer les STE dans ces fiches d'alarmes.**

**Demande II.15 : Identifier l'ensemble des conduites à tenir des STE renvoyant vers d'autres conduites d'événement et vérifier pour chaque situation que l'enchaînement des renvois est clairement déterminé. Corriger les ambiguïtés le cas échéant.**

**Demande II.16 : Identifier les conduites à tenir des STE qui ne peuvent pas faire l'objet de mises en situation réalistes au simulateur, pour des raisons techniques ou à cause de la complexité des conduites par exemple. Définir des moyens suffisants pour pallier le manque de préparation des équipes de conduite pour ces situations.**

### **Fiches de manœuvres locales en cas d'accident**

Les inspecteurs ont examiné sur le terrain la qualité des fiches de manœuvre en local appelées par les consignes de CIA et les fiches d'AG. Pour cet examen, ils ont sélectionné certaines fiches de manœuvre et ont demandé à des agents de terrain de simuler la réalisation des actions prescrites dans

l'installation. Les inspecteurs ont relevé que la bonne connaissance des locaux est un point fort des agents. Toutefois les fiches examinées appellent les remarques suivantes :

- La fiche référencée RFL0307 relative au contrôle de bon fonctionnement de la pompe intermédiaire 3EVU1430PO indique « Contrôler la pression sur le capteur EVU 1451 MPL » sans préciser la valeur attendue. Par ailleurs les inspecteurs ont observé que le dispositif TMI de 3EVU1520VN était dégradé.
- La fiche référencée RFL0406 relative au lignage des pompes d'aspiration JAC sur la bache 3JAC1120BA prescrit un ordre d'enchaînement des actions conduisant à une circulation pénible dans l'ouvrage, qui mériterait d'être optimisée par train. En effet, contrairement aux indications des plans de sectorisation, il n'y a pas de passage entre les locaux 3HCB0G03ZL et 3HCB0G04ZL.
- La fiche référencée RFL0213 relative au lignage de la pompe 3ASG7210 PO par JAC / JPI comportait des erreurs de locaux. Les inspecteurs ont examiné le processus de validation à blanc de cette fiche et ont observé qu'elle n'avait pas été réalisée complètement lors de sa dernière modification, car les services centraux qui ont mis à jour cette fiche n'ont pas considéré qu'elle devait être de nouveau validée sur le terrain, ce qui était une conclusion erronée.
- La fiche référencée RFAG0305LL relative à l'appoint mobile en eau aux ballons de pressurisation des garnitures mécaniques de la pompe EVU1110PO prescrit à l'agent de terrain de « demander au PCM1 l'ouverture des trémies nécessaires ». En effet, deux trappes doivent être manœuvrées pour y passer des flexibles et des câbles. Les inspecteurs se sont interrogés sur l'existence de moyens adaptés pour cette opération :
  - comment manœuvrer de telles trappes motorisées en cas de perte totale d'alimentation électrique (PTAE) ?
  - les câbles et flexibles d'eau auront-ils les longueurs nécessaires pour se connecter à l'installation ?
  - la fiche demande de « Connecter l'extrémité du flexible EVU1940FL à une source d'eau déminéralisée » ; ce flexible étant connecté à la pompe mobile 3EVU1940PO située en 3HLF1001ZL. Or il n'y a pas de source d'eau utilisable dans ce local. L'agent de terrain a donc cherché un raccord d'eau déminéralisée SED situé à 50 mètres de la pompe dans le local 3HLG1001ZL, en passant par la porte 3HLG1017DO. Toutefois la « source d'eau déminéralisée » peut-elle être un piquage du réseau SED alors que la mise en œuvre de cette fiche est justement prévue pour pallier une défaillance du circuit SED ? Est-il acceptable de bloquer ouverte une porte inter-division à 0 m pour laisser passer un flexible en situation d'accident grave ?

La fiche comporte par ailleurs des imprécisions à certaines étapes :

- Contrairement à son objectif, cette fiche concerne des ballons servant les pompes 3EVU1110PO et 3EVU4110PO, et aussi les pompes des circuits intermédiaires 3EVU1430PO et 3EVU4430PO ;
- L'organe de séparation appelé « bouton du coffret EVU1900CR permettant d'alimenter EVU1910CR » n'est pas clairement référencé, ce qui pose problème sur le terrain : il n'y avait pas de bouton en façade mais il y avait un disjoncteur à l'intérieur ; d'autre part la fiche RFAG3401LL ne demande pas cette action dans une situation similaire ;
- L'utilité des débroschages-embrochages du départ de EVU1900CR pour connecter EVU1940PO sur EVU1911CR ne semble pas évidente, puisque la fiche RFAG 0307LL ne le demande pas dans une situation similaire ;

- La référence au local HLA1026ZL est erronée, le local concerné étant HLA1826ZL, ainsi que celle indiquant la vanne EVU1531VA (qui concerne en réalité EVU1531VN) ;
- L'instruction « Ouvrir la vanne de dépressurisation du flexible au refoulement de EVU1940PO » est répétée plusieurs fois ;
- Les inspecteurs se sont interrogés sur la nécessité de vérifier l'ouverture de la vanne de dépressurisation du flexible au refoulement d'EVU1940PO avant l'ouverture de la vanne d'appoint 3EVUi185VA (ballon 3EVUi190BA sous pression) ;
- La « manchette EVU1186RY en aval du clapet EVU1186VD » n'a pas été repérée dans l'installation, il s'agit probablement d'un moyen mobile qui devrait être identifié comme tel. De manière générale, des schémas seraient utiles car la connexion des flexibles EVUi186FL semble incomplète.
- La fiche référencée RFAG0307LL relative à l'injection de soude par une pompe mobile comporte elle aussi des problématiques de trappes de trémie pour passer les différents matériels. Les locaux ne sont pas bien indiqués. Ils ne permettent pas de trouver « la bride EVU1987TY (en amont de la vanne EVU1987VP, local HLF0110ZL) » sur laquelle il est prescrit de connecter la manchette EVU1875RY.
- La fiche référencée RFAG3401LL relative à la réinjection des effluents des puisards EVU dans le HR comporte elle aussi des problématiques de trappes et de moyen de manutention : en effet, il s'agit d'acheminer la pompe mobile EVU1910PO à travers plusieurs niveaux de l'installation. Or la fiche ne précise pas la nécessité de se coordonner avec PCM1 mais indique simplement qu'il est de la responsabilité de l'agent de terrain de le faire. Les deux brides de l'installation auxquelles il faut se connecter ne sont pas identifiées sur place et il n'est pas possible de les repérer telles que libellées dans la fiche. Il conviendrait de préciser que cette opération nécessite des précautions de radioprotection particulières en situation d'accident grave, la fiche RFAG0307LL indiquant que la dosimétrie ambiante prévisionnelle est de 70 mSv/h. Par ailleurs, dans le cadre de la connexion d'une bride, les problématiques d'étanchéité (serrage, joints, etc.) doivent être précisées dans des documents dédiés, idéalement portés par l'équipier d'astreinte du métier. Enfin il est fait référence à KRG9566CQ alors qu'il s'agit de KRG9565CQ.
- La fiche référencée RFAG0303LL relative au lignage de la pompe EVU1850PO nécessite des actions dans le local 3HLG0509ZL. Pour l'atteindre, l'agent a naturellement emprunté l'escalier HLG0i04ZL ce qui l'a conduit à traverser des zones qui auraient probablement été inaccessibles en situation d'accident grave pour des raisons de radioprotection. La fiche doit préciser le cheminement adapté.

Les inspecteurs ont bien noté que les fiches RFAG mentionnées ci-dessus n'ont pas été validées à blanc dans leur totalité, du fait de contraintes sur les matériels mobiles qu'elles appellent. Certaines observations des inspecteurs auraient cependant déjà dû être identifiées par l'exploitant.

**Demande II.17 : Prendre en compte les différentes observations sur les fiches examinées et apporter les corrections nécessaires à votre processus de validation à blanc de telle sorte que le caractère réalisable dans les conditions d'exécution des fiches locales (PTAE et/ou accident grave (AG)) soit garanti :**

- par l'anticipation des cheminements du matériel à travers les trémies et les portes,
- par la vérification des circulations sûres des personnes dans l'installation, avec la maîtrise des enjeux de sécurité et de radioprotection importants (manque d'éclairage, locaux à l'ambiance dosimétrique très dégradée, etc.),

- par la vérification de l'ergonomie des fiches reposant notamment sur une cohérence avec le repérage en local tel que construit.

**Demande II.18 : Analyser les failles dans le processus de validation à blanc des fiches de manœuvres en cas d'accident qui ont conduit à ne pas identifier les anomalies relevées par les inspecteurs sur le terrain. Rectifier votre processus en conséquence.**

### Essais périodiques

Les inspecteurs ont examiné l'organisation des essais périodiques (EP) et le respect du chapitre IX des règles générales d'exploitation. Ils ont vérifié par sondage la qualité des outils de pilotage et la conformité des documents produits notamment vis-à-vis de l'état de l'installation telle que construite. Ils n'ont pas relevé d'écart mais ont noté cependant les remarques suivantes :

- Le système EVU principal est considéré comme transféré pour une exploitation provisoire à l'exploitant. Ce transfert implique une charge supplémentaire de conduite et de surveillance pour l'exploitant, notamment vis-à-vis de la réalisation de certains EP. En ce qui concerne les essais permettant de vérifier les caractéristiques (débit - hauteur manométrique) des pompes 3EVU1110PO, les résultats des essais de démarrage EVU 033 réalisés en 2018 sont réputés satisfaisants, et n'ont a priori pas fait l'objet d'autres essais depuis. Cependant, l'exploitant n'est pas en mesure de déclarer satisfaisant l'EP EVU 1132 relatif au contrôle des mêmes critères car il considère que les critères attendus ne peuvent pas être atteints (résultats de l'EP du 25/02/2023). Toutefois, l'EP équivalent de l'autre train est satisfaisant. Les inspecteurs ont examiné le point de fonctionnement du dernier démarrage de la pompe 3EVU1110PO afin de le comparer aux critères de la gamme d'EP et ils ont en effet observé qu'avec un débit de 476 m<sup>3</sup>/h, la hauteur manométrique de refoulement des pompes était inférieure de plus de 10% à la valeur attendue pour la validation de l'EP.
- L'EP de mesure de temps de chute de grappes est porté par deux gammes d'après la configuration de l'EAM: l'EP RGL 0001 et l'EP RGL 0150. Ce dernier est associé à un PMRQ qui n'aurait pas dû être actif a priori.
- Pour l'EP EVU 4110, la gamme indique de fermer la vanne 3EVU4440VN mais cette dernière n'a pas été trouvée en local.

**Demande II.19 : Expliquer les raisons pour lesquelles l'EP EVU 1132 s'est révélé non satisfaisant alors que les résultats d'essais de démarrage EVU 033 étaient conformes.**

**Demande II.20 : Vérifier la cohérence de l'EAM avec vos outils de pilotage concernant les gammes des essais périodiques à réaliser et maintenir cette cohérence périodiquement.**

**Demande II.21 : Corriger, le cas échéant, le local de la vanne 3EVU4440VN spécifiée dans la gamme d'EP EVU 4110.**

### Organisation de l'équipe de quart

Contrairement au reste du parc nucléaire EDF en France où l'équipe de conduite opérant en salle de commande est constituée systématiquement d'un pilote de tranche et de deux opérateurs, l'équipe de

conduite de l'EPR FLA3 est composée en situation normale d'un opérateur action (OPA) et d'un opérateur supervision (OPS). En cas d'accident, cette équipe est renforcée par le chef d'exploitation délégué (CED) qui assure la fonction de superviseur CIA, permettant ainsi aux deux opérateurs de réaliser les actions nécessaires à la gestion de la situation.

