

Lyon, le 23 Mars 2016

Référence courrier : CODEP-LYO-2016-004015  
Référence affaire : INSSN-LYO-2015-0040

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire de  
production d'électricité du Bugey**  
Electricité de France  
CNPE du Bugey  
BP 60120  
**01 155 LAGNIEU Cedex**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
Inspection de revue n° INSSN-LYO-2015-0040 du 7 au 11 septembre 2015 relative au management de la sûreté et au respect de la documentation de maintenance et d'exploitation

**Références :** [1] Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives  
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base  
[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] Décision n°2014-DC-0452 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 24 juillet 2014 relative aux modalités de mise en œuvre du système d'autorisations internes concernant les modifications temporaires du chapitre III des règles générales d'exploitation  
[5] Décision n°2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression  
[6] Arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires  
[7] Décision n°2014-DC-0420 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 13 février 2014 relative aux modifications matérielles des installations nucléaires de base

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu au titre IX du livre V du code de l'environnement, une inspection de revue a eu lieu du 7 au 11 septembre 2015 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Bugey sur le thème du management de la sûreté et du respect de la documentation de maintenance et d'exploitation.

À la suite des constatations des inspecteurs à cette occasion, vous trouverez ci-dessous :

- le rappel des objectifs et du déroulement de l'inspection ;
- la synthèse globale de l'inspection ;
- les synthèses relatives à chacun des sous-thèmes abordés.

Le détail de l'ensemble des demandes et observations résultant de cette inspection est présenté, par sous-thème, dans les annexes I à III du présent courrier.

✍

## **Objectifs et déroulement de l'inspection**

L'ASN met en œuvre différents types d'inspections, parmi lesquels les inspections de revue, qui se déroulent sur plusieurs jours et mobilisent une dizaine d'inspecteurs. Elles ont pour objet de procéder à des examens approfondis et sont pilotées par des inspecteurs confirmés.

L'inspection de revue de la centrale nucléaire du Bugey s'est déroulée du 7 au 11 septembre 2015 : les inspecteurs ont pu examiner de manière concomitante les conditions de réalisation de l'arrêt pour maintenance et visite partielle du réacteur n° 5, en cours durant cette période, et les conditions d'exploitation des réacteurs n° 2, 3 et 4 en fonctionnement.

L'équipe d'inspection était composée de 10 inspecteurs de la sûreté nucléaire de l'ASN, de l'inspectrice du travail compétente pour la centrale nucléaire du Bugey ainsi que d'une quinzaine d'experts de l'Institut de radioprotection de sûreté nucléaire (IRSN) qui se sont succédés en fonction de leur spécialité. Cette inspection a été l'occasion de contrôler les neuf thèmes suivants :

- la politique de protection des intérêts<sup>1</sup> et le système de management intégré ;
- l'élaboration et l'intégration du référentiel ;
- la gestion des écarts ;
- la maintenance des installations sur le terrain ;
- la conduite des réacteurs en fonctionnement normal ;
- les modifications matérielles ;
- la source froide ;
- les circuits primaires principaux (CPP) et les circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs.

L'ASN a décidé de mener cette inspection de revue suite aux difficultés rencontrées par la centrale nucléaire du Bugey en 2013 qui avaient conduit l'ASN à considérer que les performances en matière de sûreté nucléaire de cette centrale nucléaire étaient en retrait par rapport au reste du parc nucléaire d'EDF. L'ASN avait identifié la nécessité d'un progrès général dans la rigueur d'exploitation. L'objectif de l'inspection de revue était par conséquent de contrôler si le programme d'action corrective engagé par EDF en 2014 et 2015 avait produit ses effets.

Au cours de l'examen des différents thèmes listés ci-dessus, les équipes ont contrôlé les dispositions prises par l'exploitant en s'attachant au fonctionnement des organisations, à la réalisation des interventions sur le terrain et à l'état des installations. Une partie des inspections a reposé sur des visites d'installations et l'observation de situations de travail sur les trois réacteurs en fonctionnement et sur le réacteur à l'arrêt pour maintenance.

Trois observateurs étrangers provenant des autorités de sûreté nord-américaine, canadienne et polonaise ont également participé à cette inspection dans le cadre des travaux du groupe de travail international de l'agence pour l'énergie nucléaire (AEN) sur les pratiques d'inspection.

Au-delà des constatations qui ont été faites au cours de cette inspection, les inspecteurs tiennent à souligner la bonne préparation réalisée par les équipes d'EDF et leur implication pour garantir un déroulement optimal des opérations de contrôle. Ils soulignent en particulier la rapidité avec laquelle les agents de la centrale nucléaire ont répondu à leurs demandes et la grande disponibilité de leurs interlocuteurs.



## **Synthèse générale de l'inspection de revue**

Entre 2010 et 2014, la centrale nucléaire du Bugey a procédé aux troisièmes visites décennales des 4 réacteurs de l'établissement. Cette période a représenté une charge de travail importante pour EDF et mis en tension à la fois les ressources humaines et l'organisation de la centrale nucléaire. En 2014, l'ASN a considéré que cette centrale nucléaire était sortie affaiblie de cette période et présentait des performances en matière de sûreté nucléaire qui

---

<sup>1</sup> Intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement : la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement.

étaient en retrait par rapport au reste des réacteurs nucléaires exploités par EDF. Dans le même temps, l'ASN a pris position sur l'aptitude de trois réacteurs à poursuivre leur exploitation après leur troisième réexamen de sûreté.

En 2015, les enjeux pour la centrale nucléaire du Bugey étaient, dans ce contexte, les suivants :

- retrouver dans la durée des meilleures performances en matière de sûreté nucléaire ;
- garantir une prise en compte des enjeux liés au vieillissement d'une installation mise en service à la fin des années 70 et qui, compte tenu de ses spécificités techniques, ne bénéficie pas totalement du retour d'expérience technique lié à l'exploitation par EDF d'un grand nombre d'installations similaires.

Il ressort de l'inspection qu'EDF a correctement réagi face aux difficultés rencontrées au cours des années précédentes. Ainsi des modifications de l'organisation ont été mises en place, ou sont en cours de déploiement, dans les domaines de la conduite des installations ou de la maintenance. Les changements en cours ont paru aux inspecteurs de nature à fiabiliser les organisations du site en faveur de la sûreté. L'ASN relève cependant que certaines de ces modifications sont récentes : il est par conséquent trop tôt pour juger pleinement de leurs effets dans la durée.

Les inspecteurs considèrent que le CNPE doit améliorer l'application de son référentiel interne, de nombreux écarts ayant été relevés dans ce domaine, et doit plus globalement renforcer l'application des procédures par le personnel.

Ils ont par ailleurs relevé la persistance d'un phénomène d'accoutumance aux écarts et d'un manque d'attitude interrogative. Cette lacune est relevée par l'ASN depuis plusieurs années sans qu'une inflexion n'ait été réellement observée dans ce domaine.



### **Synthèse thématique de l'inspection de revue**

Les 9 thématiques inspectées appellent les conclusions suivantes.

#### **▪ Système de management intégré**

Le 8 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné les dispositions mises en place par le CNPE pour piloter l'élaboration, l'évaluation et la mise à jour du système de management intégré (SMI) en application de l'arrêté cité en référence [2]. Les contrôles ont porté sur l'existence, la cohérence et l'application des documents du SMI au regard des orientations et exigences émises par les services centraux d'EDF à l'attention des centrales nucléaires. Un examen particulier a été apporté aux processus de traitement des écarts et de gestion du retour d'expérience.

L'ASN considère que le système de management inspecté n'est pas totalement intégré : ce système se limite essentiellement à assembler le manuel « environnement », le manuel « Santé-Sécurité », les règles générales d'exploitation et le manuel « qualité ISO 9001 des fonctions de gestion des ressources et appui au management du CNPE » sans réellement décliner une politique générale et transverse de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

L'évaluation du SMI repose sur des revues de processus à partir desquelles des axes d'amélioration sont définis : les inspecteurs ont cependant relevé des retards significatifs dans la mise en œuvre de ces axes d'amélioration. Les causes profondes de ces retards nécessitent un examen approfondi pour garantir l'efficacité du processus d'amélioration porté par le SMI.

Les inspecteurs relèvent également la nécessité de renforcer l'identification et le traitement des écarts aux exigences du SMI en matière de ressources humaines et de management des compétences requises pour l'accomplissement des activités importantes pour la protection (AIP) des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

### ▪ **Intégration du référentiel**

Le 9 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné les modalités d'intégration du référentiel national (qu'il s'agisse du référentiel réglementaire ou du référentiel interne à EDF) au niveau du CNPE. Lors de différentes inspections menées au cours des années précédentes, l'ASN a en effet constaté des difficultés pour le CNPE du Bugey à intégrer les documents prescriptifs transmis par les services centraux d'EDF. Le CNPE du Bugey a mis en place un plan d'action de résorption du retard d'intégration des documents prescriptifs, à la fin de l'année 2014. Bien que ce plan ne soit qu'au début de son application, les inspecteurs ont constaté qu'une tendance positive se dégage des actions engagées par le site. De plus, tous les services se montrent concernés par cette problématique et s'impliquent dans la résorption du retard pris dans l'intégration de ces documents prescriptifs. Les inspecteurs considèrent que le pilotage du processus et la mise en place d'indicateurs de suivi sont des points forts sur lesquels le CNPE peut s'appuyer pour améliorer sa situation.

Une attention particulière doit être portée par le site sur la mise en place d'une organisation et d'une gestion pérenne de l'intégration des documents prescriptifs. Ainsi, un retour d'expérience doit être mené afin de permettre la détection des pratiques inadaptées et des axes d'amélioration possibles.

### ▪ **Gestion des écarts**

Le 10 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné les processus associés à la gestion des écarts, à la prise en compte du retour d'expérience et au déploiement du programme d'action corrective (PAC) : les inspecteurs avaient pour objectif d'examiner les dispositions prises par l'exploitant pour garantir une analyse et un suivi de l'ensemble des écarts détectés sur le CNPE du Bugey et pour en tirer le retour d'expérience. Les inspecteurs ont notamment examiné dans ce cadre l'organisation mise place pour gérer et hiérarchiser les demandes d'intervention (DI), les fiches de constat d'écart (FCE) ainsi que le suivi des écarts de conformité tel que prévu par la disposition transitoire d'EDF n° 320 (DT n° 320).

Il ressort de cette inspection que l'organisation mise en place pour la gestion des DI de priorité 1 (nécessitant un traitement immédiat) ainsi que celles de priorité 2 (nécessitant un traitement sous deux semaines) est globalement satisfaisante : le site devra cependant confirmer ses progrès dans la durée. Les inspecteurs considèrent également que le CNPE du Bugey doit étendre cette organisation afin d'inclure dans le processus de gestion l'ensemble des autres DI.

Concernant les écarts de conformité, il ressort de l'inspection que l'analyse des potentiels impacts sur la sûreté menée dans le cadre du groupe technique de sûreté (GTS) pour les écarts de conformité en cours de caractérisation est une pratique satisfaisante. Toutefois, les inspecteurs considèrent que le suivi des écarts de conformité relevant de la disposition transitoire n° 320 reste perfectible et que le site doit en particulier se réinterroger sur les écarts de qualification en cours de caractérisation qui ont été détectés avant 2015.

Enfin, concernant l'exploitation du retour d'expérience REX ainsi que le déploiement du PAC, les inspecteurs considèrent que l'organisation mise en place sur le site est globalement satisfaisante.

### ▪ **Maintenance des installations sur le terrain**

Le 8 septembre 2015, les inspecteurs ont contrôlé la qualité des interventions de maintenance réalisées lors de l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible du réacteur n° 5.

Il ressort de cette inspection que l'exploitant doit progresser dans le respect des règles applicables aux chantiers à risque d'intrusion de corps étrangers dans les équipements (risque dit FME<sup>2</sup>), notamment ceux concernant la zone située autour de la piscine du réacteur. Des écarts ont également été relevés concernant la prise en compte du risque d'incendie.

### ▪ **Conduite des réacteurs en fonctionnement normal**

Les 9 et 10 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné l'organisation du CNPE pour la conduite des réacteurs en fonctionnement normal. Au cours des dernières années, un certain nombre d'événements significatifs pour la sûreté déclarés par le CNPE de Bugey ont mis en exergue des lacunes organisationnelles concernant notamment le service en charge de la conduite des installations (service « conduite »). Les inspecteurs ont examiné les actions mises en œuvre par ce service afin d'améliorer cette situation : ils ont contrôlé par sondage les questions liées à la

---

<sup>2</sup> *Foreign material exclusion*

réalisation des essais périodiques et des lignages, à la formation au sein du service « conduite », au fonctionnement de la filière indépendante de sûreté (FIS) et à la surveillance en salle de commande. Des observations sur le terrain ont également été réalisées (suivi de rondes de surveillance des installations, observations en salle de commande).

Les inspecteurs ont constaté qu'un plan d'action ambitieux a été défini au sein du service « conduite » ; cependant les modalités de sa mise en œuvre doivent être consolidées. Des initiatives locales ont été mises en place afin d'améliorer la surveillance et la sérénité en salle de commande. Par ailleurs, l'extension du taux de suivi des avis de la FIS au-delà des analyses relatives à la déclaration des événements significatifs et la mise en place d'outils spécifiques au CNPE, tels qu'un logiciel d'aide au lignage, sont apparus comme un point positif.

En revanche, des axes d'améliorations ont été identifiés dans la réalisation des essais périodiques et dans la gestion des indisponibilités des matériels relatifs à la détection d'un incendie.

#### ▪ **Modifications des installations**

Le 8 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour l'intégration des modifications matérielles, qu'elles aient fait l'objet ou non d'une déclaration<sup>3</sup> au titre de l'article 26 du décret en référence [1] ; cette intégration comprend la validation des dossiers, la réalisation des modifications et leur requalification, ainsi que les modifications de la documentation opérationnelle rendues nécessaires par la modification matérielle.

À l'issue de cette inspection, les inspecteurs considèrent que l'organisation mise en place par le site est globalement satisfaisante et l'analyse par sondage de quelques dossiers a permis de vérifier sa bonne déclinaison. Ils considèrent cependant que les délais de mise à jour du rapport de sûreté après la mise en œuvre des modifications doivent être raccourcis. Les inspecteurs considèrent également qu'EDF doit clarifier les éléments devant être présentés lors des réunions autorisant les changements d'état du réacteur lors de son redémarrage pour s'assurer de la bonne intégration des modifications et de leur impact documentaire.

#### ▪ **Source froide**

Les 8 et 9 septembre 2015, les inspecteurs se sont intéressés aux dispositions prises par l'exploitant pour garantir le bon fonctionnement des matériels participant à l'alimentation en eau de refroidissement des circuits des réacteurs (source froide). Les inspecteurs ont notamment examiné, dans ce cadre, l'organisation en termes de maintenance préventive et de suivi de tendance des matériels concernés ainsi que les dispositions prises pour faire face aux risques d'agressions de la source froide. À cette occasion, les inspecteurs se sont rendus dans les locaux de la station de pompage.

Il ressort de cette inspection que le suivi des matériels participant à l'alimentation en eau de refroidissement des circuits des réacteurs est satisfaisant. L'enjeu important de l'entretien des matériels de la source froide est bien pris en compte au sein de l'organisation du CNPE. Les inspecteurs considèrent que la thématique est correctement suivie, tant au niveau de la direction du site que des services opérationnels, à la fois sur le plan de la maintenance des matériels et de leur surveillance périodique.

Deux axes d'amélioration doivent toutefois être mis en place par le CNPE : intégrer toutes les actions de maintenance réalisées sur les matériels de la source froide dans un programme local de maintenance spécifique et assurer le maintien en bon état des installations de la station de pompage.

#### ▪ **Exploitation des circuits primaires et secondaires principaux (CPP et CSP)**

Le 10 septembre 2015, les inspecteurs ont examiné le respect de certaines dispositions de l'arrêté en référence [3]. Les inspecteurs se sont intéressés à la maintenance des vannes d'isolement vapeur (VIV) et de certaines tuyauteries du circuit primaire principal. Ils ont relevé que les temps de fermeture rapide des VIV prescrits par les

---

<sup>3</sup> L'article 26 du décret cité en référence [1] prévoit que l'exploitant déclare à l'ASN les modifications de l'installation qui n'entrent pas dans les prévisions de l'article 31 du décret ainsi que les modifications des règles générales d'exploitation ou du plan d'urgence interne de l'installation de nature à affecter les intérêts mentionnés au L 593-1 du code de l'environnement.

règles générales d'exploitation n'étaient pas systématiquement respectées et que l'exploitant n'assurait pas la traçabilité de ces écarts. Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que les périodicités des contrôles des soudures des tuyauteries primaires étaient respectées.

Les inspecteurs ont examiné le processus de comptabilisation des situations correspondant au suivi des régimes transitoires subis par la chaudière nucléaire. Les personnes en charge de cette comptabilisation effectuent un effort particulier de communication et d'implication du service « conduite ». Les inspecteurs ont souligné comme un point fort les formations dispensées par la branche appui du service « conduite » et le suivi d'un indicateur concernant le nombre de situations évitables. Les inspecteurs considèrent que le CNPE doit réexaminer le classement en tant qu'activité importante pour la protection (AIP)<sup>4</sup> de ce processus.



### **Demandes et observations de portée générale**

Le détail des demandes et observations issues des différents thèmes contrôlés au cours de cette inspection de revue est présenté en annexes I à III à la présente lettre. Toutefois, certains constats, au-delà de leur traitement spécifique, appellent une action globale de l'exploitant de la centrale nucléaire du Bugey sur les deux aspects suivants.

#### Application du référentiel

Les inspecteurs ont noté que, malgré la démarche positive engagée pour résorber les retards d'intégration du référentiel, plusieurs écarts relevés au cours de l'inspection mettent en évidence un manque de connaissance par les agents des procédures réglementaires relatives aux modifications des règles générales d'exploitation, rendues applicables par les articles 26 et 27 du décret en référence [1] et la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire n° 2014-DC-0452 relative aux modalités de mise en œuvre du système d'autorisations internes en référence [4]. Certains écarts peuvent également faire apparaître un manque d'échanges sur ces sujets entre le CNPE et les services centraux d'EDF. De même, des écarts d'application des règles générales d'exploitation, notamment de leur chapitre IX, relatif aux essais périodiques, ont été constatés au cours de l'inspection.

Enfin des écarts d'application du référentiel interne d'EDF ont également été mis en évidence concernant le risque d'introduction de corps étrangers dans les équipements, la surveillance en salle de commande et le respect des exigences du CNPE relatives aux essais périodiques.

**Demande globale n° 1 : Au regard des écarts constatés au cours de l'inspection, je vous demande de mener une revue des procédures réglementaires et des dispositions internes applicables qui nécessitent un accompagnement auprès des intervenants afin d'améliorer l'application du référentiel prescrit et l'adhérence aux procédures. Vous me présenterez les conclusions de cette revue et les actions éventuellement décidées.**

#### Accoutumance aux écarts et manque d'attitude interrogative

Les inspecteurs ont relevé, sur le terrain, la persistance du phénomène d'accoutumance aux écarts déjà identifié par l'ASN au cours des années précédentes. Ainsi plusieurs alarmes sont présentes de manière continue en salle de commande sans que le traitement du problème sur le fond ne soit engagé.

---

<sup>4</sup> L'article 1.3 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base définit ainsi une activité importante pour la protection : activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement), c'est-à-dire une activité participant aux dispositions techniques ou d'organisation mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement ou susceptible de les affecter.

De plus, les inspecteurs ont noté que les intervenants rencontrés, à tous les niveaux, ne s'interrogeaient pas suffisamment face à des situations d'exploitation dégradées (fuites sur des matériels en exploitation) ou pouvant conduire à des écarts au référentiel lié à l'incendie (rupture de sectorisation, gestion des charges calorifiques, gestion des alarmes incendie et des inhibitions de détecteurs incendie) ou au séisme-événement<sup>5</sup> (présence d'échafaudages non identifiés à proximité de matériels EIP<sup>6</sup>, matériels roulants non freinés).

**Demande globale n° 2 : Je vous demande d'établir un plan d'actions destiné à renforcer la culture de sûreté des intervenants en ce qui concerne la détection et le traitement des écarts.**

**Outre ce plan d'actions, vous me présenterez les démarches que vous mettrez en œuvre afin de :**

- **identifier les alarmes permanentes ou récurrentes en salle de commande des réacteurs n° 2 à 5 ou en local et proposer dans chaque cas un programme de résorption des écarts rencontrés, accompagné au besoin de mesures compensatoires ;**
- **renforcer la sensibilisation des intervenants, à tous les niveaux, aux risques liés à l'incendie et au séisme-événement ;**
- **favoriser l'identification et le traitement de tout écart par rapport aux conditions d'exploitation normales.**

**Vous me ferez part des actions menées en ce sens.**

✍

Je vous demande de me faire part de vos observations et réponses concernant les points mentionnés ci-dessus et en annexes I à III à la présente sous **quatre mois**. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Cette inspection de revue fera l'objet d'une inspection de récolement dans le courant de l'année 2017 destinée à vérifier la prise en compte des demandes formulées dans le présent courrier.

**L'ASN attache la plus grande importance à ce que ses inspecteurs puissent constater, au cours des prochaines inspections puis plus particulièrement à l'occasion de cette inspection de suivi, une amélioration notable de la situation, en particulier concernant l'application rigoureuse du référentiel et le renforcement de l'engagement du personnel, tous niveaux confondus, en faveur de l'identification et du traitement des écarts.**

✍

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma parfaite considération.

Le directeur général de l'ASN  
Signé par

Jean-Christophe NIEL

---

<sup>5</sup> La démarche dite « séisme-événement », également appelée « d'interaction sismique », consiste à identifier et à éviter l'agression potentielle de matériels classés EIP et classés au séisme (appelés matériels « cibles »), par d'autres matériels (appelés matériels « agresseurs »). Il s'agit donc de vérifier que d'autres équipements, structures ou systèmes ne peuvent affecter, en cas de séisme, le bon fonctionnement et la robustesse des équipements requis pour le maintien en sûreté des installations nucléaires.

<sup>6</sup> L'article 1.3 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base définit ainsi un élément important pour la protection (EIP) : élément important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement), c'est-à-dire structure, équipement, système (programmé ou non), matériel, composant, ou logiciel présent dans une installation nucléaire de base ou placé sous la responsabilité de l'exploitant, assurant une fonction nécessaire à la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement ou contrôlant que cette fonction est assurée.





**Annexe I à la lettre CODEP-LYO-2016-004015**  
**Demandes d'actions correctives**

**Politique de protection des intérêts – Système de management de la qualité**

Description du système de management intégré

Le II de l'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [2] dispose que le système de management « *est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1er. 1* ». Les inspecteurs ont noté que le CNPE a établi plusieurs documents (manuel de management, note d'organisation, note de macro-processus, note de sous-processus, note de processus, manuel environnement, note technique, *etc.*) pour répondre aux dispositions réglementaires précitées.

En revanche, la note identifiant l'ensemble des documents constitutifs du SMI n'a pas été présentée et les relations entre les différents documents constitutifs du SMI ne sont pas décrites. Les inspecteurs notent également que la structuration du SMI mentionnée dans la note relative à l'organisation générale du CNPE (référéncée EDF D5110/NOS/06003 indice 7) ne correspond pas à celle décrite dans la note relative au manuel qualité de l'unité (référéncée EDF D5110/MM/09001 indice 2).

**Demande A1 : Dans la mesure où le système de management intégré décline la politique de protection des intérêts objet du titre II de l'arrêté en référence [2] et que ce système doit reposer sur des documents écrits, je vous demande d'établir la liste des documents constitutifs du SMI et d'identifier les relations qui existent entre les documents à caractère technique et les documents transverses constituant le SMI, en précisant notamment les processus auxquels ils sont associés.**

Le pilotage par macro-processus est une des quatre fonctions fondamentales du système de management intégré mis en place par EDF. Les macro-processus identifiés par les CNPE apparaissent de ce point de vue cohérents avec ceux mentionnés dans le manuel qualité de la division « production nucléaire » (DPN) d'EDF (référéncé D4008.27.1 indice 5). Ces macro-processus sont ensuite déclinés en sous-processus, eux-mêmes déclinés en processus élémentaires. Les inspecteurs ont noté que seuls les sous-processus sont identifiés dans la note relative à l'organisation générale du CNPE., Des cartes d'identité identifient les processus élémentaires qui déclinent les sous-processus.

En revanche, les inspecteurs ont constaté que les processus élémentaires ne sont pas décrits, alors qu'ils constituent les documents les plus opérationnels du SMI et que leur évaluation représente la base de l'évaluation des macro-processus.

**Demande A2 : Considérant que les processus élémentaires font partie du SMI, notamment ceux permettant de répondre au III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [3], je vous demande de décrire l'ensemble des processus élémentaires mis en œuvre sur le site visant à assurer la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et le respect des exigences législatives et réglementaires.**

Modalités de pilotage et d'évaluation des projets

En application du manuel qualité de la DPN, le CNPE a identifié les macro-processus et sous-processus attachés, permettant le pilotage des activités contribuant à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. En plus du pilotage par processus, la note relative à l'organisation générale du CNPE mentionne que les « *projets en cours sur le CNPE sont pilotés de façon distincte des macro-processus* ». Pour autant, l'annexe 3 de cette note affecte le pilotage de certains projets aux macro-processus « Produire » et « Fiabiliser les

matériels et gérer le patrimoine industriel ». Les inspecteurs notent enfin que le manuel de la DPN dispose que « *chaque comité de pilotage de projet est rattaché à un macro processus, sous pilotage du comité associé* ».

Les inspecteurs considèrent que l'exploitant devrait déployer des outils permettant de mesurer l'efficacité du pilotage de chaque projet. Trois projets actuellement déployés sur les CNPE du Bugey (les projet « Conduite », « SDIN » et « maintenance et métiers de projet en exploitation ») ne sont pas intégrés dans les processus à visée opérationnelle. Les modalités d'appréciation des effets des projets en cours de déploiement sur la performance des processus et sur les plans d'actions issus des revues de processus n'apparaissent pas décrites dans le SMI.