Le REX de conduite des EPR en exploitation à l'international montre qu'en cas de situation perturbée ou pendant les phases de démarrage ou de mise à l'arrêt du réacteur, la charge de travail et le cadencement des actions sont difficilement assurés par un seul OPA. Quant à la supervision des activités de conduite, le REX du parc nucléaire EDF en France montre l'importance de protéger cette activité assurée par le pilote de tranche et ne pas l'altérer avec des actions de conduite. A la lumière des difficultés rencontrées lors des essais de démarrage et du REX international, l'exploitant a entamé une réflexion sur la pertinence de l'organisation actuelle pour conduire l'installation dans de bonnes conditions.

**Demande II.22 : Prendre en compte le REX international de l'exploitation des EPR pour évaluer le besoin d'évolution de l'organisation actuelle de l'équipe de conduite afin d'assurer le pilotage de l'installation en situation de surcharge de travail des opérateurs. Le cas échéant, adapter cette organisation pour satisfaire la mission de conduite.**

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que la répartition des rôles du CED et de l'OPS dans l'étude et la résolution des problèmes (ERP) en cas de cumul d'aléas en situation perturbée n'est pas connue et partagée dans les équipes de conduite et au sein du SCO.

**Demande II.23 : Clarifier le rôle du CED et de l'OPS vis-à-vis de l'ERP en situation de conduite perturbée.**

### **Formation des agents de conduite**

Lors de l'observation d'une mise en situation d'une équipe de conduite sur le simulateur pleine échelle de la salle de commande du réacteur, les inspecteurs ont constaté que les pratiques de fiabilisation des interventions (PFI) sont appliquées d'une manière disparate par les opérateurs. Si le *pre-job briefing*, l'autocontrôle et le contrôle croisé ont été appliqués sans écart par l'équipe, la communication sécurisée a été remplacée par la communication opérationnelle dans les échanges internes à l'équipe y compris lors des orientations entre les séquences de la CIA.

D'une manière globale, les inspecteurs ont constaté que le portage des exigences des fondamentaux de la conduite par les chefs d'exploitation (CE) lors des mises en situation sur simulateur mérite d'être renforcé.

**Demande II.24 : Sensibiliser les équipes de conduite aux PFI à travers les formations et les entraînements dédiés.**

Le scénario de mise en situation sur simulateur prévoyait que l'agent de terrain mobilisé pour réaliser les premières manœuvres locales dans le cadre de la gestion de l'accident soit blessé en accédant en

zone contrôlée. Si le lancement du DOIS par le CE n'appelle pas de remarque de la part des inspecteurs, la communication avec l'agent blessé s'est avérée largement perfectible. L'agent de terrain n'a en effet pas été informé de la situation du réacteur pour laquelle il était sollicité. Par ailleurs, les opérateurs ont pris plus de trente minutes avant de reprendre contact avec lui et de décider de confier les manœuvres locales à un autre agent de terrain, alors qu'ils savaient qu'il était blessé.

Les agents de terrain font partie de l'équipe de conduite et doivent bénéficier d'un partage minimum d'information dans le respect du principe de la « juste interférence en CIA » leur permettant de réaliser efficacement les manœuvres locales. Leur action sur le terrain doit être bien suivie.

**Demande II.25 : Rappeler aux opérateurs la nécessité de partager les informations pertinentes sur l'état des installations avec les agents de terrain, de suivre leurs actions et d'impliquer d'avantage ces agents dans les exercices et les entraînements sur simulateur.**

Les inspecteurs ont constaté que le stage de formation à la manœuvre des robinets suivi par les agents de terrain dans leur parcours initial de formation est réalisé au centre de formation de Bugey. Etant donné la spécificité des robinets de l'EPR et la multitude de leur technologie, les inspecteurs doutent de l'efficacité de ce stage, même si vos représentants ont indiqué que le centre de formation du Bugey avait acquis un certain nombre de robinets spécifiques à ce réacteur. Néanmoins, le stage de recyclage des agents de terrain qui intervient trois ans après leur habilitation est réalisé au centre de formation de Flamanville, doté d'un échantillon représentatif de robinets propres à l'EPR.

**Demande II.26 : Justifier la correspondance du stage de formation initiale à la robinetterie suivi par les agents de terrain au centre de formation de Bugey avec le cahier des charges du stage du parcours d'habilitation de ces agents.**

Le service commun de formation de Flamanville assure la maîtrise d'œuvre de l'offre de formation destinée au SCO. A l'issue de chaque stage assuré par les formateurs, ces derniers renseignent le REX de la formation qui doit être utilisé pour réaliser le bilan annuel de formation à destination du SCO.

Ce bilan est utilisé pour dégager des axes de progrès à destination de chaque métier de conduite. Le SCO ne bénéficie pas actuellement de ce renvoi d'image des formations assurées par le service commun de formation.

**Demande II.27 : Réaliser un bilan annuel fondé sur le REX des formations suivies par les équipes de conduite.**

**Habilitations, compétences et gestion prévisionnelle des emplois et compétences (GPEC) dans le domaine de la maintenance**

Les inspecteurs ont effectué un contrôle de la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) au sein du service en charge de la maintenance concernant notamment les formations mises en place au plan national (formations institutionnelles) ou local (formations spécifiques aux matériels de l'EPR par exemple) ainsi que le compagnonnage.

Ce contrôle, effectué par sondage, a permis de mettre en évidence plusieurs bonnes pratiques :

- une GPEC adaptée qui identifie les éventuelles difficultés à venir (2025) et qui permet de s'interroger sur les recrutements nécessaires,
- un vivier de recrutement diversifié en l'absence de pépinière (prestataires, alternants, des personnels EDF provenant d'autres services...)
- l'existence d'échanges constructifs entre le site et le service de professionnalisation pour la performance industrielle (UFPI - Structure EDF en charge de la formation au plan national) afin de programmer les formations métiers (appelées « académies ») au plus près des besoins,
- la mise en place d'immersions d'agents du CNPE chez les fabricants de matériels spécifiques à l'EPR et d'immersion dans les ateliers d'agents recrutés en externe,
- l'existence de nombreux documents décrivant les fondamentaux métiers,
- l'appropriation du matériel par les agents du CNPE afin d'internaliser certaines interventions techniques et de développer des compétences rares concernant en particulier du matériel de l'îlot nucléaire,
- un compagnonnage important et structuré comportant en particulier des lettres de mission pour les compagnons et des observations en situation de travail.

L'analyse de ces démarches a cependant révélé que la robustesse de certaines devait ou pouvait être améliorée.

Ainsi, concernant le compagnonnage, le fort recrutement qui s'effectue annuellement au sein du service en charge de la maintenance est sans conteste un atout mais celui-ci doit être accompagné pour permettre aux compagnons de passer du temps sur le terrain avec les agents qu'ils supervisent. Les inspecteurs ont constaté des difficultés à mettre en œuvre un compagnonnage de terrain adapté compte tenu du faible nombre de tuteurs disponibles du fait des préparatifs de mise en service et des très nombreux essais à réaliser.

Concernant la documentation relative aux fondamentaux métiers, celle-ci, bien structurée, n'est pas encore mise à disposition des prestataires qui interviendront sur les matériels. Toutefois, plusieurs agents EDF rencontrés lors de cette inspection ne semblaient pas connaître ces fondamentaux. Les inspecteurs ont également noté que les fiches consultées ne comportaient pas d'éléments concernant le retour d'expérience du site ou plus largement d'EDF sur les activités qui y étaient décrites.

Enfin, si la montée en compétence des agents EDF est assurée pour les matériels transférés grâce notamment au compagnonnage et à des mises en situation, il n'est pas de même pour le matériel non transféré (circuit primaire et circuits secondaires principaux notamment).

**Demande II.28 : Analyser les constats susmentionnés (inadéquation des moyens humains avec le compagnonnage sur le terrain, le nécessaire partage des fondamentaux « métier » et la montée en compétence sur le matériel non transféré), et présenter les actions que vous pouvez déployer pour faciliter la phase de démarrage et d'exploitation à terme de vos installations.**

## **Surveillance des entreprises et risques associés aux articles contrefaits, frauduleux et suspects (CFSI)**

Le site a défini les modalités applicables pour la surveillance des prestataires intervenant sur le CNPE de Flamanville 3 pour le compte du service maintenance dans la note de management référencée D455122001552. Les exigences nationales issues de la directive interne d'EDF n° 116 (DI 116) relative à la surveillance des prestataires sont également appliquées.

Les inspecteurs ont examiné le programme de surveillance établi pour l'entreprise en charge du suivi du matériel équipant le circuit secondaire en phase de conservation. Concernant le risque de CFSI (articles contrefaits, frauduleux et suspects), les inspecteurs ont bien noté que seule une sensibilisation de l'ensemble des acteurs de la maintenance avait été faite mais que les fiches de surveillance consultées n'abordaient pas ce point.

Au regard des retours d'expérience récents sur le sujet, cette sensibilisation est apparue insuffisante.

Les inspecteurs ont cependant bien noté que cette appréciation pour le service en charge de la maintenance des installations (service SMT) pouvait être contredite par les contrôles effectués sur le sujet par d'autres services du CNPE (filiale indépendante de sûreté par exemple). Un partage des pratiques semble donc indispensable pour renforcer et homogénéiser la démarche au sein du CNPE et du service SMT en particulier.

Les habilitations et compétences des agents de la société EDF en charge de la surveillance des prestataires (chargés de surveillance et d'intervention et surveillants de terrain) ont également été examinées et les contrôles effectués n'ont pas soulevé de remarque de la part des inspecteurs. En particulier, vous avez confirmé la pérennisation pour l'exploitation des guides de surveillance que vous avez établis lors de la construction des installations.

**Demande II.29 : Renforcer l'action de surveillance des CFSI au sein du service SMT en vous appuyant notamment sur les actions pouvant déjà être déployées au sein d'autres services du CNPE.**

## **Gestion des écarts et des demandes de travaux associées**

Concernant le traitement des écarts, la société EDF a notamment décliné les exigences réglementaires dans le référentiel managérial « écarts » référencé D455019001604 qui vise à « *définir les méthodes internes permettant d'assurer, suivant une approche proportionnée aux enjeux, la gestion des anomalies susceptibles de constituer des écarts* ». Toute anomalie matérielle constatée sur un EIP (élément important pour la protection des intérêts) doit ainsi faire l'objet de l'ouverture d'une demande de travaux (DT) et d'un plan d'action constat (PA-CSTA) si cette anomalie est susceptible de remettre en cause le respect d'une exigence définie associée à l'EIP.

Le guide de création de DT (demande de travaux) sur l'EPR – ONEFLA3 référencé D455120006296 décline les exigences réglementaires et fixe notamment le cadre des éléments à préciser en fonction de

l'écart détecté et de la demande de travaux associée. Enfin les DT sont priorisées afin d'adapter la durée de l'écart aux enjeux de sûreté, de radioprotection ou de protection de l'environnement.