**Demande A3 : Compte tenu des effets des projets engagés par EDF sur la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, je vous demande, d'une part, de spécifier les modalités d'intégration et les règles de gestion des projets dans les documents constitutifs du SMI et, d'autre part, de décrire les modalités de prise en compte de leurs effets sur la performance des processus.**

#### Identification et traitement des écarts

Le III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] requiert que le SMI comporte « *des dispositions permettant à l'exploitant d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs* » et le II du même article mentionne que « *le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I* ».

Si la note relative à la gestion des écarts (référéncée EDF D5110/NPE/15005) décrit le processus de traitement des écarts, y compris ceux aux exigences du SMI, les inspecteurs ont noté que les écarts affectant le macro-processus « MP6 – Motiver et mobiliser les femmes et les hommes » n'entrent pas dans le champ d'application de la note précitée. De ce fait, les modalités de traitement d'un écart aux exigences d'habilitation ou de qualification des personnels affectés à l'exécution d'une activité importante pour la protection des intérêts ne sont pas décrites alors qu'un tel écart peut révéler un dysfonctionnement du sous-processus « Manager les compétences - MCO » rattaché au macro-processus MP6.

**Demande A4 : Je vous demande de modifier la note relative à la gestion des écarts pour que son champ d'application vise également le macro-processus MP6, les sous-processus et les processus élémentaires associés. Vous veillerez notamment à :**

- **décrire les actions élémentaires requises en matière d'identification des écarts susceptibles d'affecter les ressources et compétences exigées pour l'accomplissement des AIP ;**
- **à préciser la prescription du manuel qualité du CNPE qui fonde le dispositif mis en œuvre par le site pour le suivi de ces écarts.**

Les prescriptions du III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] requièrent la mise en place de dispositions techniques et organisationnelles d'identification des écarts. L'application de la note relative à la gestion des écarts, la mise en œuvre du programme d'actions correctives (PAC) engagée sur le site et le déploiement de la directive interne d'EDF n° 135 relative au retour d'expérience (dite DI REX), visent à décliner les prescriptions précitées de l'arrêté en référence [2]. Les inspecteurs notent également que vous avez identifié la nécessité d'une transversalité accrue du pilotage du processus d'identification et de traitement des écarts à l'issue de l'étude d'impact du projet « déploiement de la DI REX ».

Pour autant, les contrôles par sondage réalisés par l'équipe d'inspection ont mis en évidence plusieurs défaillances dans l'application du processus de gestion des écarts. Ils ont notamment révélé l'existence de demandes d'intervention sur plusieurs matériels importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sans qu'une fiche d'écart y soit associée, alors qu'une exigence définie n'était pas satisfaite. Ces situations révèlent ainsi un dysfonctionnement du processus d'identification des écarts, susceptible d'induire une connaissance insuffisante des écarts relevant des dispositions du II de l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2] et une transmission partielle à l'ASN des informations relatives aux écarts affectant les EIP exigées en application de la décision n° 2014-DC-0444 du 14 juillet 2014 en référence [5]. Enfin, les inspecteurs ont constaté l'absence d'évaluation du processus d'identification des écarts.

**Demande A5 : Je vous demande de décrire le processus d'identification des écarts aux exigences définies et aux exigences du SMI, de spécifier les indicateurs d'efficacité et de performance de ce processus, notamment au regard des exigences d'une part, de l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2] et d'autre part, de la décision n° 2014-DC-0444 du 14 juillet 2014 en référence [5].**

#### Elaboration, évaluation et mise à jour du SMI

L'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [2] requiert la mise en place d'une organisation et des ressources adaptées pour établir, mettre en œuvre, maintenir, évaluer et améliorer l'efficacité du SMI. En l'absence de description de la structure du SMI et d'identification des documents écrits constitutifs de ce système, les ressources et responsabilités spécifiées dans le manuel qualité de l'unité ne peuvent pas être considérées comme répondant pleinement aux prescriptions précitées.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que l'élaboration et le déploiement du SMI est encadré par un plan d'actions à échéance fin 2015 et que les pilotes de processus sont identifiés et missionnés. Ils ont toutefois constaté que la fonction de pilote de processus est attachée au poste occupé et qu'elle peut être confiée à un agent sans qu'une formation particulière ne soit requise.

**Demande A6 : Je vous demande de décrire l'organisation mise en place et les ressources humaines (en nombre et en compétences) nécessaires pour répondre aux dispositions de l'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [2], en veillant notamment à identifier les connaissances préalables requises pour l'exercice des fonctions de pilotage du SMI.**

#### Suivi des actions prévues dans le contrat annuel de performance

Les actions d'amélioration issues des revues de macro-processus fondent le contrat annuel de performance (CAP) entre le CNPE et les services centraux d'EDF. Le CAP 2014 mentionnait la nécessité de « *renforcer le leadership du management dans le domaine de la sûreté par une animation des collectifs et par une mise sous contrôle par la Direction du CNPE des actions majeures concourant à l'amélioration de la sûreté* ». Cette action a été reconduite dans le CAP 2015 en cours d'application qui identifie en particulier la nécessité de mettre en place des « *plans d'actions sûreté au sein de chaque service proche du process* » dans l'objectif d'améliorer la sûreté et la qualité des interventions de maintenance et d'exploitation. Ces actions sont ensuite déclinées en plans d'actions dans les services.

Les contrôles réalisés par sondage ont montré que l'action « mettre en œuvre une expérimentation sur le respect des procédures » prévues par le CAP 2015 contribuant à atteindre l'objectif intitulé « manager la culture sûreté » n'a été lancée qu'en septembre 2015. La revue du macro-processus « MP3 – Sûreté » prévue au dernier trimestre 2015 ne permettra donc pas d'évaluer l'efficacité de cette action, ni d'identifier les éventuelles actions correctives complémentaires nécessaires. De ce fait, les effets de certaines actions, issues de l'évaluation du SMI réalisée en 2013, portées initialement par le CAP 2014 puis reconduites en 2015, ne pourront pas être appréciés avant 2016.

En outre, les inspecteurs ont constaté que le plan d'action visant à mettre à niveau les processus de gestion des dispositifs et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires des installations (MTI), qui visent l'ensemble des services opérationnels, rattaché à une des «actions clé» du CAP 2015 pour le macro-processus « sûreté », ne présente qu'un état d'avancement de 25 % alors que la maîtrise de ce processus est nécessaire pour statuer sur la conformité des installations aux exigences définies et, *in fine*, être en mesure d'identifier et gérer les écarts de réalisation.

Cette situation pourrait traduire une capacité insuffisante d'EDF à mobiliser les ressources nécessaires à l'accomplissement des actions prioritaires pour la protection des intérêts définies par les CAP et un processus inadapté d'évaluation de l'adéquation des ressources aux objectifs contractualisés avec vos services centraux.

**Demande A7 : Je vous demande d'analyser les causes profondes des difficultés rencontrées pour l'accomplissement de certaines actions relatives à la protection des intérêts identifiées comme prioritaires dans le CAP 2015 et de mettre en place les moyens techniques et organisationnels pour leur accomplissement.**

#### **Elaboration et intégration du référentiel**

Le dossier d'amendement (DA) aux spécifications techniques d'exploitation (STE) intitulé « DA REX 2010 » a été intégré partiellement par le site afin de vous permettre de mettre en œuvre une de ses prescriptions relative à l'utilisation du système de balayage et de contrôle de l'atmosphère ETY au redémarrage du réacteur n° 5 : les dispositions du « DA REX 2010 » de ce point de vue sont moins contraignantes que les STE non amendées.

Même si un courrier d'information sur la mise en place partielle du « DA REX 2010 » a été envoyé à la division de Lyon le 3 juillet 2015, cette pratique constitue un écart à l'article 26 du décret en référence [1] ainsi qu'à l'article 2 de la décision n° 2014-DC-0452 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 24 juillet 2014 relative aux modalités de mise en œuvre du système d'autorisations internes concernant les modifications temporaires du chapitre III des règles générales d'exploitation.

L'ASN considère qu'un dossier déclaré auprès de l'ASN et ayant fait l'objet d'un accord exprès constitue un tout indivisible : il ne doit pas être intégré de manière partielle au risque de ne plus être justifié par les analyses de sûreté qui le sous-tendent.

Les inspecteurs ont bien noté que les prescriptions couvertes par cette déclinaison partielle du « DA REX 2010 » n'ont dans les faits pas été mises en application sur le site puisque le réacteur n° 5 n'avait pas encore atteint l'état de réacteur concerné par la modification, toutefois les documents avaient été préparés en ce sens.

**Demande A8 : Je vous demande de modifier votre processus encadrant l'intégration des règles générales d'exploitation pour prévenir la déclinaison partielle d'un dossier d'amendement aux STE sans avoir obtenu en préalable l'autorisation de vos services centraux comme le prévoit la décision n° 2014-DC-0452 du 24 juillet 2014 de l'ASN en référence [4].**

L'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2] impose 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 inspecteurs ont examiné le processus d'intégration dans votre référentiel des documents prescriptifs établis par vos services centraux. Cette activité est considérée comme une activité importante pour la protection (AIP). Le processus prévoit l'ouverture, par l'intégrateur local de la documentation (ILD), d'une fiche de suivi d'action (FSA) pour chaque document prescriptif à intégrer, ayant pour échéance celle fixée par le prescripteur. Les échéances d'intégration, initialement demandées ou faisant l'objet d'un report, sont validées en comité d'évolution du référentiel en exploitation local (CEREL). Les FSA retracent également la réalisation des étapes de gestion et notamment la validation de l'affectation des tâches ou de l'accomplissement des tâches requises.

Or les inspecteurs ont relevé que certaines informations sont manquantes et notamment que les décisions prises en CEREL ne sont pas enregistrées.

Ainsi, pour l'intégration des programmes de base d'entretien et de surveillance (PBES) relatifs aux systèmes élémentaires EAS, RCP, RRA, RCV et RIS, l'échéance d'intégration a été avancée par rapport à l'échéance initialement prévue. Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que l'échéance avait été rapprochée pour permettre le respect d'une contrainte réglementaire liée à la réalisation des visites des équipements imposées par l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires en référence [6]. Cette contrainte réglementaire n'apparaît cependant pas dans la FSA relative au travail d'intégration de ces PBES.

Enfin, la diffusion d'exemplaires « papier » auprès des services concernés n'apparaissent pas dans le suivi des FSA sur l'intégration du référentiel.

**Demande A9 : Je vous demande de renforcer la traçabilité des décisions prises dans le cadre de l'intégration du référentiel et notamment des décisions prises en CEREL afin de satisfaire pleinement les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [2]. Vous veillerez à enregistrer les actions associées à l'intégration d'un document prescriptif jusqu'à sa diffusion effective auprès des services concernés, par voie « papier » ou électronique.**

Vous avez présenté l'organisation du CNPE pour la déclinaison des documents prescriptifs. Au cours de l'année 2015, la priorité a été mise sur la résorption de l'ensemble des dossiers en retard d'intégration constaté lors de précédentes inspections de l'ASN et qui a fait l'objet d'un plan d'action spécifique du site. Malgré une réelle volonté d'amélioration des pratiques sur le site, les inspecteurs ont constaté que la note d'organisation D5110/NPE/D5110NPE13018 à l'indice 1 – « Piloter la mise à jour du référentiel local » n'est pas correctement appliquée.

Les inspecteurs ont ainsi relevé les constats suivants :

- « Action 5bis – Les analyses d'impact sont validées en commission CEREL. Les échéances « demandées » et « parc » sont définies en CEREL. Le Pilote Stratégique recale les échéances de la FSA MERE ainsi que les échéances des FSA filles puis les passent à l'état « rédigé ». »

Il a été constaté que les documents prescriptifs intégrés par le service qualité sûreté (SQS), soit tous les documents relatifs aux règles générales d'exploitation, ne passent pas en CEREL.

- « Action 8 – Le pilote opérationnel désigné passe la FSA à l'état « accepté » (sous 10 jours maximum : cela témoigne de la prise en compte du nouveau prescriptif par le site). »

Il a été constaté que ce délai n'est pas piloté sur le site et que de nombreux documents prescriptifs ne le respectent pas.

**Demande A10 : Je vous demande de conduire la revue de votre processus élémentaire « piloter la mise à jour du référentiel local » et d'identifier si des modifications de votre organisation ou de la note précitée sont nécessaires.**

Lors de l'analyse de la FSA n° A-13280 relative à la fiche d'amendement (FA) au chapitre IX des RGE VVP 013 à l'indice C, les représentants du service qualité sûreté (SQS) ont indiqué aux inspecteurs que cette fiche d'amendement n'avait pas été intégrée sur le site car elle était issue d'une problématique rencontrée sur les réacteurs du CNPE de Fessenheim et que, contrairement aux indications du courrier d'accompagnement des services centraux, le CNPE du Bugey n'était pas concerné par cette FA.

Or, après échange avec le service robinetterie chaudronnerie (SRC), il s'avère que le prestataire réalisant l'essai périodique concerné utilisait un document support applicable sur le palier CPY (procédure nationale de maintenance référencée D455032079416 ind.1) : ce document support intègre *de facto* la relaxation de la plage de pression prévu dans la FA VVP 013.

Cet écart a fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif pour la sûreté auprès de l'ASN le 25 septembre 2015 après analyse par vos services à la suite de l'inspection de revue.

**Demande A11 : Outre les mesures correctives prises en matière d'analyse de l'intégration du référentiel dans les documents opérationnels à la suite du rapport d'événement significatif, je vous demande de renforcer le partage d'information entre les services afin d'éviter le renouvellement de cet écart.**

L'intégration des documents relatifs aux RGE est pilotée intégralement par le service SQS.