Les inspecteurs ont consulté, par sondage, plusieurs DT afin de vérifier leur complétude et/ou les délais mis pour corriger les écarts détectés. Il s'avère que sur six DT analysées, la moitié ne comportait pas les informations demandées par la note supra.

Parallèlement, les inspecteurs ont également vérifié les dates de réalisation des travaux permettant de résorber l'écart identifié par certaines DT au regard de la priorisation qui leur était affectée. Si aucune priorité « 1 » n'est apparue non traitée, plusieurs priorités « 2 » (à solder sous une semaine) ont été identifiées largement en dépassement (certaines datant des mois de janvier et mars 2023). Les inspecteurs ont cependant tenu à souligner la maîtrise du nombre cumulé de DT puisque il en est traité, en 2023, autant qu'il en est créé.

Au vu des éléments précités, les inspecteurs considèrent que la gestion des DT peut progresser.

**Demande II.30 : Mettre en œuvre l'organisation et les moyens nécessaires afin de définir un niveau de priorité adapté aux enjeux de chaque DT, en redéfinissant si nécessaire la priorité initialement attribuée après une analyse d'impact, et les traiter dans les délais définis par votre référentiel interne.**

**Demande II.31 : S'assurer que les DT sont renseignées conformément à vos exigences et notamment au guide référencé D455120006296.**

Les inspecteurs ont consulté le constat caméléon C0000182834 relatif à des écarts dans les notes de calculs des fournisseurs de robinets FA3 dont l'origine est une prise en compte incomplète des exigences du code de construction RCC-M<sup>3</sup>. A la demande d'EDVANCE, les fournisseurs ont complété les notes de calcul des matériels concernés. Selon les robinets, la mise en conformité a été effectuée ou est reportée à une action de maintenance ultérieure qui devra être réalisée par le CNPE. Lors de l'inspection, le CNPE n'avait pas connaissance des actions de remise en conformité qu'il devrait mener.

**Demande II.32 : Transmettre la liste exhaustive des remises en conformité qui devront être réalisées par le CNPE ainsi que leur planification. Informer l'ASN du calendrier de remise en conformité des robinets concernés par le constat C0000182834.**

La méconnaissance de ce constat par les personnels du CNPE et ses conséquences sur les opérations de maintenance mettent en évidence une absence d'appropriation des constats déclarés par Edvance sur les installations dont le CNPE assurera l'exploitation.

**Demande II.33 : Prendre les mesures nécessaires afin d'assurer un niveau d'appropriation satisfaisant des constats relevant de la phase de construction du réacteur EPR du CNPE de Flamanville 3 dont les actions correctives devront être réalisées par le CNPE.**

---

<sup>3</sup> Le RCC-M est le code français qui définit les règles de conception et de construction des matériels mécaniques des îlots nucléaires des Réacteur à Eau Pressurisée. Il s'applique aux équipements des îlots nucléaires soumis à pression de classes de sûreté 1, 2 ou 3 et à certains composants non soumis à la pression tels que les internes de cuve, les supports de composants classés, les réservoirs de stockage et les pénétrations d'enceinte.

Les inspecteurs ont également consulté le constat C0000167365 relatif à des remontées de vapeur qui ont été constatées sur les siphons de sol des bâtiments électriques (HL) n° 1 et 4. Les actions correctives mises en œuvre consistent en l'ajout d'un diaphragme sur une tuyauterie du système de purges, évènements et exhaures nucléaires (RPE) afin de limiter le débit de vapeur remontant dans les locaux des bâtiments HL n°1 et 4. L'efficacité de cette action sera examinée lors des essais à chaud prévus à partir de septembre 2023. En cas d'insuffisance de cette action corrective, cela pourrait nécessiter de modifier les critères de maintien de la qualification opérationnelle des matériels présents dans les locaux ou de qualifier des matériels qui ne le sont pas aujourd'hui.

**Demande II.34 : Informer l'ASN de l'efficacité de l'ajout du diaphragme sur RPE et des conséquences sur le maintien de la qualification des matériels présents dans les locaux des bâtiments HL n°1 et 4 subissant ces remontées de vapeur.**

Les inspecteurs ont constaté que les actions correctives définies et mises en œuvre suite à l'analyse du constat C0000347942 relatif à la présence d'eau dans la double enveloppe de la traversée 3 EPP 6100 TW sont des actions menées à court terme afin d'apporter une solution ponctuelle au problème rencontré et ne comprennent pas de vérification visuelle périodique de la double enveloppe à plus longue échéance. Or, l'inspection visuelle de la tuyauterie présente dans la double enveloppe est prévue tous les 10 ans d'après le POES D455122021250 [indice 0] relatif aux tuyauteries du système d'injection de sécurité (RIS). Les inspecteurs considèrent qu'il serait alors assez simple d'assurer à cette occasion la vérification du bon état interne de la double enveloppe .

**Demande II.35 : Intégrer, si cela est possible, le contrôle visuel de la double enveloppe 3 EPP 6100 TW aux actions qui seront réalisées lors de l'examen visuel de la tuyauterie. Informer l'ASN du résultat de ce contrôle. Le cas échéant, celui-ci sera étendu aux autres traversées.**

Les inspecteurs ont également consulté le constat C0000281730 relatif à l'ouverture de la soupape 3 RCV 1236 VN lors d'un essai de qualification. Lors des échanges avec vos représentants, il est apparu que les éléments mentionnés dans le constat, qui n'avaient pas été actualisés, ne permettaient pas d'appréhender les événements survenus ni d'apprécier la pertinence des actions correctives réalisées ou prévues, ces actions pouvant inclure des modifications matérielles et logicielles aux enjeux de sûreté non négligeables.

**Demande II.36 : Mettre à jour le constat C0000281730 relatif à l'ouverture de la soupape 3 RCV 1236 VN lors d'un essai de qualification afin qu'il reflète les événements survenus et démontre la pertinence des actions correctives.**

**Demande II.37 : Veiller à ce que les éléments indiqués dans les constats soient mis à jour de manière régulière et permettent d'apprécier la situation dans son ensemble et de démontrer la pertinence des actions correctives définies et mises en œuvre.**

### **Marquage réglementaire des équipements sous pression**

L'article R557-9-8 du code de l'environnement précise « les dispositions à appliquer concernant le marquage mentionné à l'article L. 557-4 du même code tel que défini à l'article 30 du règlement (CE) n° 765/2008 du Parlement européen et du Conseil du 9 juillet 2008 fixant les prescriptions relatives à l'accréditation et à la

*surveillance du marché pour la commercialisation des produits et abrogeant le règlement (CEE) n° 339/93 du Conseil.*

*L'apposition du marquage est effectuée lorsque l'équipement sous pression ou l'ensemble est complet ou dans un état permettant de réaliser sa vérification finale, lorsqu'elle est prévue par l'annexe I de la directive 2014/68/UE du 15 mai 2014 susmentionnée. »*

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage les plaques d'identification d'équipements sous pression lors de la visite des installations de la salle des machines, le 24 mai 2023, afin de comparer les informations qui y étaient portées avec celles présentes dans les notices d'instruction des fabricants, au dernier indice.

Cette comparaison a permis d'identifier un écart récurrent concernant le volume des tubes des échangeurs du système du poste d'eau basse pression (ABP).

**Demande II.38 : Déterminer le volume réel des tubes des échangeurs du système ABP. Mettre en cohérence les documents et les plaques d'identification de ces équipements.**

#### **Liste des Equipements sous pression nucléaires (ESPN)**

Les inspecteurs ont consulté la note d'organisation « *Mise en œuvre de l'arrêté ministériel du 30 octobre 2015 modifié relatif aux équipements sous pression nucléaires hors CPP-CSP sur le CNPE de Flamanville 3* » réf. D455123009919 ind. 0 du 24 avril 2023. Celle-ci précise que, pour les accessoires de sécurité protégeant plusieurs équipements, un équipement directeur est défini et identifié dans la liste des ESPN. Les inspecteurs ont constaté que ces éléments sont absents de la liste des ESPN référencée D455123002558 [0] du 30 janvier 2023.

**Demande II.39 : Mettre à jour la liste des ESPN en respectant votre note d'organisation D455123009919 et la transmettre à l'ASN.**

#### **Requalification des ESPN**

Vos représentants ont indiqué que le contrôle de bon état d'un matériel, en sortie de sa phase de conservation, permettait de relaxer la périodicité réglementaire entre deux requalifications en la réinitialisant à ladite date de sortie de conservation.

La consultation du fichier de suivi des ESPN montre qu'une soupape, mise en service en 2009, n'a fait l'objet ni d'une requalification ni d'un contrôle de bon état de conservation dans l'intervalle maximal entre deux requalifications. Le tableau mentionne par ailleurs un contrôle de bon état de conservation en 2022 soit 13 ans après la première mise en service. Dans ces conditions, ces matériels auraient dû faire l'objet d'un geste réglementaire intermédiaire en 2019.

**Demande II.40 : Vérifier que l'ensemble des ESPN a fait l'objet d'une requalification ou d'un contrôle de bon état de conservation dans les délais fixés par la réglementation. Vous informerez l'ASN du résultat de vos investigations.**

#### **Retour d'expérience sur l'instrumentation nucléaire**

Dans ce cadre, les inspecteurs ont réalisé un examen de la collecte et de l'exploitation du retour d'expérience concernant l'instrumentation nucléaire spécifique à l'EPR (systèmes AMS et Collectrons). Ces matériels ne sont pas présents sur le parc nucléaire d'EDF actuellement en exploitation, cependant des systèmes similaires ont été en exploitation pendant plusieurs années en Allemagne (réacteurs

KONVOI) ainsi que sur les premiers réacteurs EPR en exploitation au niveau mondial. Les inspecteurs ont constaté qu'EDF avait des échanges réguliers avec les exploitants des premiers EPR en exploitation (ainsi que des agents détachés en Chine et en Finlande) et qu'une organisation est en place afin de tirer le retour d'expérience des réacteurs de type KONVOI exploités en Allemagne.

Bien que l'instrumentation nucléaire n'ait pas la même fonction sur tous les réacteurs (surveillance ou protection), il est intéressant de capitaliser le retour expérience acquis sur les réacteurs étrangers.

**Demande II.41 : Capitaliser l'expérience et la connaissance acquises sur l'instrumentation nucléaire, et tracer les motivations associées aux évolutions de pratiques sur l'EPR.**

Par ailleurs les inspecteurs ont constaté que des échanges réguliers ont été mis en place entre EDF et Framatome (fabricant de ces systèmes) et qu'un agent du service est actuellement affecté en permanence dans les équipes de Framatome afin de capitaliser de l'expérience. Les inspecteurs considèrent que ce point constitue une bonne pratique.

Cependant, lors des échanges avec des agents du service maintenance, il est apparu qu'aucune organisation n'avait été définie entre EDF et Framatome pour permettre l'échange d'informations lors des essais de mise en service du réacteur sur ces équipements. Les inspecteurs considèrent que la participation d'EDF à ces essais est pourtant indispensable, d'une part pour vérifier l'applicabilité des gammes de maintenance et de surveillance prévues pour l'exploitation et d'autre part pour capitaliser le retour d'expérience des essais physiques du cœur.

**Demande II.42 : Mettre en place une organisation avec Framatome afin de pouvoir suivre et participer aux essais physiques du cœur lors du démarrage du réacteur.**

**Suivi en service des vibrations de la ligne d'expansion du pressuriseur (LEP)**

Lors des phases d'essais du réacteur, des vibrations supérieures au niveau attendu ont été constatées sur la LEP. Afin de réduire ces vibrations, un amortisseur dynamique (TMD<sup>4</sup>) a été mis en place sur la ligne.

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont examiné la notice d'instruction de la ligne d'expansion du pressuriseur (référéncée PEER-F DC 30). Celle-ci précise qu'une surveillance en fonctionnement du niveau vibratoire de la ligne est mise en place et que des actions de surveillance et de maintenance complémentaires pourront être définies en fonction des mesures relevées. Les inspecteurs ont noté qu'il est prévu que le relevé de mesures soit accessible hors zone contrôlée lorsque le réacteur sera en puissance. Cependant, aucune procédure n'a aujourd'hui été mise en place afin d'assurer la surveillance du niveau vibratoire de la LEP (report d'alarme, rondes de contrôle régulières pour effectuer les relevés des mesures vibratoires...)

---

<sup>4</sup> Technologiquement, un « Tuned Mass Damper » est un absorbeur de vibrations fondé sur des ressorts à câbles.

**Demande II.43 : Rédiger une procédure afin de réaliser le suivi en service du niveau vibratoire de la LEP, en définissant notamment la méthode et les périodicités de contrôle.**

#### **Colliers de maintien au droit des soudures de piquage du CPP dites « set-in »**

Lors de la fabrication de certains tronçons du circuit primaire principale (CPP), Framatome a retenu une conception conduisant à un diamètre des soudures d'implantation de trois piquages significativement plus important que celui initialement prévu. La brèche induite par la rupture de ces soudures n'est pas étudiée dans la démonstration de sûreté du réacteur. Afin de limiter la taille de la brèche maximale pouvant être induite par une rupture de ces soudures et ainsi rendre compatible ces tailles de brèches avec les études de sûreté existantes, EDF a choisi de mettre en place des colliers de maintien au droit de ces soudures. Ces matériels sont donc des éléments importants pour la protection des intérêts (EIP) au sens de l'article 1.3 de l'arrêté [2].

Une inspection antérieure a été consacrée à l'installation de ces colliers de maintien. Elle a fait l'objet de la lettre de suite n° CODEP-CAE-2022-060005. Lors de cette inspection il avait été constaté qu'un faible espace était présent entre certaines pièces du collier de maintien ou leur environnement. A la suite de l'inspection, l'ASN a demandé à EDF de vérifier l'absence d'interférence, dans les conditions d'exploitation à chaud, entre les pièces constitutives des colliers de maintien ou avec leur environnement. Vous avez répondu à cette demande en justifiant par calcul l'absence d'interférence dans les conditions les plus défavorables. Cependant, les inspecteurs considèrent qu'une vérification de terrain, lorsque le réacteur est dans des conditions représentatives des conditions d'exploitation, permettrait de s'assurer de l'absence de déplacement et/ou de dilatation non prévu par le calcul de ces éléments.

**Demande II.44 : Examiner la possibilité de réaliser un contrôle du déplacement et de la dilatation des pièces constitutives des colliers de maintien des soudures dites « set-in » dans des conditions similaires aux conditions d'exploitation. Le cas échéant, analyser les résultats de ces contrôles et informer l'ASN en cas de risque d'agression entre certaines pièces du collier de maintien ou entre le collier et son environnement.**

#### **Préparation opérationnelle des interventions de maintenance**

Lors des échanges relatifs à la préparation des interventions de maintenance, les agents du CNPE ont exprimé une véritable difficulté pour « sacrifier » du temps dédié à la préparation à l'exploitation. En ce sens, le planning actuel du chantier, priorisant l'achèvement de l'installation, est apparu peu fédérateur pour la préparation à l'exploitation.

Le temps dédié au travail de préparation effectué lors des mises en situation demandées par les inspecteurs semble avoir été apprécié et a permis de s'interroger sur la déclinaison opérationnelle des activités de maintenance et notamment les modalités de respect des STE, la durée de réalisation des interventions, les interfaces entre services à développer, le grément nécessaire des équipes, la prise en compte de la radioprotection des travailleurs, les aspects logistiques, la disponibilité des pièces de rechange nécessaires, etc. En ce sens et prenant en compte les spécificités d'exploitation du réacteur EPR de Flamanville 3, les inspecteurs considèrent qu'il est nécessaire de développer une méthode

permettant aux agents de préparer de manière opérationnelle les interventions de maintenance en exploitation avec des jalons fédérateurs, un temps dédié et un grément suffisant en lien avec les étapes d'achèvement de l'installation.

**Demande II.45 : Développer et mettre en œuvre une méthode permettant la préparation opérationnelle des activités de maintenance en exploitation et veiller à « sacraliser » le temps dédié aux activités associées. Informer l'ASN périodiquement du déploiement de cette méthode.**

Les inspecteurs ont également relevé des lacunes dans la culture de radioprotection du fait notamment de l'absence de mise en situation réelle des contraintes de radioprotection au vu de l'état actuel de l'installation (absence de zone contrôlée et de zonage du bâtiment réacteur en production) et de la difficulté d'anticiper les contraintes à venir avec une vision suffisamment précise de ce qui sera mis en place pour les accès des personnels et des matériels en zone contrôlée et dans les zones de service et d'équipement du bâtiment réacteur en production. Par ailleurs, les outils nécessaires à la prise en compte de la radioprotection des travailleurs lors de la préparation des activités apparaissaient méconnus, à l'exception des agents ayant déjà une expérience sur le parc de réacteurs en exploitation. De plus, les inspecteurs ont relevé que les agents ne disposaient pas de droits d'accès à des outils informatiques préalablement aux mises en situation, ce qui rend impossible leur appropriation.

**Demande II.46 : Dans le cadre du travail en cours sur la culture de la radioprotection en anticipation de l'ouverture de la zone contrôlée, associer autant que de besoin les agents en charge de la préparation des interventions.**

### **Acquisition et maintien des compétences techniques des agents de maintenance**

Lors des échanges relatifs à la préparation des interventions de maintenance, les inspecteurs ont relevé une connaissance technique poussée des matériels par les agents rencontrés. Cette connaissance a été acquise par des formations chez les constructeurs, par l'expérience acquise lors de la construction et des essais de démarrage et par l'utilisation d'outils spécifiques tels que, par exemple, la plateforme de contrôle-commande ou la maquette des soupapes de protection du pressuriseur. Des échanges sont actuellement en cours afin de disposer de ces outils sur le site (voir demande II.11).

L'acquisition et le maintien de ces compétences techniques sur le long terme paraît essentielle pour l'exploitation du réacteur EPR de Flamanville 3 en particulier pour les matériels spécifiques à ce réacteur. Les inspecteurs ont relevé qu'un travail était en cours sur la capitalisation du savoir acquis, la pérennisation des formations et le transfert d'outils sur site.

**Demande II.47 : En lien avec la demande II.6, identifier les moyens nécessaires à l'acquisition et au maintien des compétences techniques, en ayant une attention particulière sur les matériels spécifiques au réacteur EPR, et pérenniser ces moyens pendant la durée d'exploitation du réacteur. Informer l'ASN des mesures prises en ce sens notamment pour la maquette des soupapes de protection du pressuriseur.**

## **Capitalisation de l'expérience et de la connaissance acquises sur la technologie de soupape de protection du pressuriseur**

Lors de l'examen du suivi en service des soupapes de protection du pressuriseur, les inspecteurs ont examiné la doctrine de maintenance de ces soupapes, qui sont des matériels spécifiques à l'EPR de Flamanville 3, par comparaison avec les pratiques en vigueur sur le parc de réacteurs en fonctionnement d'EDF. Ils ont noté positivement que cette doctrine avait été alimentée par une description de retours d'expérience sur le fonctionnement de cette technologie de soupapes sur d'autres installations à l'international. Néanmoins, ils ont relevé que les enseignements tirés de ces retours d'expérience n'étaient pas explicitement documentés pour chaque situation décrite. Par ailleurs, les différences de conception des soupapes mentionnées, notamment celles équipant d'autres réacteurs EPR, ne sont pas explicitées ce qui pourrait conduire à des interrogations futures sur la transposition du retour d'expérience international pendant les années d'exploitation du réacteur de Flamanville 3. Enfin, les inspecteurs ont noté que le retour d'expérience, relatif à la découverte de particules dans les écopés du pressuriseur pendant les essais de démarrage de Flamanville 3, n'était pas mentionné dans la doctrine alors qu'il pourrait s'avérer intéressant à capitaliser en cas de pollution fortuite du circuit primaire et au vu de l'impact potentiel sur le fonctionnement des soupapes.

**Demande II.48 : Capitaliser l'expérience et la connaissance acquises sur la technologie des soupapes de protection du pressuriseur dans la note de doctrine susmentionnée en décrivant notamment explicitement les enseignements tirés des retours d'expérience analysés et les différences de conception connues entre les soupapes des différents EPR.**

Par ailleurs, les inspecteurs ont noté que les agents en charge de la maintenance des soupapes de protection du pressuriseur ne sont pas entrés en contact avec le personnel du réacteur EPR de Finlande et de ceux des réacteurs de Goesgen en Suisse pour partager le retour d'expérience sur les pratiques et gestes de maintenance sur ces soupapes.

**Demande II.49 : Mettre en œuvre les actions nécessaires pour se rapprocher des agents de l'EPR de Finlande et du réacteur de Goesgen en Suisse afin de partager le retour d'expérience sur les pratiques et gestes de maintenance sur les soupapes de protection du pressuriseur.**

## **Configuration du réacteur et exigences associées pour réaliser la maintenance des matériels**

Une des mises en situation sur aléa organisée par les inspecteurs vous a mené à prévoir une visite complète du clapet trois voies du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) référencé 3ASG4211VD, matériel spécifique au réacteur EPR, dans l'état « réacteur en production » au sens des STE. Or, l'analyse de la requalification du matériel à réaliser à la suite de l'intervention a mené vos services à identifier la nécessité de réaliser une requalification fonctionnelle de l'intervention en « arrêt normal refroidi par le système de refroidissement à l'arrêt » au sens des STE. Cette requalification nécessiterait donc un repli du réacteur dans l'état approprié, ce qui conduit à s'interroger sur l'état du réacteur, au sens des STE, le mieux approprié pour réaliser la visite complète du clapet. Vos représentants ont indiqué qu'une analyse allait être menée pour étudier les conditions possibles de requalification de l'intervention et ainsi se positionner sur l'état de réacteur approprié pour réaliser la visite complète du clapet.

**Demande II.50 : Informer l'ASN des conclusions de l'analyse susmentionnée sur le clapet trois voies du système ASG et prévoir les justifications associées. De manière plus générale, veiller à prendre en compte la requalification du matériel pour définir l'état du réacteur le plus sûr dans lequel les interventions de maintenance doivent être menées.**

Lors des mises en situation relatives à la maintenance des matériels de la distribution électrique, les inspecteurs ont noté que les préparateurs ne disposaient pas des plans de coupures de certaines parties de la distribution électrique, ne leur permettant pas ainsi de connaître aisément l'impact d'une coupure d'une partie de la distribution électrique sur les matériels alimentés requis au titre des RGE. Ainsi, toute activité de maintenance fortuite ou programmée sur les matériels de la distribution électrique nécessite une analyse au cas par cas sans outil d'aide à l'analyse.