Bien que l'intégration des documents relatifs aux RGE soit correctement réalisée par le service SQS, l'arrêté du 7 février 2012 modifié stipule dans son article 2.5.4 – I : « *L'exploitant programme et met en œuvre des actions adaptées de vérification par sondage des dispositions prises en application des articles 2.5.2 et 2.5.3 ainsi que des actions d'évaluation périodique de leur adéquation et de leur efficacité. Les personnes réalisant ces actions de vérification et d'évaluation sont différentes des agents ayant accompli l'activité importante pour la protection ou son contrôle technique. Elles rendent compte directement à une personne ayant autorité sur ces agents.* ». Il a été constaté que ces actions de vérification par sondage et d'évaluation périodique ne sont pas réalisées pour les activités réalisées par le SQS.

**Demande A12 : Je vous demande de revoir votre organisation afin d'inclure une vérification et une évaluation périodiques de l'intégration du référentiel relatif aux RGE, conformément aux dispositions de l'article 2.5.4 de l'arrêté en référence [2].**

## Gestion des écarts

### Gestion des demandes d'intervention (DI)

Les inspecteurs ont examiné l'organisation retenue par le site pour gérer les DI. Les inspecteurs ont noté que cette organisation prévoit, en dehors des périodes d'arrêts de réacteur, la tenue d'une réunion mensuelle dénommée réunion « demande d'intervention-anomalie matérielle (DI-AM) » permettant de suivre l'avancement du traitement des DI par les services et de redéfinir, si nécessaire, leur priorité.

Les inspecteurs ont examiné par sondage des DI afin de vérifier si leur traitement était conforme à l'organisation mise en place par le CNPE. Ils ont constaté que certaines DI de priorité 1 ou 2 étaient en retard de traitement et en conséquence étaient à nouveau examinées au cours de la réunion mensuelle DI-AM du mois suivant. Les inspecteurs ont noté l'absence d'analyse de second niveau menée par le site afin d'identifier les causes de ces retards ainsi que les mesures compensatoires à mettre éventuellement en place, et de réévaluer éventuellement la priorité de certaines DI, à la hausse ou à la baisse.

**Demande A13 : Je vous demande de réaliser une analyse de second niveau à une fréquence régulière afin d'identifier plus finement les causes des retards dans la prise en compte de certaines DI pourtant priorisées 1 ou 2, ainsi que les mesures conservatoires à mettre éventuellement en œuvre dans ces situations.**

Les inspecteurs ont examiné la DI n° 01253160 relative au remplacement des courroies abîmées du ventilateur repéré 9 DVNa 006 ZV du circuit de ventilation du BAN repéré 9 DVN. Ils ont constaté que les courroies cassées de ce ventilateur avaient bien été remplacées. En revanche aucune fiche d'écart (FE) n'a été ouverte, vos services ayant considéré que la rupture des courroies était simplement due à l'usure. L'ouverture d'une FE aurait permis d'enregistrer le retour d'expérience (REX) de ce matériel.

D'une manière générale, il ressort une ambiguïté concernant la frontière entre une pure anomalie matérielle dont le REX ne mérite pas d'être exploité et une anomalie matérielle qui nécessiterait l'ouverture d'une fiche d'écart pour en assurer la traçabilité et en exploiter le contenu dans le temps, conformément aux dispositions de l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2].

**Demande A14 : Je vous demande de réexaminer le traitement lié à la DI n° 01253160 afin de vous positionner sur la pertinence de l'ouverture d'une fiche d'écart.**

**Demande A15 : Je vous demande de mettre en place une méthodologie claire permettant aux agents d'identifier les cas pour lesquels l'ouverture d'une fiche d'écart est nécessaire, au regard notamment des exigences de l'arrêté en référence [2]. Vous m'informerez des actions engagées en ce sens.**

#### Gestion des écarts

Les inspecteurs ont examiné, par sondage, les fiches de constat d'écart (FCE) relatives aux écarts de qualification des matériels. Dans ce cadre, ils ont examiné la FCE n° 0432, datant du 15 juin 2006 concernant la qualification de clapets coupe-feu qui est toujours en cours d'instruction par vos services centraux. Les inspecteurs ont questionné vos représentants pour savoir quelle était leur position par rapport à la déclaration d'un écart de conformité. Vous aviez jugé en 2011 que cet écart ne relevait pas d'un écart de conformité mais vos représentants n'ont pas pu retrouver la traçabilité de l'analyse ayant amené à cette conclusion. De plus, dans l'attente d'une réponse de vos services centraux, cet écart devrait figurer dans la liste de vos écarts de conformité locaux en émergence.

Enfin, les inspecteurs considèrent que le délai de caractérisation de cet écart, en cours d'instruction depuis 9 ans, n'est pas compatible avec les exigences de l'arrêté 2.6.3-I qui dispose que « l'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts ».

**Demande A16 : Je vous demande de faire figurer cet écart dans la liste des écarts de conformité locaux en émergence, de finaliser sa caractérisation et de vous réinterroger sur la nécessité de déclarer l'écart enregistré au travers de la FCE n° 0432 en écart de conformité.**

**Demande A17 : Je vous demande de revoir votre organisation afin de vous assurer que la caractérisation des écarts de qualification est achevée dans des délais permettant de garantir que leur traitement sera mis en œuvre dans des délais adaptés aux enjeux.**

Les inspecteurs ont également examiné la FCE n° 0756 concernant une fissure sur le piston de l'actionneur de la vanne du circuit de ventilation de balayage à l'arrêt repérée 3 EBA 016 VA : faute de disposer d'un piston de rechange identique, vos équipes ont adapté un piston d'un modèle différent par usinage. Cependant, le piston remplacé n'étant pas formellement identique à celui déposé, il devrait figurer dans la liste des écarts de conformité émergents.

**Demande A18 : Je vous demande de m'indiquer pour quelles raisons le processus lié à l'approvisionnement d'une pièce de rechange n'a pas pu être respecté sur ce composant.**

**Je vous demande de m'indiquer l'échéance de traitement de cet écart.**

**Je vous demande enfin d'analyser si cet écart n'est pas redevable d'une déclaration d'un événement significatif pour la sûreté (ESS). Vous examinerez en particulier de ce point de vue, l'événement significatif pour la sûreté déclaré par la centrale nucléaire de Civaux sur un sujet similaire (référence : D5057RE11310 indice 0 du 20/09/2013).**

Les inspecteurs ont examiné la FCE n° 1111 relative aux électrovannes MT 302 montées sur les robinets pneumatiques RCV 094 VB concernant une erreur documentaire dans le bilan de qualification. Les inspecteurs ont constaté que ce dossier était géré de façon globalement satisfaisante. Cependant, dans la mesure où l'analyse de la FCE a conduit à considérer cet écart comme un écart de conformité potentiel dont la caractérisation est en cours, il devrait figurer dans la liste des écarts de conformité en cours de caractérisation.

**Demande A19 : Je vous demande de mentionner l'écart enregistré par la FCE n° 1111 dans la liste des écarts de conformité en cours de caractérisation du site, comme demandé dans la DT n° 320.**

Les inspecteurs ont examiné la liste des écarts de conformité caractérisés et non soldés et ont constaté que l'écart concernant le niveau vibratoire élevé des pompes du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) persistait et que la nocivité de cet écart n'était pas éliminée. Cet écart a fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif pour la sûreté (ESS) en 2005. Les inspecteurs ont noté que des actions ont été réalisées sans résultat évident sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey. Une nouvelle modification est à l'étude par vos services centraux et des investigations complémentaires doivent être menées.

**Demande A20 : Je vous demande de définir un plan d'actions pour limiter le niveau vibratoire élevé des pompes EAS et de me faire part des actions décidées, en présentant les résultats des actions déjà menées.**

Les inspecteurs ont constaté que la liste des écarts de conformité du CNPE du Bugey n'était pas sous assurance qualité, et qu'elle n'était réexaminée que tous les six mois, contrairement aux exigences de la DT n° 320. Par ailleurs, l'arrêté en référence [2] précise à l'article 2.6.3-II que « *l'exploitant tient à jour la liste des écarts et l'état d'avancement de leur traitement* ».

**Demande A21 : Je vous demande de tenir à jour, en permanence et de manière exhaustive, la liste des écarts de conformité du CNPE, conformément aux exigences de l'article 2.6.3-II de l'arrêté en référence [2] et de la DT n° 320.**

#### Maintenance des installations sur le terrain

##### Risque d'intrusion de corps étrangers dans les équipements (Risque FME<sup>7</sup>)

Le 8 septembre 2015, les inspecteurs se sont rendus au niveau 20,00 m du bâtiment réacteur n° 5. Le réacteur était dans l'état « APR » (arrêt pour rechargement), dans une configuration où la cuve du réacteur est ouverte. La directive interne d'EDF (DI) n° 121 à l'indice 1 relative à la gestion du risque d'introduction de corps migrants dans les circuits (couramment désigné sous son acronyme anglais « FME ») précise que, dans une telle configuration ce risque est placé au niveau « élevé » du fait de l'absence de couvercle sur la cuve. Dans ces conditions, les prescriptions à respecter telles qu'indiquées par la DI n° 121 sont notamment :

- « *limiter l'accès à la « zone FME » aux seules personnes autorisées* » : les inspecteurs ont cependant relevé que le gardien de la zone de sérénité FME ne disposait pas d'une liste de chantiers situés à l'intérieur de cette zone ni d'intervenants désignés pour y intervenir ;
- « *afficher les exigences à respecter avant de pénétrer dans la zone FME* » : les inspecteurs ont relevé que cet affichage était effectivement présent, mais ne précisait pas si le port du casque avec une jugulaire était nécessaire ; cette imprécision a conduit à des pratiques différentes entre les intervenants ;
- « *réaliser un inventaire « FME » formalisé des éléments utilisés dans la zone d'intervention (outillage...) en entrée et sortie* » : les inspecteurs ont relevé qu'il n'y avait pas de suivi rigoureux de l'outillage nécessaire aux interventions. Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté qu'aucun inventaire du matériel qui existait dans la zone FME avant la fermeture physique du périmètre FME et l'établissement du poste de gardiennage FME n'avait été réalisé.

Au vu de l'examen des modalités de prise en compte du risque FME par les inspecteurs, il apparaît que la situation n'est pas satisfaisante dans ce domaine et doit être nettement améliorée.

**Demande A22 : Je vous demande de renforcer la mise en œuvre des dispositions prévues pour la prise en compte du risque FME autour de la piscine du bâtiment réacteur, conformément à votre référentiel interne. Vous m'informerez des actions prises en ce sens.**

---

<sup>7</sup> FME : *foreign material exclusion*



## Colisage et gestion des charges calorifiques

L'article 6.2 de l'arrêté en référence [2] impose de caractériser les déchets produits dans l'installation et d'apposer un étiquetage approprié sur les emballages ou les contenants.

Par ailleurs, la prescription n° 8 du référentiel interne d'EDF relatif à la prévention du risque d'incendie et à la gestion de charges calorifiques, référencé D4550.34-07/3488 indice 0, indique que « *les zones d'entreposage sont identifiées et matérialisées. Elles sont libres de dépôt de matières combustibles en dehors de périodes actives* ».

Enfin, le référentiel interne d'EDF relatif aux exigences de colisage, référencé D4008/27-01/07-59 indice 1, préconise que chaque intervenant souhaitant utiliser une zone d'entreposage doit en faire la demande auprès du responsable « colisage » et identifier le matériel de sa responsabilité en renseignant une fiche d'entreposage. Cette fiche permet également d'analyser la charge calorifique apportée, les risques associées et de définir les mesures éventuelles à mettre en œuvre.

Les inspecteurs ont identifié, à la sortie du bâtiment où se trouvent les vannes du circuit de vapeur principal repérées VVP 214-215-220 VP du réacteur n° 5, l'entreposage de nombreux sacs de déchets ne présentant pas de fiche d'entreposage, et n'ayant par conséquent pas fait l'objet d'une analyse des charges calorifiques apportées.

De plus, les inspecteurs ont relevé que ces sacs de déchets étaient entreposés à proximité d'une tuyauterie protégée par des protections biologiques, mettant en évidence un risque d'irradiation à proximité. De ce fait, cette zone ne semble pas adaptée à un entreposage provisoire de déchets. Enfin, la zone d'entreposage n'était pas balisée.

L'absence de balisage et de fiche d'entreposage constitue un écart à l'article 6.2 de l'arrêté en référence [2] ainsi qu'aux référentiels internes EDF relatifs au colisage, à la prévention du risque d'incendie et à la gestion des charges calorifiques.

**Demande A23 : Je vous demande de renforcer les mesures mises en place en matière de colisage et d'entreposage, et notamment la localisation ainsi que l'identification des zones d'entreposage, la présence des fiches d'entreposage et l'information concernant les charges calorifiques apportées. Vous m'informerez des actions prises en ce sens.**

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté la présence d'établissements en bois dans le bâtiment réacteur du réacteur n° 5. La charge calorifique associée n'était pas affichée et la note de calcul présentée aux inspecteurs pour justifier de l'acceptabilité de la charge calorifique n'était pas rédigée sous assurance qualité.

L'article 2.2.2 de la décision n° 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables aux installations nucléaires de base (INB) pour la maîtrise des risques liés à l'incendie dispose que « *l'exploitant limite les quantités de matières combustibles dans les lieux d'utilisation à ce qui est strictement nécessaire au fonctionnement normal de l'INB et, en tout état de cause, à des valeurs inférieures ou égales à celles prises en compte dans la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie* ».

L'ASN considère que la présence de bois en zone contrôlée doit être en particulier limitée compte tenu de l'apport de charge calorifique et du caractère non facilement décontaminable de ce matériau.

**Demande A24 : Je vous demande de limiter la présence de bois en zone contrôlée à ce qui est strictement nécessaire au fonctionnement normal de l'INB et de m'adresser les éléments permettant d'identifier et de justifier la présence des matériaux en bois qui ne pourraient être retirés.**

### Rupture de sectorisation incendie

Le 8 septembre 2015, les inspecteurs se sont rendus au niveau 15,50 m du bâtiment électrique du réacteur n° 5. Ils ont constaté que la porte coupe-feu située entre le secteur de feu de sûreté repéré 5 SFS L 06 01 A et la zone de feu de sûreté repérée 5 ZFS L 06 04 A était bloquée ouverte : deux intervenants l'avaient ainsi bloquée afin de faciliter une intervention au niveau du plafond.

La note interne de la centrale nucléaire du Bugey référencée D5110/NPE/14014 « Gérer la sectorisation incendie – 3.MRI-01 » indice 0, qui décline la doctrine nationale d'EDF référencée D4550.34-06/4301 « Gestion de la sectorisation incendie » indice 0, classe cette anomalie de sectorisation comme une « *perte d'intégrité de classe 2* » car deux volumes de feu de sûreté (VFS) d'une même voie sont mis en communication. Pour ce type d'anomalie de sectorisation, les prescriptions à respecter, telles qu'indiquées par les documents cités, sont :

- « *Prescription n° 10 : Pour les ruptures d'intégrité de classes 1 et 2, une analyse de risques comprenant toutes les informations nécessaires, est remise aux exploitants* » ;
- « *Prescription n° 12 : Les anomalies de sectorisation de deuxième niveau (classes 2 et 3) sont disponibles en salle de commande et portées en temps différé à la connaissance du directeur de secours* »

Les inspecteurs ont constaté que les opérateurs présents en salle de commande n'étaient pas informés de cette perte d'intégrité de sectorisation. Aucune analyse de risque n'avait été réalisée.

**Demande A25 : Je vous demande d'analyser cette situation et d'en tirer le retour d'expérience afin de renforcer la mise en œuvre des dispositions prévues pour gérer les anomalies de la sectorisation incendie. Vous m'informerez des actions prises en ce sens.**

Par ailleurs, les inspecteurs soulignent que les intervenants ne semblaient pas être conscients des implications de l'ouverture prolongée d'une porte coupe-feu.

Enfin, cette porte doit également être étanche au titre du confinement des matières radioactives.

**Demande A26 : Je vous demande de renforcer l'information des intervenants en matière de rupture de sectorisation incendie et de maîtrise du confinement. Vous m'informerez des actions prises en ce sens.**

## Conduite des réacteurs en fonctionnement normal

### Visibilité et pilotage du projet « Conduite »

Depuis 2012, la centrale nucléaire du Bugey a identifié la nécessité d'élaborer un projet dit « Conduite » s'articulant autour de cinq orientations stratégiques ciblées en fonction des difficultés rencontrées. Chaque orientation stratégique se décline en sous-actions concrètes. Le projet « Conduite » est mené sur la période 2012-2016.

La méthodologie de pilotage du projet « Conduite » est décrite dans un document stratégique qui requiert notamment la rédaction d'une feuille de route pour chaque action clé définie et qui est suivie en réunion hiérarchique au niveau de l'équipe de direction du service (EDS). Cependant, aucune feuille de route n'a été établie au lancement du projet, ni déclinée en fiche de décision, et la consultation du compte-rendu de la dernière réunion EDS par les inspecteurs démontre une absence de suivi formel dans le cadre de cette instance.

De plus, si une première revue du projet « Conduite » a eu lieu le 9 juin 2015, elle ne permet pas d'établir clairement un état d'avancement du projet à cette date.

**Demande A27 : Je vous demande d'assurer un pilotage effectif et régulier de votre projet « Conduite » afin d'améliorer la vision du CNPE sur l'état d'avancement de ce projet. Notamment, la mise en place d'indicateurs proportionnés et pertinents au regard des sous-actions définies est nécessaire afin d'apprécier l'avancée du projet « Conduite » par rapport aux objectifs fixés à l'échéance de l'année 2016.**

### Estimation dosimétrique des activités de lignage

Les inspecteurs ont analysé par sondage des dossiers de lignage (mise de circuits hydrauliques dans la bonne configuration par la manœuvre d'organes d'isolement). Ces dossiers ne comportaient pas d'estimation de dosimétrie individuelle prévisionnelle pour les agents de terrain réalisant ces activités. Vous avez indiqué à l'équipe d'inspection qu'à terme, l'estimation des doses prévisionnelles serait intégrée à votre logiciel d'aide au lignage « ALICE », cependant aucune date précise n'a été définie.

Je vous rappelle que le code du travail définit des limites réglementaires en termes de dosimétrie individuelle et prescrit à son article R. 4451-10 : « *les expositions professionnelles individuelles et collectives aux rayonnements ionisants sont maintenues en deçà des limites prescrites [...] au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible* ».

Cette absence d'estimation dosimétrique pour les activités de lignage ne permet pas au CNPE d'avoir une approche intégrée de l'optimisation de la radioprotection.

Par ailleurs, dans le cadre de la prise en compte des signaux faibles dans le domaine de la radioprotection, l'agent de terrain en charge du lignage, n'étant pas sensibilisé à une référence dosimétrique prévisionnelle de son activité, ne pourra pas faire remonter d'éventuelles dérives dosimétriques qu'il serait intéressant d'analyser.

**Demande A28 : Je vous demande de prendre en compte, dans le cadre de la préparation des activités de lignage, l'estimation dosimétrique prévisionnelle afin de limiter les expositions professionnelles au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre.**

### Essais périodiques réalisés au titre du chapitre IX des règles générales d'exploitation

Les inspecteurs ont examiné la liste des essais périodiques menés par le service « conduite » déclarés satisfaisants avec réserve ou non satisfaisants sur la période allant de mi-2014 à juin 2015. Par sondage, certains documents opératoires d'essais périodiques de cette liste ont été analysés par l'équipe d'inspection.

L'essai sur les vannes de purge des vannes principales d'isolement vapeur voie B (EPC RPR 269) mené bimestriellement sur le réacteur n° 3 est systématiquement déclaré non satisfaisant, depuis 2013, à la suite du non-respect d'un critère de type « RGE A », c'est-à-dire un critère d'essais issu des études de sûreté dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté. Deux vannes testées lors de l'essai (3 VVP 140 et 189 VV) ne respectant pas leur temps de fermeture défini, vous avez décidé de les maintenir fermées pendant le reste du cycle.

Face à ce non-respect de critère « RGE A », vous avez analysé l'écart constaté au travers d'une fiche (référéncée D5110/RGE9/FE VVP) présentée lors de l'inspection et qui conclut, sur la base d'une démonstration, à l'absence d'impact sur la sûreté. Néanmoins, l'analyse ne démontre pas l'absence d'impact de la modification sur le chapitre III (spécifications techniques d'exploitation) et le chapitre VI (conduite à tenir en cas d'incident et d'accident) des règles générales d'exploitation.

Les inspecteurs considèrent que cette situation constitue une modification des règles générales d'exploitation spécifiques aux essais périodiques (chapitre IX des RGE) et doit faire l'objet d'une déclaration auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire en application de l'article 26 du décret en référence [1]. Vous ne respectez donc pas cette exigence réglementaire, et ce depuis la visite décennale du réacteur réalisée en 2013.

La démonstration d'absence d'impact de la modification sur la sûreté devra également porter sur les chapitres III et VI des règles générales d'exploitation. Dans l'attente de cette démonstration, l'essai périodique doit toujours être considéré comme non satisfaisant.

**Demande A29 :**

- a- **Je vous demande de déclarer une modification temporaire du chapitre IX des RGE en application de l'article 26 du décret en référence [1] pour les futurs essais périodiques à réaliser ;**
- b- **Je vous demande également de caractériser l'écart associé au non-respect du critère « RGE A » pour les essais passés ;**
- c- **je vous demande de mettre en place des actions correctives pérennes permettant au CNPE d'éviter le renouvellement de ce type d'écart. Ces actions devront inclure le cas échéant des interventions sur les vannes repérées 3 VVP 140 et 189 VV.**

Les notes du référentiel du CNPE relatives à la gestion des essais périodiques incombant au service « conduite » (référéncées D5110/NT/08427 et 1048) demandent, pour les essais déclarés « satisfaisants avec réserve », de réaliser des analyses de sûreté formalisées.

Le contrôle par sondage effectué par l'équipe d'inspection démontre que la qualité et la complétude des analyses de sûreté ne sont pas systématiquement conformes aux exigences de ces notes. Pour illustration, la justification de l'EPC RPR 262 du 31 mars 2015 mené sur le réacteur n° 5 se base sur une fiche de position établie par le CNPE pour le réacteur n° 4 : cependant aucune analyse permettant de montrer la validité de cette fiche pour le réacteur n° 5 n'a été réalisée et le délai de réparation n'est pas justifié.

**Demande A30 : Je vous demande de mettre en place des actions correctives permettant d'assurer l'enregistrement et la qualité des analyses de sûreté de l'ensemble des essais périodiques déclarés « satisfaisants avec réserve » et « non satisfaisants ».**

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté, lors de l'examen des documents opératoires d'essais périodiques que, contrairement aux notes du référentiel du CNPE relatives à la gestion des essais périodiques réalisés réacteur à l'arrêt et en marche (référéncées D5110/NT/08427 et 1048), un essai périodique déclaré « satisfaisant avec réserve » ou déclaré « non satisfaisant » n'implique pas obligatoirement l'ouverture d'une fiche d'écart. Ce non-respect de votre référentiel peut conduire à une perte de capitalisation du retour d'expérience.

Lors de l'examen des sujets liés à l'exploitation des circuits primaires et secondaires principaux (CPP/CSP), les inspecteurs ont relevé l'existence de nombreux écarts concernant l'essai périodique de temps de fermeture rapide des vannes d'isolement vapeur (VIV) entre 2007 et 2012. Après examen, il s'avère que ces écarts sont relevés à l'occasion de la réalisation d'un premier essai : le temps de manœuvre redevient systématiquement conforme lors de la réalisation d'un deuxième essai. Différentes hypothèses sont mises en avant pour expliquer cet état de fait.

Une modification technique des vannes de décharge rapide, qui améliore leur temps de réponse, a été réalisée entre 2013 et 2014. Pour autant les inspecteurs ont constaté qu'en mars 2015 le critère de l'essai périodique avait à nouveau fait l'objet d'un dépassement sur la vanne 3 VVP 002 VV sans qu'aucune fiche d'écart n'ait été ouverte.

**Demande A31 : Je vous demande de respecter votre référentiel relatif à la gestion des essais périodiques du service conduite et d'ouvrir une fiche d'écart en cas d'essais périodiques déclarés « satisfaisants avec réserve » ou « non satisfaisants ». Vous préciserez les actions correctives mises en place afin d'assurer de façon pérenne cette exigence au sein du service « conduite ».**

**Demande A32 : Je vous demande de m'indiquer les actions correctives complémentaires que vous pourrez mettre en œuvre afin de vous assurer du respect du temps de fermeture rapide des vannes d'isolement vapeur au premier essai.**

Les essais périodiques réalisés au titre du chapitre IX des RGE font partie des activités importantes pour la protection identifiées dans la directive interne d'EDF n° 129 (DI 129).

L'analyse de documents opératoires d'essais périodiques du service « conduite » a mis en évidence un manque de rigueur au cours de leur remplissage (signatures absentes, beaucoup de ratures). La présence, au sein des documents, de nombreuses annotations des chefs d'exploitation ou chefs d'exploitation délégués atteste du contrôle technique effectué sur le contenu de la procédure, mais amène également à s'interroger sur la qualité de l'analyse de « premier niveau ».

**Demande A33 : Je vous demande d'engager une action de vérification interne, telle que définie à l'article 2.5.4 de l'arrêté en référence [2], concernant le renseignement des documents opératoires d'essais périodiques. Vous me transmettez vos conclusions et m'informerez d'éventuelles actions déterminées au regard de votre analyse.**

#### Qualité des dossiers de lignage

Dans le cadre de la note technique du référentiel du CNPE « organisation du service « conduite » pour réaliser et contrôler les lignages des circuits » (référéncée D5110/NT/12117 ind 2), il est indiqué que le pilote de tranche ou le chef d'exploitation délégué réalise le contrôle technique des dossiers de lignage et valide par son visa la bonne réalisation d'un lignage.

Cependant, l'analyse d'une vingtaine de dossiers de lignage de l'arrêt 2014 du réacteur n° 4 a mis en évidence des absences de visas (ex : TR4 REN 03-01, TR4 RIS 04-00), ce qui constitue un écart au référentiel du CNPE.