**Demande II.51 : Au vu de la complexité de la distribution électrique et des exigences associées, développer un outil d'aide à l'analyse de l'impact d'une coupure partielle de la distribution électrique.**

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé la nécessité de réaliser un important travail de définition de programmes séquentiels de coupure de la distribution électrique lors des arrêts de réacteur pour sécuriser l'état du réacteur du fait de la complexité des exigences définies dans les STE et de la pose d'interconnexions électriques entre les différentes divisions. En effet, lors d'une mise en situation, les agents EDF ont identifié un risque de perte d'une division électrique entière dans une configuration demandée par les STE alors qu'une configuration plus sûre était *a priori* possible.

**Demande II.52 : Au vu de la complexité de la distribution électrique et des exigences associées, définir par anticipation des programmes de coupure de la distribution électrique pour la maintenance programmée en arrêt, prenant en compte notamment la configuration des interconnexions électriques.**

**Demande II.53 : Les mises en situation susmentionnées ayant mis en exergue d'éventuelles difficultés à réaliser les interventions de maintenance fortuite ou programmée dans le respect des exigences définies dans les RGE, associer les services opérationnels de maintenance à tout projet futur d'évolution des RGE de manière à anticiper autant que possible d'éventuelles difficultés de mise en œuvre opérationnelle. Cette demande pourra être étendue aux autres services opérationnels.**

### **Priorisation de rédaction des modes opératoires de maintenance**

Au vu du travail important restant à réaliser avant la mise en service, vous avez priorisé la rédaction des modes opératoires pour la maintenance préventive devant être réalisée au premier cycle et lors du premier arrêt du réacteur, ce qui paraît logique.

Cependant, les mises en situation de maintenance fortuite en cas d'aléa ont mis en exergue l'intérêt de disposer de manière réactive de modes opératoires de maintenance préventive prévues plus tardivement, que ces procédures soient mises en œuvre par des agents EDF ou par des intervenants extérieurs.

**Demande II.54 : Définir un socle de procédures opérationnelles de maintenance à rédiger, en cas d'aléa nécessitant une mise en œuvre réactive, et les échéances associées.**

## **Déclinaison opérationnelle du chapitre X des RGE**

Lors des mises en situation relatives aux essais et à la maintenance des matériels de l'instrumentation nucléaire, les inspecteurs ont notamment examiné la déclinaison opérationnelle du chapitre X des RGE pour les essais physiques du cœur du réacteur. Ils ont relevé que de nombreuses procédures opérationnelles restaient à rédiger avec des échéances qui paraissaient ambitieuses au moment de l'inspection et au vu du temps nécessaire à la rédaction des procédures opérationnelles pour les mises en situation lors de l'inspection. Par ailleurs, ils ont noté que ces activités nécessitaient de nombreuses interfaces entre les services du CNPE (par exemple pour l'implantation des paramètres actualisés dans les systèmes de contrôle-commande) mais également entre le CNPE et les services centraux d'EDF, ce qui implique une préparation importante en termes de coordination. Ils ont également noté que l'état d'avancement des transferts des systèmes d'instrumentation nucléaire ainsi que le développement des outils informatiques nationaux ne permettaient pas, au moment de l'inspection, de rédiger l'ensemble de la documentation opérationnelle. Enfin, les inspecteurs ont relevé que les analyses de risque de certaines activités périodiques récurrentes identifiaient de nombreux risques et de nombreuses parades à mettre en œuvre sans que ces parades ne soient formalisées avec un contrôle associé dans les procédures opérationnelles.

**Demande II.55 : Au vu de l'enjeu important associé aux premiers essais physiques du cœur, veiller à la déclinaison opérationnelle du chapitre X des RGE préalablement à ces essais afin d'en tirer pleinement le retour d'expérience pour la future exploitation du réacteur et de formaliser les enseignements associés, dont les parades envisagées, dans la documentation opérationnelle d'exploitation.**

## **Écarts dans les procédures opérationnelles de maintenance sur la distribution électrique**

Lors des mises en situation relatives à la maintenance des matériels de la distribution électrique, les inspecteurs ont relevé différents points nécessitant des mises à jour :

- Dans le cadre de l'instruction par l'ASN de la distribution électrique du réacteur EPR, EDF s'était engagé en 2019 à intégrer, dans la fiche de maintien de qualification (FMQ) des tableaux haute tension, l'obligation du port de bracelet anti-décharge électrostatique lors d'interventions sur les relais dits « ITG ». Les inspecteurs ont examiné la déclinaison de cette exigence dans les procédures opérationnelles de site : ils ont relevé que la note de synthèse de qualification a bien été mise à jour mais pas la FMQ associée, qui est le document listant les recommandations à décliner opérationnellement pendant les interventions de maintenance. Ainsi, les agents du site n'avaient pas connaissance de cette exigence et ne l'avaient pas déclinée dans les procédures opérationnelles ;
- Les procédures opérationnelles présentées lors des mises en situation ne comportaient pas les signalétiques dédiées à la prise en compte du risque d'introduction de corps étrangers lors d'interventions intrusives sur les matériels de la distribution électrique ;

- La procédure d'essai périodique référencée LVS4213 et la documentation associée, relatives à l'essai de capacité des batteries 24H, identifie un événement généré « Agression : LV\*-Fs-07 ». Pour autant l'analyse du service métier lors de la préparation n'a identifié aucun événement « agression » généré mais un événement STE « LV7 FK » généré si l'intervention est réalisée dans l'état « arrêt pour rechargement » du réacteur. Vos représentants n'ont pas été en mesure, le jour de l'inspection, d'explicitier cette incohérence. Par ailleurs, la gamme d'activité associée à cet essai identifiait des critères de réussite de l'essai différents des critères définis dans les RGE transmises à l'ASN dans le cadre de la demande d'autorisation de mise en service. Cet écart avait été identifié par le site en préalable à l'inspection et a conduit à retenir finalement les critères définis dans les RGE transmises à l'ASN : des annotations manuscrites ont été faites en ce sens dans les procédures opérationnelles lors des mises en situation. Il apparaît qu'une évolution des critères d'essais avait été anticipée et intégrée dans la procédure opérationnelle préalablement à la modification des RGE associée et que des essais avaient été réalisés avec cette procédure. Au vu des éléments susmentionnés la procédure d'essai périodique référencée LVS4213 et la documentation associée doivent être mises à jour et les services d'EDF doivent rester vigilants sur la maîtrise du référentiel RGE et l'absence d'anticipation opérationnelle prématurée de ses évolutions.

**Demande II.56 : Pour les cas susmentionnés, analyser l'origine des écarts identifiés et transmettre à l'ASN les actions curatives, correctives et préventives associées au traitement de ces écarts.**

#### **Éléments d'information sur le suivi en service des soupapes de protection du pressuriseur**

Lors de l'examen du suivi en service des soupapes de protection du pressuriseur, les inspecteurs ont relevé que le programme de maintenance prévoyait une visite interne des soupapes principales dites « VS99 » tous les quatre cycles alors que le document du fabricant, présentant l'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leurs criticités, préconise une périodicité de deux cycles pour cette visite interne. Le jour de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter la justification associée au choix de périodicité retenu.

**Demande II.57 : Fournir les justifications associées à la périodicité prévue de visite interne des soupapes principales dites « VS99 » des soupapes de protection du pressuriseur au vu de la périodicité préconisée par le fabricant.**

Dans le cadre de l'instruction sur le fonctionnement des soupapes de protection du pressuriseur, EDF s'était engagé à réaliser une analyse qualitative de la courbe caractéristique pression / déplacement du pilote mécanique obtenue lors des essais périodiques de manœuvrabilité de ces pilotes, par comparaison avec une courbe caractéristique de référence. Les inspecteurs ont relevé qu'il n'existait pas de mode opératoire pour réaliser cette analyse qualitative et notamment de description qualitative des points de vigilance permettant d'anticiper un éventuel dysfonctionnement du pilote sur la base de courbes caractéristiques, obtenues par exemple lors des essais de la soupape.

**Demande II.58 : Décrire de manière opérationnelle l'analyse qualitative susmentionnée en veillant à définir des points de vigilance associés à un éventuel dysfonctionnement dans le temps du pilote de la soupape.**

Au vu du rôle fondamental pour la sûreté des soupapes de protection du pressuriseur et au vu du retour d'expérience acquis sur le parc de réacteurs en fonctionnement d'EDF (notamment les non-qualités de maintenance), EDF a déployé pour ces réacteurs des outils tels que des guides pour les inspections visuelles des soupapes ou des bonnes pratiques sur le graissage ou le serrage au couple des éléments constitutifs des soupapes avec le recours à une cale inter-bridés. Il apparaît qu'il n'est pas prévu de déployer ces outils sur le réacteur EPR de Flamanville 3 du fait de la différence de technologie des soupapes.

**Demande II.59: Au vu du rôle fondamental pour la sûreté des soupapes de protection du pressuriseur et de l'impact potentiel associé aux non-qualités de maintenance sur ces soupapes, recenser les outils mis en œuvre pour la maintenance des soupapes sur le parc de réacteurs en fonctionnement d'EDF et identifier les bonnes pratiques transposables à Flamanville 3 pour prévenir d'éventuelles non-qualités de maintenance.**

Enfin, les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur l'impact potentiel du gradient de dépressurisation, lors de la mise sous vide du circuit primaire principal (CPP), sur les éléments constitutifs des soupapes de protection du pressuriseur. Le jour de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de produire une analyse associée prenant en considération les contraintes maximales associées à la mise sous vide, les éléments constitutifs potentiellement concernés et enfin l'intégrité et la tenue en position de ces éléments au vu des contraintes appliquées.

**Demande II.60 : Fournir votre analyse de l'impact du gradient de dépressurisation lors de la mise sous vide du CPP sur les éléments constitutifs des soupapes de protection du pressuriseur.**

### **Difficultés opérationnelles identifiées lors des mises en situation sur les soupapes de protection du pressuriseur**

Lors des mises en situation sur la maintenance des soupapes de protection du pressuriseur, les inspecteurs ont relevé quelques difficultés opérationnelles identifiées par vos équipes dont notamment :

- l'absence de définition précise d'un emplacement dédié et approprié pour la réalisation des interventions de tarage et de maintenance sur les pilotes,
- l'absence de définition précise des moyens de manutention des pilotes avec un risque important de dysfonctionnement de certains éléments constitutifs en cas de choc,
- l'absence de définition des moyens de maîtrise des conditions d'ambiance et de propreté pour toute intervention de maintenance sur les composants des soupapes pilotées (sur site et chez le fournisseur), prenant également en compte les moyens de confinement pour se prémunir du risque de contamination,
- l'absence d'appropriation des contraintes de sécurité des personnels liées aux conditions d'intervention en état d'arrêt à chaud pour réaliser les essais de manœuvrabilité des pilotes,
- un nombre de protections contre le risque de corps migrant inadapté dans la procédure de démontage des pilotes dits « SERION »...