**Demande A34 : Je vous demande de mettre en place des actions correctives permettant de vous assurer de la présence du visa de contrôle dans les dossiers de lignage.**

#### Organisation et fonctionnement du bureau des consignations déporté

Lors des arrêts de réacteur, le CNPE du Bugey a opté pour la mise en place d'un bureau de consignation déporté (BD2R) afin de désengorger le bureau des consignations et fluidifier les activités, notamment par la délivrance de régimes de travail dits « filles » (c'est-à-dire délivrés après qu'un régime de plus grande ampleur, dit « mère », a été prononcé).

Ce bureau de consignation complémentaire, s'il est correctement organisé et intégré à l'organisation du CNPE en période d'arrêt de réacteur, peut constituer une amélioration importante.

Cependant, cette nouvelle organisation n'est décrite dans aucune note sous assurance qualité, ce qui n'est pas conforme à l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2].

**Demande A35 : Je vous demande de décrire, dans une note sous assurance qualité, les ressources, les moyens et l'organisation prévus pour le fonctionnement du bureau des consignations déporté mis en place dans le cadre des arrêts de réacteurs.**

#### Gestion des écarts sur les matériels en exploitation

Le 9 septembre 2015, les inspecteurs ont constaté la présence de fuites liées à des dégradations de matériels, ainsi que des déversements d'eau sur le sol liés à l'absence de dispositifs de collecte appropriés. Ont été relevés, à titre d'exemple, les éléments suivants :

- la présence d'une fuite d'huile collectée sur le moteur 3 CRF 003 MO du circuit d'eau brute de circulation pour laquelle il n'a pas été émis de demande d'intervention ;
- l'existence d'une fuite évolutive d'un débit de deux litres par minute sur une tuyauterie du circuit d'eau brute secouru (SEC) du réacteur n° 2. Celle-ci était canalisée mais aucune réparation n'était prévue au jour de l'inspection. Par ailleurs, plusieurs fuites sur la voie A du circuit SEC du réacteur n° 2 ont été signalées aux inspecteurs les jours suivants ;
- la condamnation en position ouverte de la vanne 5 ANG 322 VL du circuit d'alimentation normal des générateurs de vapeur, qui a entraîné un écoulement d'eau dans le local ;
- l'existence d'une vanne thermostatique 3 CRF 205 VC dont l'ouverture sur consigne de température produit un déversement d'eau au sol.

Par ailleurs, le 10 septembre 2015, les inspecteurs ont constaté dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n° 2 et 3 :

- la présence de fuites d'huile sur les pompes du système RCV des réacteurs n° 2 et 3 ;
- des débordements de la purge des circuits d'échantillonnage nucléaire (REN) et de purges des générateurs de vapeur (APG) depuis le niveau 8 mètres jusqu'au niveau 0 mètre lors d'opérations de prélèvement d'échantillons ;
- sur une armoire électrique du système 0 LKR, l'absence d'un plastron sur la verrine d'une alarme TEG (ne permettant pas d'identifier la nature de l'alarme lors de l'allumage de la verrine).

Aucune demande d'intervention n'avait été formalisée pour traiter ces écarts au jour de l'inspection. Vos représentants ont indiqué que les débordements sur la purge des systèmes REN/APG sont récurrents et identiques sur les réacteurs n° 2 et 3. Cette situation n'a pas été traitée, ce qui conduit à des dégradations des murs et du sol. Par ailleurs, cette situation crée un risque important de chute de plain-pied dans les couloirs au niveau « 0 mètre ».

Conformément à l'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [2], les écarts doivent faire l'objet, dans les plus brefs délais, d'un examen de la part de l'exploitant, ainsi que d'actions curatives, correctives et préventives appropriées.

#### **Demande A36 :**

a- **Je vous demande de mettre en œuvre des actions visant à résorber les écarts mentionnés ci-dessus tant sur les plans documentaires, par la formalisation des demandes d'intervention et fiches d'écart associées, que matériels, par la mise en œuvre d'actions curatives et correctives adaptées.**

b- **Je vous demande de présenter des actions visant à améliorer de manière pérenne le traitement de ce type d'écarts récurrents. Vous porterez une attention particulière aux actions à mettre en œuvre concernant la résorption des fuites et la maîtrise des déversements qu'ils soient fortuits ou non.**

Les inspecteurs ont porté leur attention sur une alarme de « manque de pression d'air » présente sur l'armoire électrique repérée 3 LHH 001 AR du groupe électrogène de secours. Il leur a été expliqué que cette alarme était permanente depuis la mise en place d'une consignation définitive du système de manœuvre des ventelles du local. La présence de cette alarme est considérée comme « normale » par le personnel.

**Demande A37 : Je vous demande de me transmettre une analyse d'impact de la modification consistant à la mise hors service des ventelles du local de 3 LHH 001 AR, qui permettra de déterminer si une déclaration au titre de l'article 26 du décret en référence [1] est nécessaire. Vous proposerez également des mesures curatives pour la gestion de l'alarme présente en permanence sur l'armoire 3 LHH 001 AR.**

#### Gestion de la détection incendie et identification des indisponibilités associées

Le 9 septembre 2015, lors de leur passage en salle de commande des réacteurs n° 4 et 5, les inspecteurs ont constaté que des événements liés à des indisponibilités du circuit de détection incendie (JDI) induites par le permis de feu n° 1399 venaient d'être mentionnés au tableau de suivi des indisponibilités des deux réacteurs. Ces indisponibilités auraient dû être affichées dès la délivrance du permis de feu dans la matinée. C'est l'ingénieur de sûreté qui a détecté cet écart lors de ses vérifications quotidiennes de la sûreté des réacteurs : il a alors demandé aux équipes de conduite de corriger l'écart.

Vous avez déclaré un événement significatif pour la sûreté à la suite de cet écart le 11 septembre 2015. A l'occasion de l'analyse détaillée de cet événement, l'ASN vous a invité à vous réinterroger sur l'organisation en place pour la préparation des permis de feu, puis pour leur validation par l'équipe de conduite, qui doit effectuer une vérification formelle de l'impact sur la sûreté des installations des inhibitions demandées dans les permis de feu activés.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que, pendant les périodes d'arrêt de réacteur, la gestion des permis de feu en heure ouvrable est confiée à une personne extérieure à l'équipe de conduite et appartenant à une entreprise prestataire. Il a été indiqué aux inspecteurs que cette personne gère aussi l'inhibition et la remise en service de la détection incendie quand celle-ci est prévue par les permis de feu. Cette sous-traitance est prévue par votre note relative à l'orientation et au pilotage de la politique industrielle du CNPE du Bugey (référéncée D5110/NT/10265). Les inspecteurs ont cependant pu constater que cette personne peut être également amenée à acquitter des alarmes incendie, quand ces alarmes proviennent d'une erreur d'inhibition ou de désinhibition de sa part. L'ASN s'interroge sur cette pratique, qui conduit à analyser la légitimité d'une alarme incendie avant d'en informer l'équipe de conduite, et donc à faire reposer sur une personne extérieure à l'équipe de conduite la gestion des alarmes et à retarder la prise en compte de ces alarmes par l'équipe de conduite. Par ailleurs, votre note précise « le choix du faire / faire-faire est basé sur les objectifs suivants : [...] maintenir EDF sur les activités « cœur de métier » d'exploitant nucléaire. Il s'agit des activités en lien direct avec l'exploitation de l'installation pour lesquelles la réalisation des activités nécessite une intervention par des agents de l'entreprise [...] ».

**Demande A38 : Je vous demande d'analyser le périmètre des activités réalisées par un intervenant extérieur dans le cadre de l'assistance à la délivrance des permis de feu durant les périodes d'arrêt de réacteur et de vous positionner sur sa conformité à votre note relative à l'orientation et au pilotage de la politique industrielle du CNPE du Bugey ainsi qu'aux objectifs qui y sont définis concernant les activités « cœur de métier ». Vous m'indiquerez, par ailleurs, les ressources et niveaux de qualification et de formation requis dans votre organisation pour réaliser cette activité.**

Les inspecteurs ont consulté, par sondage, les comptes-rendus des confrontations quotidiennes entre le chef d'exploitation (CE) et l'ingénieur de sûreté (IS) réalisées entre le 25 avril et le 15 mai 2015. Le 9 mai 2015, la mauvaise fermeture du robinet du circuit de contrôle volumétrique et chimique repéré 3 RCV 315 VP a entraîné un débit de fuite du circuit primaire vers le circuit de traitement des effluents primaires (TEP) supérieur à 2 300 litre/heure, redevable d'une entrée dans le document d'orientation et de stabilisation (DOS). L'analyse des causes de cet événement a mis en lumière qu'il manquait un quart de tour à la fermeture du robinet repéré 3 RCV 315 VP. Il a été indiqué aux inspecteurs que ce robinet, manœuvré une fois par cycle seulement, présentait régulièrement des « points durs », mais que ces difficultés de manœuvre étaient connues des agents de terrain.

Concernant le robinet repéré 3 RCV 315 VP, une intervention de maintenance curative a permis le retour à une situation conforme. En revanche, il a été indiqué que ce robinet ne faisait l'objet d'aucune action de maintenance préventive. Eu égard aux conséquences potentielles d'une défaillance de ce robinet, comme la situation du 9 mai 2015 peut l'illustrer, l'ASN considère que ses modalités de maintenance doivent être revues.

**Demande A39 : Je vous demande de mettre en place un programme de maintenance préventive concernant les robinets repérés RCV 315 VP des réacteurs n° 2, 3, 4 et 5 et d'étendre votre analyse aux robinets de même technologie.**

#### Surveillance en salle de commande

Le 10 septembre 2015, les inspecteurs se sont rendus dans les salles de commande des réacteurs n° 4 et n° 5. Les observations réalisées visaient principalement à vérifier le respect des exigences relatives à la surveillance en salle de commande. Plusieurs écarts à la note technique « référentiel de surveillance de la salle de commande » (référéncée D5110/NT/08125 indice 5) ont été relevés :

- la note prévoit qu'en « *début de quart, les opérateurs effectuent systématiquement un essai d'allumage des verrines* » : lors de la prise du quart d'après-midi en salle de commande du réacteur n° 5, cette vérification a été effectuée par un opérateur en formation, donc non habilité pour effectuer cette tâche ;
- concernant la mission de l'opérateur « *coordonnateur en arrêt de tranche* », la note précise qu'il « *n'est pas dans l'action mais assure la mission de surveillance « tête haute » [et] qu'il se positionne en appui et ne manœuvre pas les TPL* » : les inspecteurs ont constaté, lors du quart d'après-midi dans la salle de commande du réacteur n° 5, que l'opérateur coordonnateur avait réalisé une activité en « temps-réel », nécessitant la manœuvre de boutons de type « tourner/pousser lumineux » (TPL) ;
- l'annexe 4 de la note contient la liste de certains TPL et relais de commande à main (RCM) qui doivent être munis d'un système de capotage afin de réduire les risques d'erreur : en salle de commande du réacteur n° 4, les inspecteurs ont constaté l'absence de capotage sur les TPL ou RCM associés aux organes suivants : ANG 005 TL, GST 001 TL, APG 001 et 002 RC et APG 010 VL.

**Demande A40 : Je vous demande d'analyser et de tirer le retour d'expérience des situations faisant l'objet des deux premiers points exposés ci-dessus. Concernant le troisième point, je vous demande de vérifier que les systèmes de capotages requis par l'annexe 4 de la note D5110/NT/08125 sont bien présents dans les salles de commande des réacteurs n° 2, 3, 4 et 5 et de procéder à leur remise en conformité le cas échéant.**

#### **Modifications matérielles des installations**

##### Mise à jour des programmes de maintenance préventive associés aux modifications matérielles

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont souhaité analyser la maintenance prévue sur les nouveaux robinets installés dans le cadre de la modification référencée PNPP 0371. Cette modification a été intégrée sur le réacteur n° 2 en 2014. Ils ont constaté que la maintenance préventive à effectuer sur ces robinets n'était pas encore définie ; pour autant, des pièces de rechange ont été approvisionnées.



L'ASN vous rappelle que le 5b) de l'article 3.2 de l'annexe de la décision n° 2014-DC-0420 en référence [7], applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, vous demande d'analyser l'impact des modifications matérielles sur les documents d'exploitation requis par votre système de management intégré, dont font partie les programmes de maintenance.

**Demande A41 : Je vous demande de définir la maintenance préventive à effectuer sur l'ensemble des nouveaux composants installés dans le cadre de la modification PNPP 0371.**

**Demande A42 : Je vous demande de modifier votre organisation pour pouvoir définir dès la conception et la validation des modifications leur impact sur les programmes de maintenance préventive.**

#### Vérification de la bonne intégration des impacts documentaires des modifications matérielles

Lorsque les modifications matérielles sont intégrées au cours des arrêts de réacteur, des vérifications doivent être effectuées, avant les changements d'état du réacteur en fin d'arrêt, pour s'assurer que les travaux sont bien finalisés avant que les nouveaux matériels ne soient requis au titre des spécifications techniques d'exploitation. Par ailleurs, les mises à jour des règles générales d'exploitation doivent être faites pour le même jalon. Pour effectuer ces vérifications, votre site réalise, comme prévu par la directive interne n° 71 relative à la maîtrise des changements d'états en phases d'arrêt ou de redémarrage, des bilans des activités et de contrôles présentés lors des « commissions sûreté en arrêt de tranche » (COMSAT) ; ces bilans sont aussi utilisés pour vérifier la bonne réalisation des opérations de maintenance préventive et la résorption des écarts.