**Demande II.61 : Au vu de l'impact potentiel d'une non-qualité de maintenance sur ces matériels et de la sensibilité des éléments constitutifs de ces soupapes, veiller à identifier et à traiter en anticipation toute difficulté opérationnelle liée à la maintenance des soupapes de protection du pressuriseur. Indiquer les précautions prises sur site et chez le fournisseur pour réaliser les opérations de tarage et de maintenance sur les soupapes avec un critère de propreté excluant la présence de particules de l'ordre de 10 microns.**

### **Suites des revues agressions « études »**

#### *Locaux non visités*

Les inspecteurs ont constaté que plusieurs locaux n'avaient pas fait l'objet des visites nécessaires au titre des revues « agressions » comme par exemple le local HLF0106ZL abritant les pompes du circuit RIS ou encore le local HLF1026ZL abritant l'échangeur EVU/RRI.

La nécessité de réaliser une visite de ces locaux était bien identifiée dans les outils de suivi du reste à faire mais ces visites n'étaient pas encore programmées au moment de l'inspection. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que la visite de certains locaux dépendait de l'achèvement de chantiers (par exemple, les chantiers de réparation de soudures).

Les inspecteurs considèrent que ces visites doivent être réalisées dès la disponibilité des locaux pour permettre de traiter les recommandations et réserves qui seront éventuellement formulées à l'issue des visites.

**Demande II.62 : Indiquer les prérequis retenus pour l'organisation des visites des locaux non encore vérifiés au titre des revues « agressions » et transmettre le planning prévisionnel de réalisation.**

#### *Suivi par le site de l'avancement du traitement des réserves issues des revues agressions « études »*

Les inspecteurs ont constaté que l'organisation mise en place sur le site pour les revues « agressions » ne permet pas un suivi précis et centralisé de l'avancement du traitement des réserves, ni un récolement efficace.

**Demande II.63 : Définir l'organisation retenue pour garantir le récolement des dispositions identifiées à l'issue des revues « agressions » et indiquer les actions de vérifications du traitement des réserves et recommandations, attendues au titre de l'article 2.5.4 de l'arrêté INB.**

#### *Contrôle périodique des EIP passifs*

Les inspecteurs ont constaté que la vérification périodique de certains EIP passifs n'est pas encore organisée et formalisée, tant en ce qui concerne les gammes de contrôle que la périodicité.

A titre d'exemple, certaines réserves issues des revues agressions ont conduit à la mise en place de filets autour des RIA pour éviter que ceux-ci ne viennent dégrader un équipement à proximité en cas de séisme. Les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur les modalités mises en œuvre pour contrôler périodiquement l'état de ces filets et n'ont pas eu de réponse satisfaisante en séance.

**Demande II.64 : Définir les gammes de contrôle et la périodicité associée pour les EIP passifs non encore traités. Vous préciserez les dispositions retenues spécifiquement pour les filets de maintien des RIA.**

Classement sismique des matériels

Les inspecteurs ont relevé des équipements devant être théoriquement classés SC2-S (par exemple, le matériel référencé 3YBM3100BS présent dans le local HRA1819ZL) mais pour lesquels l'identification du besoin de classement est intervenue après livraison du matériel par le fournisseur. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que la justification de la tenue au séisme de ces matériels avait été apportée par une note de calcul réalisée par les services d'EDF.

Pour autant, ces matériels ne sont pas identifiés comme étant classés en termes de tenue au séisme. Les inspecteurs considèrent qu'ils n'ont pas fait l'objet d'un dédouanement dans la mesure où un dédouanement impliquerait une suppression complète du matériel potentiellement agressé ou potentiellement agresseur.

Dès lors, ces matériels devraient être classés SC2-S. Il est nécessaire d'apporter au minimum la garantie que ces matériels feront l'objet du même suivi en exploitation que des matériels classés SC2-S.

**Demande II.65 : Transmettre la liste des matériels concernés par la situation relevée ci-dessus et apporter les éléments permettant de garantir que ces matériels feront l'objet d'un suivi adéquat au cours de l'exploitation du réacteur.**

Des lacunes ont été détectées lors de l'inspection sur le classement d'équipements, ce qui pose question quant à l'exhaustivité des listes d'équipements transmises à l'ASN. A titre d'exemple, les protections mises en place pour les échappements des groupes électrogènes de secours principaux en toiture des bâtiments n'apparaissaient pas comme classées au séisme. D'après vos représentants, ces protections devraient apparaître classées dans la liste des EIP passifs et il apparaît donc que cette liste n'est pas à jour.

**Demande II.66 : Mener des actions de vérification sur l'ensemble des listes de classement des EIP passifs pour garantir l'exhaustivité de celles-ci en portant une attention particulière sur les matériels ajoutés suite à une modification de l'installation.**

Protection garde-corps (rack / butée inférieure) à 25cm.

La revue « séisme » prescrit que les garde-corps soient rangés sur des supports d'entreposage à au moins vingt-cinq centimètres des voiles pour éviter l'agression d'équipements à proximité en cas de séisme.

Les butées mises en place suite à la revue sur les deux supports vus en inspection dans le local HDB0603ZL sont à une vingtaine de centimètres.

Les éléments présentés ne permettent pas de tracer le traitement du changement d'exigences ou la consultation des différents services concernés.

**Demande II.67 : Transmettre les éléments d'analyse, de consultation et de traçabilité des modifications réalisées sur les racks de garde-corps en précisant si les butées observées par les inspecteurs sont bien conformes au référentiel en vigueur et, dans l'affirmative, mettre en cohérence la documentation correspondante.**

### **Représentativité de la phase d'essais d'ensemble dite « ERE23 »**

La conformité des résultats des essais de la phase ERE23 ne pourra être garantie que par la conformité du domaine de fonctionnement des équipements utilisés. Ainsi, un certain nombre de prérequis sont définis en amont de l'enclenchement de la phase d'essais.

Toutefois, certains essais de démarrage ont été réalisés très en amont de cette phase, parfois plusieurs années avant. En vue de la mise en service de l'installation, vous avez défini un programme permettant de garantir la pérennité des résultats d'essais de démarrage notamment en considérant l'essai de démarrage comme l'essai initial des essais périodiques ce qui implique de réaliser de nouveau certains essais en amont de la mise en service.

Cependant, aucune analyse de risque ne semble avoir été réalisée sur les essais requis avant les essais ERE23. Un essai réalisé depuis plusieurs mois, voire plusieurs années, qui serait requis pour la phase ERE23, et dont le critère ne serait pas conforme lors de la réalisation d'un essai périodique postérieur à la phase ERE23 pourrait rétroactivement poser question quant à la représentativité de la phase ERE23.

**Demande II.68 : Préciser l'organisation retenue pour garantir la représentativité et la conformité des ERE23. Vous porterez une attention particulière sur la pérennité des résultats d'essais de démarrage réalisés très en amont de cette phase d'essais.**

### **Pièces de rechange nécessaires en vue des jalons « ERE23 » et « chargement »**

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs qu'un nombre important d'activités requises en vue de l'engagement de la phase d'essais d'ensemble ERE23 et du jalon chargement dépendaient de l'approvisionnement de pièces de rechange. Il apparaît que 22 repères fonctionnels sont concernés pour cette phase. Pour le chargement, ce sont 86 repères fonctionnels qui sont concernés. Un exemple examiné en séance par les inspecteurs a montré une absence de visibilité importante sur la disponibilité de ces pièces de rechange dans certains cas.

Les inspecteurs considèrent que ces difficultés pourraient conduire, à terme, à des renoncements de prérequis. Ils soulignent que de multiples analyses de renoncement seraient de nature à provoquer une charge d'instruction importante pour s'assurer de la représentativité de la phase d'essais d'ensemble ERE23 ou en vue de la délivrance de l'autorisation de mise en service de l'installation. Compte tenu des enjeux, les inspecteurs considèrent qu'EDF doit apporter de la visibilité sur ce sujet.

**Demande II.69 : Transmettre un état des lieux, à une périodicité que vous définirez, des difficultés d'approvisionnement des pièces de rechange requises en vue des jalons ERE23 et chargement. Si des renoncements sont envisagés, une anticipation dans la transmission des analyses de ces renoncements doit être prévue.**

#### **Démarche « Conforme, qualifié, fiable, disponible » (CQFD)**

Une démarche appelée « CQFD » a été définie mais cette démarche n'était mise en œuvre que sur quelques systèmes au jour de l'inspection. Si cette démarche apparaît permettre une analyse globale efficace du système et une définition d'actions utiles pour améliorer le suivi et la réalisation du reste à faire de ce système, il conviendrait de définir clairement les attendus sur l'utilisation des résultats de cette démarche, et la périodicité de sa mise en œuvre.

**Demande II.70 : Présenter les attendus de la démarche CQFD sur l'ensemble des systèmes, pour améliorer le pilotage du reste à faire requis pour le chargement du combustible dans le réacteur. Vous transmettez les résultats de la déclinaison de cette démarche sur l'ensemble des systèmes fonctionnels.**

#### **Analyse et adaptation des calfeutremments de traversées**

Les inspecteurs ont évoqué en séance une modification (FIM 10623\_001) relative à des analyses et adaptations de calfeutremments. Vos représentants n'ont pas été en mesure de donner une vision claire et exhaustive du traitement de ce sujet technique.

**Demande II.71 : Transmettre l'ensemble des éléments permettant d'appréhender le traitement de ce sujet et notamment l'absence de conséquences sur les études d'agressions.**

#### **Changement des volants de vannes surdimensionnés (TCN 2204)**

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur l'analyse réalisée pour justifier le retrait de la liste des requis pour le chargement de l'activité TCN 2204 consistant au remplacement de volants de vannes qui apparaissent surdimensionnés et induisent donc un risque de sur-serrage lors de leur manœuvre.

Compte-tenu du risque identifié, l'absence de réalisation de la modification en amont du chargement nécessite que des mesures soient prises pour limiter le risque de sur-serrage lors de l'exploitation du réacteur.

**Demande II.72 : Préciser l'origine de l'écart ainsi que les actions envisagées pour prendre en compte lors de l'exploitation du réacteur le risque de sur-serrage induit par le surdimensionnement de certains volants de vannes.**

#### **HQA - Dalle amovible non préhensible et sans colisage**

Les inspecteurs se sont rendus dans le bâtiment HQA au niveau de la dalle amovible 8HQA1302DB. Vos représentants ont indiqué qu'il n'existait pas de palonnier adapté disponible sur site pour soulever cette dalle et qu'aucune zone n'était disponible pour l'entreposer en cas de dépose. En conséquence, vos services ont décidé de la supprimer et de laisser en communication les locaux situés dessous (HQA0632ZL) et dessus (HQA1316ZL). Une étude de vos services a souligné que les deux locaux n'appartiennent pas au même zonage radiologique, ni à la même zone déchets et qu'il n'était donc pas possible de la supprimer sans qu'une analyse complémentaire soit réalisée afin de montrer l'absence de conséquence de sa suppression. L'impact potentiel du retrait de cette dalle sur l'équilibrage des débits de ventilation par locaux dans le bâtiment HQA n'a également pas été appréhendé à ce stade.