Lors de leur examen réalisé par sondage, les inspecteurs ont constaté que la vérification de la mise à jour des spécifications techniques d'exploitation et des essais périodiques du réacteur n° 2 requise à l'issue de la réalisation de la modification PNPP 0371 n'a pas été faite lors de la COMSAT tenue pour le passage dans l'état « Arrêt normal sur le circuit de refroidissement à l'arrêt » (AN/RRA), alors que les matériels associés à cette modification étaient requis à compter de cet état. Vous avez cependant pu démontrer aux inspecteurs que ces modifications des spécifications techniques d'exploitation et des essais périodiques avaient bien été faites à temps. L'absence de vérification en COMSAT pour le passage en AN/RRA de ce point constitue cependant un écart à votre référentiel interne.

Les inspecteurs ont constaté que le service automatisme du site prépare, pour chaque changement d'état du réacteur, un document listant les modifications documentaires rendues nécessaires par des modifications matérielles et atteste de leur bonne réalisation. Le service sûreté qualité, responsable des essais périodiques et des spécifications techniques d'exploitation, ne semble pas utiliser ce type de document.

Par ailleurs, lors de l'examen du thème relatif à « l'intégration du référentiel », les inspecteurs ont également relevé que l'articulation entre la mise en place des modifications matérielles et les modifications documentaires n'est pas clairement décrite. Elle repose sur les liens entre l'intégrateur local des modifications (ILM) et l'intégrateur local documentaire (ILD), avec la participation notamment de l'ILD au groupe d'étude technique et modification (GTEM).

Les inspecteurs considèrent que l'organisation mise en place n'est pas suffisamment robuste. Ainsi, la modification matérielle référencée PNPP 0628, relative à la limitation des rejets par les événements du réservoir du circuit de traitement et réfrigération des piscines (PTR), est considérée comme intégrée sur le réacteur n° 2. Or une partie de la modification documentaire associée à la modification référencée PNPP 0628 n'est pas finalisée. En effet, sur le réacteur n° 2, le contrôle des joints des nouveaux registres de ventilation sur le circuit DVN n'a pas été créé dans l'application informatique de gestion SYGMA en tant que contrôle préventif (PRV), alors que le programme de maintenance préventive était bien défini dans le dossier de la modification. Bien que cet écart n'ait pas eu d'impact sur l'installation, il montre les dérives possibles et illustre la fragilité du système.

**Demande A43 : Je vous demande de mettre en place une organisation rigoureuse vous permettant de vous assurer, notamment lors des bilans gestionnaires en arrêt de réacteur mais également réacteur en fonctionnement, que les mises à jour des documents et des bases de données rendues nécessaires par les modifications matérielles réalisées sont effectives dans les délais requis.**

#### Modifications du rapport de sûreté induites par les modifications matérielles

Votre organisation prévoit un délai maximal de 2 mois pour modifier le rapport de sûreté de l'installation à compter de l'intégration d'une modification si celle-ci est réalisée lorsque le réacteur est en fonctionnement et à compter de la divergence du réacteur si la modification est faite lors d'un arrêt de réacteur.

Cette pratique n'est pas conforme à l'article 20 du décret en référence [1] qui prévoit que le rapport de sûreté soit tenu à jour par l'exploitant, sans y associer de délai particulier : le rapport de sûreté, à l'instar des autres documents d'exploitation, doit donc être mis à jour de façon concomitante aux modifications de l'installation. Ces éléments sont rappelés au 7) de l'article 3.2 de l'annexe de la décision n° 2014-DC-0420 relative aux modifications matérielles des installations nucléaires de base applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

**Demande A44 : Je vous demande de modifier votre organisation afin que les mises à jour du rapport de sûreté rendues nécessaires par les modifications matérielles soient réalisées dès la mise en œuvre de la modification.**

#### Suivi des écarts

Lorsque les modifications sont mises en œuvre lors des arrêts de réacteur, vous pouvez être amenés à ne pas en finaliser complètement la mise en œuvre, notamment lorsque le traitement de certains écarts n'est pas achevé lors de l'arrêt. Vous reportez alors à un arrêt ultérieur le traitement de ces écarts.

Les inspecteurs ont constaté que votre organisation conduit à clore les écarts à la fin de la mise en œuvre de la modification même s'ils n'ont pas été traités, puis à rouvrir un dossier de modification pour traiter les actions correctives associées sur les arrêts à venir. Cette organisation ne vous permet pas un accès direct à la liste des écarts affectant l'installation non encore corrigés, alors que l'article 2.6.3 de l'arrêté en référence [2] vous demande de tenir à jour une liste des écarts affectant l'installation.

**Demande A45 : Je vous demande de mettre en place une organisation vous permettant de disposer d'une liste de tous les écarts découverts ou provoqués lors la mise en œuvre des modifications matérielles et non encore corrigés sur vos installations.**

#### **Source froide**

##### Programme de maintenance préventive

Les inspecteurs ont examiné le cadre des documents prescriptifs internes d'EDF sur le plan de la maintenance préventive des matériels de la source froide. Celui-ci se décompose en plusieurs programmes de base ou programmes locaux de maintenance préventive.

Le circuit d'alimentation en eau brute (SEB) est constitué de deux parties : une partie « eau brute » alimentée par l'eau du Rhône et, en relation via des échangeurs, une partie dite « Noria », conditionnée en eau déminéralisée.

Les inspecteurs ont constaté que les matériels de la partie « Noria » n'étaient plus couverts par un programme de maintenance préventive mais faisaient toutefois l'objet d'opérations d'entretien périodique au titre des bonnes pratiques (comme le graissage de certains organes).

Or certains des matériels de la partie « Noria » du circuit SEB sont classés « éléments importants pour la protection associés aux risques liés aux incidents et accidents radiologiques » (EIPS) tels que définis par l'article 1.3 de l'arrêté en référence [2].

Les inspecteurs ont noté que vous avez engagé un travail de création d'un programme local de maintenance préventive dédié aux matériels de la source froide (PLMP source froide) intégrant toutes les actions des programmes de maintenance existants ainsi que les actions supplémentaires de maintenance des matériels de la source froide exigées par la disposition transitoire d'EDF n° 326 relative à la robustesse de la source froide.

Les inspecteurs n'ont cependant pas identifié que les matériels EIPS de la partie « Noria » du circuit SEB, actuellement non couverts par un programme de maintenance préventive, seraient inclus dans le futur PLMP source froide.

**Demande A46 : Dans le cadre de la création d'un programme local de maintenance préventive dédié aux matériels de la source froide, je vous demande d'intégrer dans votre identification des actions de maintenance de ce programme l'ensemble des matériels EIPS concernés. Vous veillerez à recenser l'ensemble des matériels EIPS de la source froide, les inclure au sein du futur programme local de maintenance préventive « source froide » et, le cas échéant, justifier l'absence d'actions de maintenance préventive associées.**

#### Règle particulière de conduite relative à la source froide

Les inspecteurs ont examiné par sondage les actions mises en œuvre pour respecter les prescriptions de la règle particulière de conduite relative à la source froide de la centrale nucléaire du Bugey référencée D4550.31-12/5367 indice 0. La prescription P0 de cette règle demande que le site définisse, pour la mise en œuvre des procédures opérationnelles, des entraînements à périodicité régulière. Ces procédures opérationnelles sont élaborées pour répondre aux situations de différents types d'agressions climatiques. Vous disposez de quatre consignes opérationnelles :

- GP3 permettant de répondre à la situation climatique « grand froid » ;
- GP9 permettant de répondre à la situation climatique « grand chaud » ;
- GP8 permettant de répondre à la situation d'un étiage ou d'une inondation ;
- ICRF permettant de répondre à la situation d'un colmatage de la source froide ou de la formation de frasil.

Chacune de ces consignes opérationnelles comporte différentes phases de réponse allant de la phase « veille » à la phase « alerte ».

Vos représentants ont indiqué que depuis quelques années, compte tenu des conditions météorologiques, les consignes opérationnelles GP3 et GP9 étaient régulièrement mises en œuvre sur toutes ces phases : à ce titre, vous considérez que la mise en œuvre effective de ces consignes permet de s'affranchir de la réalisation d'entraînement périodique. Toutefois, vous ne disposez pas d'une planification des entraînements périodiques si les conditions météorologiques vous amenaient à ne pas mettre en œuvre les consignes opérationnelles GP3 et GP9.

Pour les consignes opérationnelles GP8 et ICRF, vos représentants ont évoqué la réalisation de formations périodiques avec des mises en situation sur simulateur et sur le terrain. Or, dans les quelques cahiers individuels de formation d'agents EDF du service en charge de la conduite examinés, les inspecteurs n'ont relevé que des formations en salle pour ce qui concerne les aspects relatifs aux consignes opérationnelles GP8 et ICRF.

**Demande A47 : Je vous demande de présenter formellement l'ensemble des dispositions vous permettant de justifier que vous menez des entraînements, au sens pratique du terme, périodiques et réguliers sur vos consignes opérationnelles GP8 et ICRF. Vous vous assurerez que ces dispositions permettent d'aborder toutes les phases de vos consignes opérationnelles. Le cas échéant, je vous demande de prévoir un programme d'entraînements périodiques répondant à la prescription P0 de la règle particulière de conduite relative à la source froide de la centrale nucléaire du Bugey référencée D4550.31-12/5367 indice 0 pour les consignes GP8 et ICRF. Enfin, dans la mesure où les conditions climatiques ne vous conduiraient pas à mettre en pratique les différentes phases des consignes opérationnelles GP3 et GP9, je vous demande d'intégrer celles-ci dans votre programme d'entraînements périodiques.**

#### Mesure du différentiel de pression des grilles de filtration de la station de pompage

Les inspecteurs ont examiné le dossier de modification temporaire de l'installation (MTI) concernant la mesure du différentiel de pression des grilles de filtration de la station de pompage par l'intermédiaire d'une poire de niveau installée à l'aval de ces grilles. Cette MTI a été mise en œuvre à la suite d'une modification matérielle visant à traiter l'obsolescence des capteurs immergés mesurant le différentiel de pression des grilles de filtration de la station de pompage, qui n'avait pas donné satisfaction.

Vos représentants ont indiqué ne pas avoir de visibilité quant au choix d'une nouvelle technologie fiable de capteurs qui permettrait de supprimer cette MTI.

Par ailleurs, lors de l'examen du thème « conduite », les inspecteurs ont assisté à la mesure du niveau d'eau réalisée par le rondier à l'aide d'un limnimètre afin de confirmer la mesure issue de la poire de niveau installée dans le cadre de la MTI. Cette disposition dure depuis un an environ mais n'a pas été intégrée de manière pérenne à la ronde ou dans le terminal informatique (TPS) utilisé par le rondier. Vos représentants ont indiqué que cette disposition fait l'objet de messages de vigilance lors du briefing de quart. Les inspecteurs estiment que la répétition sur le long terme de message de vigilance les banalise et amoindrit leur impact.

**Demande A48 : Je vous demande d'étudier cette situation et de mettre en place, dans l'attente du déploiement définitif d'un dispositif technique fiable de mesure du différentiel de pression des grilles de filtration de la station de pompage, une organisation pleinement intégrée dans le cadre de la ronde de surveillance quotidienne des installations réalisée par le service conduite.**

**Demande A49 : Je vous demande d'engager un plan d'actions visant à définir une solution technique pérenne et fiable pour mesurer le différentiel de pression des grilles de filtration de la station de pompage. Vous me transmettez l'échéancier de ce plan d'actions.**

#### Etat des installations

Les inspecteurs se sont rendus dans les locaux de la station de pompage. Ils ont constaté que les tuyauteries situées aux pieds des vannes repérées 2 SEB 012 VE et 2 SEB 002 VE étaient dans un mauvais état de surface (peinture très écaillée, traces de corrosion).

**Demande A50 : Je vous demande de procéder à un examen des tuyauteries situées aux pieds des vannes repérées 2 SEB 012 VE et 2 SEB 002 VE et à leur remise en état. D'une manière générale, je vous demande d'intégrer, dans votre programme de surveillance des matériels de la source froide, un examen de l'état général de l'ensemble des matériels concernés et d'engager, le cas échéant, les travaux nécessaires au maintien de leur bon état.**

## Exploitation des circuits primaires et secondaires principaux (CPP/CSP)

### Comptabilisation des situations et AIP

Vous avez identifié les activités importantes pour la protection des intérêts (AIP) au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [2] dans la note référencée D5110NT15193. L'activité de comptabilisation des situations n'est pas prise en compte dans cette note alors qu'elle répond en tous points à la définition d'une AIP et en particulier aux critères d'identification définis par EDF dans la directive interne n° 129. Cette activité était d'ailleurs considérée comme une activité influant sur la qualité des éléments importants pour la sûreté de l'installation (ACQ) au sens de l'article 2.1 de l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base.

L'ASN considère que la notion d'AIP englobe la précédente notion d'ACQ qui est élargie à toutes les activités contribuant à la protection des intérêts comme cela est rappelé dans le courrier CODEP-DCN-2013-030286. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'absence de l'activité de comptabilisation des situations dans la liste des AIP relevait probablement d'un oubli, et aucune raison technique de sûreté n'a été invoquée concernant un éventuel déclassement de cette activité.