Les documents transmis par vos représentants ne permettent pas de justifier de la réalisation de cette étude. Il est indiqué, de manière lapidaire, que la suppression de la dalle amovible 8HQA1302DB n'a aucun impact sur le zonage radiologique et sur le zonage déchets sans justification complémentaire.

**Demande II.73 : Avant suppression de la dalle 8HQA1302DB, transmettre la justification de l'absence de conséquence sur le zonage radiologique des locaux adjacents et sur leur zonage déchets.**

**Demande II.74 : Avant suppression de la dalle 8HQA1302DB, justifier la possibilité de conserver un équilibrage satisfaisant des débits de ventilation dans le bâtiment HQA.**

#### **Centrale de traitement d'air (CTA) DWQ**

Lors de la visite des installations du système DWQ, les inspecteurs ont relevé l'absence de lumière à l'intérieur de la CTA. De ce fait, même avec une lampe torche, il est très difficile de voir les équipements situés à l'intérieur (filtres d'air, réseaux de collecte et d'écoulement d'eau des circuits de conditionnement...). Vos représentants ont confirmé que les rondes effectuées par l'exploitant étaient censées vérifier le bon état des équipements internes de la CTA.

Les inspecteurs ont estimé que cela n'était pas possible sans éclairage intérieur. Les inspecteurs ont par ailleurs noté que la présence d'un éclairage avait été prévue dans la conception de la CTA mais que celui-ci n'avait pas été installé.

**Demande II.75 : Equiper l'intérieur de la CTA avec un éclairage permettant de réaliser une ronde efficace des équipements intérieurs, ou proposer une solution alternative répondant au même objectif.**

Les inspecteurs ont également noté que le dimensionnement de la garde hydraulique de récupération des condensats à l'intérieur de la CTA était insuffisant, ce qui avait entraîné le débordement d'eau au dehors de la CTA et occasionné une inondation dans le local.

**Demande II.76 : Mettre en œuvre la modification de l'évacuation d'eau de condensats afin de disposer d'une hauteur de garde hydraulique suffisante sur la CTA.**

### **Evacuation d'eau de la « banana room » HR**

Dans la « banana room », espace situé entre le compartiment de service et le compartiment des équipements du bâtiment réacteur, les inspecteurs ont noté que, en cas de nécessité de devoir évacuer une quantité importante d'eau, par exemple lors de la survenue d'une brèche sur le système RIS, l'évacuation se ferait par une trémie prévue dans le sol du local avec une hauteur d'eau de 10 centimètres.

Les inspecteurs ont noté que l'évacuation de l'eau engendrera un arrosage des équipements situés à l'étage inférieur au droit de cette trémie. Il s'avère que les équipements sont les vannes du système RIS 3RIS1517 et 4517VP. Vos représentants n'ont pas pu justifier que ces vannes pouvaient conserver leur qualification après cet arrosage éventuel, ni préciser si elles étaient requises dans cette situation.

**Demande II.77 : Apporter la démonstration que les vannes du système RIS arrosées en cas de déversement en provenance de la banana room conservent leur qualification de fonctionnement ou qu'elles ne sont pas requises dans ces situations.**

### **Tenue au feu de câbles dans la station de pompage**

Certains câbles au niveau du dégrilleur situé dans la station de pompage sont de classe C2 relativement à leur comportement au feu alors qu'ils devraient être de classe C1. Les éléments présentés en inspection font état de modifications partiellement réalisées. Vos représentants n'ont pas pu démontrer que l'installation était finalement conforme pour ce qui concerne la prise en compte du risque incendie.

**Demande II.78 : Transmettre la justification de la conformité des câbles et de la filerie dans la station de pompage relativement à leur comportement au feu.**

### **Gestion de la dépression des locaux pour ouverture des portes**

Une fiche de non-conformité (C0000190368), émise afin de prendre en compte la difficulté d'ouverture de portes des locaux en cas de dépression trop importante, reste à solder.

**Demande II.79 : Transmettre la décision prise afin de permettre l'ouverture de portes entre des locaux soumis à une dépression trop importante qui empêcherait cette ouverture.**

### **Isolement des manifolds de capteurs de pression**

Les inspecteurs ont relevé que certaines lignes d'impulsion de capteurs de pression ne sont équipées de vannes d'isolement qu'au niveau du manifold du capteur alors que d'autres sont équipées en plus d'une vanne d'isolement ayant son propre repère fonctionnel. De fait, en cas de consignation dans le premier cas, l'isolement de la ligne d'impulsion d'un capteur se fait directement sur le manifold ce qui ne permet pas, a priori, sa traçabilité ni sa condamnation par un dispositif de blocage ad hoc.

Vos représentants n'ont pas pu expliquer la différence d'exigences de consignation qui pourrait expliquer cette situation.

**Demande II.80 : Préciser les dispositions d'isolement prévues pour la consignation des lignes d'impulsion des capteurs d'exploitation.**

#### **Câble de terre endommagé**

Les inspecteurs ont relevé qu'un câble de terre sur la centrale CTE 1421 CR était endommagé.

**Demande II.81 : Confirmer la remise en état du câble de terre sur la CTE 1421 CR.**

#### **Périodicité de remplacement des pastilles coupe-feu**

Les inspecteurs ont vérifié la présence de pastilles coupe-feu sur les siphons de sol 3CRF1210BA et 3CRF1210BA du local abritant les équipements d'électro-chloration 3HPC1004ZL.

Vos représentants ont précisé que ces pastilles ont été mises en place en 2021 mais ils n'ont pas pu préciser leur périodicité de remplacement.

**Demande II.82 : Préciser la périodicité de remplacement des pastilles coupe-feu de siphons de sol du local abritant les équipements d'électro-chloration.**

#### **Examen de la conformité des équipements passifs rattachés à un système élémentaire**

Les inspecteurs ont constaté la bonne application des revues de conformité sur les équipements passifs rattachés au génie civil (portes coupe-feu, trémies de sectorisation...). Par contre, la conformité des équipements passifs rattachés à un système élémentaire, tels que les manchons souples de raccordement des gaines de ventilation, n'est pas vérifiée lors de ces revues. Vos représentants n'ont pas pu préciser lors de l'inspection à quel titre seront contrôlés la conformité et le maintien de la qualification de ces équipements avant la mise en service du réacteur.

**Demande II.83 : Préciser les contrôles permettant de garantir, avant la mise en service du réacteur, la conformité et le maintien de la qualification des équipements passifs rattachés à un système élémentaire.**

#### **Indications et marquages présents sur l'installation**

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté :

- des repères d'équipements manquants ou cassés ;

- des indications de défauts (fuites, équipements endommagés,...) présentes alors que les réparations avaient été réalisées.

**Demande II.84 : Vérifier la conformité et l'exhaustivité du marquage des repères fonctionnels des équipements et s'assurer que le marquage des défauts relevés sur les installations est retiré après la correction des défauts.**

#### **Local de préparation du bore**

La qualité de l'exploitation du local de préparation du bore nécessite des améliorations sur la connaissance des procédures de manipulation du bore comme sur la propreté des locaux. Ainsi, les inspecteurs ont constaté la présence de nombreuses traces de bore dans le local et des mauvaises pratiques des intervenants quant aux équipements de protection individuelle devant être portés lors de la manipulation du bore, notamment en ce qui concerne le type de masque de protection des voies respiratoires adapté.

**Demande II.85 : Prendre les dispositions nécessaires pour assurer le respect des procédures et la formation des intervenants dans le local.**

#### **Freinage des assemblages boulonnés**

Les inspecteurs ont constaté un défaut de freinage au niveau de la boulonnerie d'un groupe motopompe primaire (boucle 3). Le freinage semblait être en écart aux règles de l'art et ne semble pas permettre un blocage de l'écrou, pouvant ainsi entraîner un desserrement de celui-ci du fait des vibrations.

**Demande II.86 : Prendre les dispositions nécessaires pour assurer la conformité et l'effectivité du freinage des assemblages boulonnés.**

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

**Pour une meilleure lisibilité de ce courrier, vous trouverez en annexe à ce courrier une liste de constats et d'observations qui n'appellent pas directement de réponse à l'ASN.**

--o0o--

Vous voudrez bien me faire part **sous trois mois, excepté pour les demandes référencées II-68 et II-69 qui nécessitent des réponses le plus rapidement possible et préalablement au début de la phase d'essais dites ERE023**, 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](http://www.asn.fr)).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

L'inspecteur en chef

*Signé par*

Christophe QUINTIN

## Annexe 1

### Constats et observations n'appelant pas directement de réponse

#### Qualité des rapports hebdomadaires de sûreté

**Observation III.1 :** Les inspecteurs ont pu apprécier la qualité des rapports hebdomadaires de sûreté rédigés par les ingénieurs sûreté. La charge de travail des IS étant amenée à évoluer à la mise en service du réacteur, il serait intéressant de chercher à maintenir cette qualité dans le temps.

#### Définition à froid des responsabilités au sein du Service sûreté qualité (SSQ)

La note d'organisation du SSQ décrit le partage des responsabilités, notamment lorsque le directeur sûreté qualité est en position de PCD1 dans le tour d'astreinte. Dans ce cas, la « conscience sûreté » est assurée par le chef du SSQ. De même, si le chef du SSQ se trouve également d'astreinte, c'est le délégué SSQ qui prend cette position.

**Observation III.2 :** Le fait d'avoir décrit cette organisation à froid constitue une bonne pratique aux yeux des inspecteurs.

#### Sensibilité de la gestion du REX aux mouvements de personnel

Les inspecteurs ont examiné le fichier tableur renseigné à l'issue des réunions de partage du REX. Ils ont pu constater qu'un nombre conséquent d'actions à charge du service conduite étaient restées en souffrance durant plusieurs mois du fait de la vacance du poste du titulaire de cette mission. Un plan d'action a été engagé par le service Conduite et a permis de revenir à une situation normale.

**Observation III.3 :** Il convient de mettre en place des organisations qui permettent, sur des sujets sensibles comme l'intégration du retour d'expérience, de faire face aux mouvements de personnel.

#### Suppression de la note D45516006548

Lors de la visite du laboratoire chaud situé au pôle opérationnel d'exploitation, les inspecteurs ont constaté la présence d'une note référencée D4551600548 précisant la conduite à tenir en cas d'accident de source sur un compteur à scintillation. Compte tenu du fait que le laboratoire chaud réalise aujourd'hui les analyses pour tous les réacteurs de Flamanville, cette note n'a plus d'intérêt pratique.

**Observation III.4 :** A l'issue d'un échange avec les équipes concernées, les inspecteurs ont noté que cette note serait supprimée.

#### Condamnations administratives (CA)

Le référentiel managérial « Condamnations administratives » est décliné via une note de gestion qui définit les exigences retenues sur le site pour la pose, la dépose et les modifications temporaires de CA. Les inspecteurs ont noté que la commande des pancartes, du mobilier du bureau de consignation et des armoires à clé est en cours. L'identification des éventuels organes difficilement contrôlables à

posteriori (ODCAP) reste à faire. L'exploitant prévoit la pose des pancartes de CA requises au démarrage lors du jalon de mise application des RGE à blanc.

**Observation III.5 :** Les inspecteurs seront vigilants à ce que cette activité soit réalisée en toute rigueur.

### Consignations

La consignation des circuits est une activité éprouvée sur le site vu le volume annuel de demandes de régime en phase d'achèvement de l'installation. En phase d'exploitation, l'exploitant doit intégrer la conformité aux STE à l'analyse des risques de cette activité.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté durant l'inspection que les régimes non pris par la maintenance ou le projet DPFLA3 (138 régimes) dans les quinze jours qui suivent leur prononciation par la conduite représentaient à ce moment environ un dixième du nombre total de régimes en cours.

**Observation III.6 :** Le cumul de régimes prononcés mais jamais pris risque de compliquer la préparation au changement d'état de l'installation au moment du démarrage du réacteur. Cette pratique conduit par ailleurs, sur le parc en exploitation, à des tensions entre conduite et métiers et il convient donc d'être vigilant quant à la bonne gestion des demandes de régimes.

### Représentativité de la base de données GMC

Les équipements installés sur l'installation sont recensés dans la base de données GMC. Cette base, alimentée par les services d'ingénierie en phase de construction, contient actuellement des références qui n'existent pas réellement sur l'installation.

**Observation III.7 :** Un travail de suppression des équipements présents dans GMC mais absents sur le terrain reste à mener.

### Evolutions potentielles de la « matrice RGE »

Lors de la présentation de l'organisation du service en charge de la maintenance (service SMT), les inspecteurs se sont intéressés à la disponibilité de la documentation et à l'analyse de l'impact potentiel de cette documentation sur le matériel, lors d'une indisponibilité notamment.

**Observation III.8 :** Dans ce cadre, vous avez élaboré une matrice qui permet d'établir un lien entre la documentation applicable (les différents chapitres des règles générales d'exploitation (RGE) par exemple) et les systèmes présents sur l'installation. Si cette matrice est apparue comme un outil appréciable, notamment pour aider à la connaissance de l'installation vis-à-vis des RGE applicables, les inspecteurs notent qu'elle pourrait encore être améliorée en précisant ces liens au niveau des matériels équipant les systèmes (du fait que certains matériels peuvent concerner plusieurs systèmes, ce qui est le cas, notamment, de certains organes de protection contre les surpressions).

### **Gestion des pièces de rechange**

Concernant les pièces de rechange, vous avez précisé que 1250 étaient encore attendues mais que des livraisons en provenance des fabricants étaient en cours. Vous avez également indiqué que ce sujet faisait l'objet d'une réunion « pièces de rechange » mensuelle (la dernière datant du 11 mai 2023) et que, par exemple, la livraison des pièces de rechange pour les diesels était programmée en 2024.

**Observation III.9** : Les inspecteurs ont cependant noté que des livraisons de pièces de rechange étaient programmées en 2026, dont certaines relevant du stock de sécurité. Il est de votre responsabilité de vous assurer que les éventuels retards de livraison de pièces de rechange n'auront pas d'impact sur la maintenance des installations et donc sur leur sûreté.

Les inspecteurs se sont rendus dans le magasin des pièces de rechange et dans le local dit « ESD », dédié aux composants sensibles (comme les cartes électroniques) afin de contrôler la tenue générale de ceux-ci ainsi que le respect des conditions de température et d'hygrométrie nécessaires à la conservation optimale des pièces de rechange (précisées dans la note D455115002262 [indice 5] « Règles pour la conservation des matériels et pièces de rechange »).

**Observation III.10** : Les inspecteurs ont constaté que le magasin des pièces de rechanges et le local ESD étaient bien tenus. Ils ont cependant remarqué l'absence de climatiseur dans le magasin de stockage des pièces de rechange. Je vous rappelle qu'il est de votre responsabilité de vous assurer du respect des conditions de température prévues par votre référentiel, même en cas de forte chaleur.

De même, les inspecteurs souhaitent appeler votre attention sur la note JV/VF DEP-SD5-0049-2006 qui précise les interventions notables pouvant concerner la remise en état des pièces de rechange. Cette note, bien que mentionnée dans la note EDF D4507051168 relative à l'approvisionnement et la réparation des pièces de rechange, ne semble pas vraiment connue de vos agents.

### **Gestion du REX du parc en exploitation :**

Sur la base d'écarts ayant affecté vos installations, les inspecteurs vous ont interrogés sur la connaissance et la prise en compte du REX issu des centrales en fonctionnement (REX « parc ») lorsqu'il concernait des systèmes ou des problématiques similaires (brides non conformes, montages sous contrainte par exemple).

**Observation III.11** : Vous n'avez pas pu démontrer que les événements survenus sur d'autres CNPE du parc avaient été intégrés lors de vos propres constats et investigations associées. Les inspecteurs ont donc appelé votre attention sur le sujet afin que vos contrôles puissent être exhaustifs.

### **Inspections périodiques des équipements sous pression :**

Les inspecteurs ont constaté qu'une majorité des équipements sous pression a été mise en service en 2022 et 2023. Les inspections périodiques de ces équipements seront donc rapprochées, ce qui présente un risque de surcharge de travail pour les équipes de maintenance engendrant un risque d'erreur accru.

**Observation III.12** : Il vous revient de définir les équipements dont les inspections périodiques seront anticipées afin de lisser la charge de travail et limiter ainsi le risque d'erreur.

### **Contrôles de terrain par les inspecteurs – anomalies diverses :**

Lors des contrôles effectués en salle des machines le 24 mai 2023, les inspecteurs ont relevé :

- la présence d'une nacelle abandonnée qui semblait être maintenue en charge sur une simple prise électrique ;
- un joint de type « dilatoflex », situé à proximité du robinet 3CVI1535VA, susceptible d'être agressé par la boulonnerie associée en cas de séisme.

Lors de la visite du local de conservation des documents et enregistrements n° 8 HBA 0321 ZL, outre le non-respect des conditions d'humidité et de température relevant de la demande I.1, les inspecteurs ont observé :

- la présence d'une rupture de sectorisation identifiée depuis le 28 mai 2019 ;
- des déchirures et autres accrocs dans le revêtement isolant des gaines présentes dans le local.

**Observation III.13 :** Il vous revient d'analyser et de corriger ces anomalies.

### **Colliers de maintien au droit des soudures de piquage du CPP dites « set-in » :**

Lors de l'inspection consacrée à l'installation des colliers de maintien, il avait été constaté qu'une partie des pièces constitutives des colliers de maintien n'étaient pas protégés vis-à-vis du risque de dégradation induit par des activités se déroulant à proximité. En effet ces colliers étant des EIP installés dans des zones encombrées de l'installation il existe un fort risque de dégradation de ceux-ci par co-activité. Ainsi à la suite de l'inspection, l'ASN vous a demandé d'évaluer la suffisance de la prise en compte du risque de dégradation des colliers de maintien par co-activité.

**Observation III.14 :** Dans votre réponse, vous indiquez que ce risque sera géré par l'organisation mise en place lors des arrêts pour maintenance de réacteur. Ces équipements étant nécessaires à la vérification de la démonstration de sûreté du réacteur, les inspecteurs considèrent que le risque de dégradation par co-activité devra faire l'objet d'un point d'attention particulier.

Lors de l'installation des colliers de maintien, un de ceux-ci a fait l'objet d'une modification afin de permettre son installation. Cette modification a rendu le collier de maintien non-symétrique contrairement aux deux autres colliers ce qui implique une procédure de montage et de démontage spécifique lors des opérations de maintenance. Le matériel n'étant pas encore sous votre responsabilité, les inspecteurs ont examiné les documents en votre possession et ont constaté qu'ils ne permettaient pas d'identifier ce collier. En particulier, le dossier de suivi de l'intervention qui doit permettre d'identifier cette modification n'était pas disponible lors de l'inspection.

**Observation III.15 :** Les inspecteurs considèrent que vous devrez porter une attention particulière à cette modification lors de la transmission des documents en lien avec la mise en place des colliers de maintien.

### **Suivi des compétences des chargés de travaux et d'intervention des sections essais/automatisme :**

Au cours de l'inspection, les inspecteurs ont réalisé un contrôle de suivi des compétences au sein des sections essais et automatisme du service maintenance. Ils ont constaté qu'à ce jour le suivi des activités à enjeux (implantation de paramètres sensibles, réalisation de carte de flux, etc.) réalisées par les agents n'était pas formalisé dans les dossiers de formation des agents. Cependant, il a été présenté au cours de l'inspection un projet d'organisation permettant d'assurer la traçabilité des activités dans le dossier de formation des agents.

**Observation III.16 :** Les inspecteurs considèrent que ce point est une bonne pratique qui devra être formalisée avant la mise en service du réacteur.

### **Surveillance des intervenants extérieurs :**

**Observation III.17 :** Lors de l'examen général de l'organisation mise en œuvre pour la préparation des interventions de maintenance, les inspecteurs ont informé vos services de l'existence de guides et de programme de surveillance mis en œuvre pendant la construction du réacteur. Il est apparu opportun qu'un travail soit réalisé pour capitaliser le travail d'élaboration et de mise à jour de ces documents pour la future exploitation du réacteur.

### **Repérages des points de mesure sur les gaines de ventilation**

**Observation III.18 :** Les inspecteurs ont relevé que les essais de mesure de débit dans les gaines de ventilation n'étant pas encore terminés, les étiquettes de repérage des points de mesure sur les gaines de ventilation devront être mises en place à l'issue de ces essais.

### **Filtre Très haute efficacité (THE) de DWQ**

**Observation III.19 :** Les inspecteurs ont noté que les filtres THE devront être mis en place sur le système de ventilation DWQ.

### **Réglages des registres manuels**

**Observation III.20 :** Les inspecteurs ont noté que les repères de réglages des registres manuels restaient à implanter.

### **Disponibilité des compresseurs TEP**

**Observation III.21 :** Les inspecteurs ont noté que deux compresseurs sur les trois normalement disponibles sur le système TEP sont en cours de réparation et que les délais de réparation sont compris entre trois mois et un an.

### **Suivi du risque FME**

**Observation III.22 :** Les inspecteurs ont noté que les systèmes provisoires de bouchage d'équipement actuellement mis en place pour pallier le risque d'introduction de corps étranger, dans le cadre d'opérations de maintenance, ne font pas l'objet de liste spécifique. Leur retrait avant la mise en exploitation est prévu dans le cadre de la visite finale des locaux, dite mise à blanc des locaux.

### **Corrosion provoquée par la condensation au niveau des circuits froids de l'installation**

**Observation III.23 :** Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont constaté la présence importante de condensation au niveau des tuyauteries des circuits froids de l'installation. Cette condensation provoque des phénomènes de corrosion. Vos représentants ont indiqué qu'un plan d'action est en cours de déploiement sur le sujet et que celui-ci fait l'objet d'échanges réguliers avec l'ASN.

### **Corrections documentaires mineures**

**Observation III.24 :** Les contrôles effectués sur le thème de la maintenance ont permis d'identifier diverses coquilles et/ou imprécision dans la documentation consultée. Ont notamment été relevés les deux éléments suivants :

- passage de la page 8 à la page 9 du logigramme de la note D455116001378,
- présence d'un commentaire incomplet dans la note D455120002636.

Les quelques anomalies documentaires qui ont été partagées avec vos services lors de l'inspection, et qui ne retirent rien à la qualité des documents consultés, nécessiteront un toilettage avant la prise en charge définitive du réacteur 3 par EDF/DPN.