**Demande A51 : Je vous demande de réexaminer le classement en tant qu'AIP de l'activité de comptabilisation des situations dans votre note référencée D5110NT15193. Vous identifierez également les autres activités précédemment considérées comme des ACQ (au titre de l'arrêté du 10 août 1984) qui n'auraient pas fait l'objet d'un reclassement en AIP lors de la déclinaison de l'arrêté cité en référence [2].**

### Mise en œuvre d'examens non destructifs (END) non qualifiés

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le procédé qualifié CC.P/138 révision 1 qui devait être mis en place pour le contrôle des soudures circulaires de la ligne d'expansion du pressuriseur (LEP) conformément au programme de maintenance N° PB900-AM440-03 indice 2 n'était pas adapté à certaines soudures compte tenu de configurations géométriques spécifiques. C'est par exemple le cas de la soudure repérée LE01 sur le réacteur n° 5. Toutefois, vos équipes ont mis en œuvre ce procédé d'examen sous couvert de validation des résultats par un expert dans le domaine.

L'article 8 de l'arrêté en référence [3] requiert que : « *les procédés d'essai non destructif employés dans le cadre des visites prévues aux articles 14 et 15 ci-après sur les appareils font l'objet, préalablement à leur utilisation, d'une qualification prononcée par une entité choisie par l'exploitant.* ». Vous avez également indiqué qu'aucune évolution de ce procédé de contrôle n'était prévue à court terme afin d'étendre son périmètre de qualification et d'inclure les soudures présentant une configuration particulière.

**Demande A52 : Je vous demande de réaliser un inventaire des soudures circulaires de la ligne d'expansion du pressuriseur présentant une difficulté d'application d'un procédé qualifié et de qualifier un procédé d'examen non destructif à même de contrôler ces soudures. Vous me présenterez un planning de développement associé.**

### Conditions de stockage des films radiographiques

Les inspecteurs ont contrôlé les conditions de stockage des films radiographiques. Vous avez défini des conditions de stockage de ces films (température, hygrométrie) qui font l'objet d'un enregistrement. Des écarts récurrents apparaissent sur certains paramètres de ces enregistrements. Aucune dégradation des films radiographiques n'a cependant été constatée.

**Demande A53 : Je vous demande d'enregistrer ces écarts récurrents aux conditions de stockage des films radiographiques que vous avez définies et de mettre en place les actions correctives adaptées.**

**Annexe II à la lettre CODEP-LYO-2016-004015**  
**Demandes de compléments d'information**

Politique de protection des intérêts – Système de management de la qualité

Sans objet.

Elaboration et intégration du référentiel

Sans objet.

Gestion des écarts

Les inspecteurs ont examiné l'organisation retenue par le site pour gérer les DI. Les inspecteurs ont noté que cette organisation prévoit, en dehors des périodes d'arrêts de réacteur, la tenue d'une réunion mensuelle dénommée réunion « demande d'intervention-anomalie matérielle (DI-AM) » permettant de suivre l'avancement du traitement des DI par les services et de redéfinir, si nécessaire, leur priorité.

Les inspecteurs ont examiné par sondage des comptes rendus de ces réunions et ont constaté que seules les DI de priorité 1 et 2 sont traitées dans le cadre de cette réunion. Les inspecteurs considèrent que l'examen des DI d'un niveau de priorité différent de 1 ou 2 est également nécessaire pour vous assurer de l'adéquation du traitement proposé avec les dispositions des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté en référence [2].

**Demande B1 : Je vous demande de vous prononcer sur l'opportunité d'examiner l'ensemble des DI, quelle que soit leur priorité, au cours des réunions DI-AM au regard des exigences des articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté en référence [2].**

Maintenance des installations sur le terrain

Modification PNPP 0371 : rayon de courbure des flexibles des vannes pneumatiques

Dans le cadre du dossier de modification matérielle référencée PNPP0371 « Fiabilisation de l'isolement de la barrière thermique des GMPP », des vannes motorisées en aval de la barrière thermique de chaque groupe motopompe primaire (GMPP) ont été installées, ainsi qu'un capteur de température qui provoque la fermeture de la vanne d'isolement associée sur l'atteinte d'un seuil de température fixé à 100 °C. Ces vannes pneumatiques sont alimentées en air par un flexible tressé en acier inoxydable.

Lors de la visite dans le bâtiment du réacteur n° 5, les inspecteurs ont constaté que le flexible sur la vanne repérée 5 RRI 225 VN, associée au GMPP de la boucle n° 1, présentait une courbure très prononcée. Cette courbure peut conduire à la dégradation du flexible et, ainsi, à la perte éventuelle du confinement en cas de rupture de la barrière thermique du GMPP.

À la suite de ce constat, vous avez ouvert la demande d'intervention (DI) n° 01290881, sollicitant la vérification de l'état de ces flexibles sur les GMPP des boucles n° 2 et 3. Cette DI était classée comme « priorité 1 », c'est-à-dire demandant une intervention immédiate.

**Demande B2 : Je vous demande de me transmettre les résultats des contrôles réalisés sur les boucles n° 2 et 3 du réacteur n° 5, votre analyse d'impact sur la sûreté de cet écart et, le cas échéant, le programme envisagé pour sa mise en conformité. Vous préciserez également les contrôles envisagés sur les réacteurs de votre établissement où cette modification a déjà été déployée.**

## Sectorisation incendie

La cage d'escalier repérée N477 donnant accès au niveau « 8,00 m » du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) permet d'accéder à la zone de feu de sûreté repérée 9 ZFS N 09 03 A par la porte repérée 9 JSN 471 PD. Les inspecteurs ont constaté que cette porte était ouverte à leur passage.

**Demande B3 : Je vous demande de m'indiquer si la cage de l'escalier repéré N477 constitue une zone de feu d'accès (ZFA) au sens de votre référentiel incendie ainsi que, le cas échéant, les exigences de résistance au feu et aux fumées associées à la porte repérée 9 JSN 471 PD. Vous m'indiquerez les mesures correctives mises en œuvre pour le cas où cette porte participe à la sectorisation incendie.**

Conduite des réacteurs en fonctionnement normal
---

### Branche d'appui compétence du service « conduite » (BAC)

L'organisation du service « conduite » de la centrale nucléaire du Bugey présente la particularité d'intégrer une branche d'appui compétence (BAC) composée de trois techniciens de niveau « haute maîtrise technique » (HMT) et de trois opérateurs. Cette branche a été créée pour assurer la professionnalisation des nouveaux arrivants au service « conduite » concerné, comme les autres centrales nucléaires exploitées par EDF, par un important taux de renouvellement des agents. L'ASN souligne et encourage cette initiative prise par la centrale nucléaire du Bugey.

La BAC assure notamment des formations locales complémentaires aux formations délivrées par l'organisme national de formation (UFPI), répondant à des besoins définis et ciblés par le CNPE en fonction du retour d'expérience.

Au cours de l'inspection du 9 septembre 2015, les inspecteurs ont constaté que la manœuvre de certains organes de robinetterie présentant des spécificités techniques particulières était mal connue des agents de terrain et pourrait faire l'objet de formations complémentaires par la BAC.

**Demande B4 : Je vous demande de veiller à ce que les agents de la BAC disposent de toutes les compétences nécessaires pour dispenser des formations au personnel de conduite.**

**Demande B5 : Je vous demande de vous positionner sur l'opportunité de proposer aux agents de terrain, via la BAC, un programme de formation spécifique pour la manœuvre de certains organes de robinetterie présentant des spécificités techniques particulières.**

### Équipements sous pression

Les inspecteurs ont constaté que les filtres repérés 3 SEB 001 FI et 002 FI ne disposaient pas de plaque d'identification. Vos représentants ont indiqué que ces filtres ne sont pas soumis à l'arrêté du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression car, en phase d'exploitation normale, ils contiennent un liquide froid.

Il existe cependant un cycle de détassage du sable du filtre par injection d'air comprimé. Vos représentants ont indiqué que la pression lors de ce cycle était limitée du fait de la présence d'un diaphragme en amont du filtre et d'une mise à l'atmosphère en aval de celui-ci. Si ces dispositions sont effectivement de nature à limiter la pression dans le filtre, les inspecteurs considèrent cependant que le sable compacté constitue un obstacle susceptible de provoquer une perte de charge significative à l'intérieur du filtre et donc d'introduire une pression à l'intérieur de cet équipement.

**Demande B6 : Je vous demande d'apporter des éléments complémentaires permettant de justifier par le calcul ou par la mesure que les filtres 3 SEB 001 FI et 002 FI ne sont pas soumis à l'arrêté du 15 mars 2000.**

Serrage des capteurs de fin de course

Les inspecteurs ont consulté le compte-rendu de la réunion du groupe technique sûreté (GTS) du 19 juin 2015. Cette réunion s'est tenue à la suite d'un problème détecté sur la vanne du circuit d'injection de sécurité repérée 3 RIS 003 VP. Le desserrage du capteur de fin de course de cette vanne avait en effet conduit à déclarer un essai périodique non satisfaisant (essai périodique référencé RPR 259 du 15 juin 2015). Les analyses réalisées par le service en charge de la maintenance de cette vanne ont montré qu'aucune prescription relative au serrage de la visserie de maintien du capteur de fin de course n'avait été définie, que ce soit par le constructeur ou EDF.

Afin de tirer le retour d'expérience de cette situation, le service robinetterie chaudronnerie (SRC) a défini une valeur de couple de serrage de la visserie de maintien du capteur de fin de course égale à 75 % de la limite élastique de cette visserie. Cette exigence a été précisée dans les procédures de maintenance de toutes les vannes de même type de la centrale nucléaire du Bugey. Il a été indiqué aux inspecteurs que la mise en place de cette exigence n'avait pas fait l'objet d'échange avec les services centraux d'EDF.

**Demande B7 : Je vous demande d'informer vos services centraux de la mise en place d'une exigence relative au couple de serrage de la visserie de maintien des détecteurs de fin de course des vannes similaires à la vanne 3 RIS 003 VP. Dans le cas où cette exigence serait validée, vous m'informerez des dispositions prises afin de la diffuser à l'ensemble des centrales nucléaires d'EDF, au titre de la prise en compte du retour d'expérience. Dans le cas contraire, vous m'indiquerez les actions que vous mettrez en œuvre.**

Modifications matérielles des installations
---

Modifications du rapport de sûreté générées par les modifications matérielles

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que les modifications du rapport de sûreté étaient réalisées par le service sûreté qualité dans un modèle de document, sorte de rapport de sûreté ne correspondant techniquement à aucun des quatre réacteurs du CNPE du Bugey. Les modifications ne sont intégrées dans le rapport de sûreté que lorsque la modification matérielle a été mise en œuvre sur un réacteur du site, alors que quelques années peuvent séparer la mise en œuvre de cette modification sur les autres réacteurs du CNPE. Pour savoir quelle partie du rapport de sûreté s'applique à quel réacteur, le service sûreté qualité tient à jour un tableau, indiquant l'avancement de la mise en œuvre des modifications sur les quatre réacteurs.

Il a cependant été indiqué aux inspecteurs que le service « conduite » disposait bien d'un rapport de sûreté à jour et autoportant pour chaque réacteur, et ce sans recours au tableau de suivi des mises en œuvre : ce point n'a pu être vérifié lors de l'inspection par les inspecteurs, qui s'interrogent par ailleurs sur les délais de mise à jour de ces rapports de sûreté.

**Demande B8 : Je vous demande de me confirmer que vous disposez bien d'un rapport de sûreté à jour et autoportant pour chacun des quatre réacteurs du Bugey. Vous m'indiquerez par ailleurs comment est effectuée la mise à jour de ces rapports de sûreté.**



### Analyse des impacts sur les hommes et les organisations des modifications matérielles

Lors de l'inspection, vos représentants ont indiqué que le conseiller en facteurs humains du site n'était pas associé au processus de définition et de validation des modifications matérielles, qu'elles soient ou non soumises à déclaration au titre de l'article 26 du décret en référence [1]. Vous estimez en effet que les modifications définies et validées au niveau du site ont un impact faible sur les hommes et les organisations, et qu'il n'est donc pas nécessaire de les analyser avec le conseiller en facteur humain.

Les inspecteurs estiment que certaines modifications pourraient cependant mériter de faire l'objet d'une telle analyse. Par ailleurs, l'ASN vous rappelle que l'article 3.2 de l'annexe de la décision n° 2014-DC-0420 en référence [7] qui s'applique depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015 impose notamment, pour toutes les modifications, une analyse puis une limitation des conséquences des modifications sur l'organisation et l'environnement de travail.

**Demande B9 : Je vous demande de me transmettre votre analyse formalisée sur l'opportunité d'associer ou non le conseiller en facteur humain du site à la définition et l'analyse de l'impact des modifications matérielles locales.**

**Demande B10 : Je vous demande de m'indiquer l'organisation mise en place au sein de votre établissement pour mener l'analyse demandée au 3 b) de l'article 3.2 de l'annexe de la décision n° 2014-DC-0420 et la valider.**

### Mise à jour des plans à la suite des modifications matérielles

Lors de l'intégration de la modification référencée PNPP 0371 sur le réacteur n° 2 en 2014, vous avez ouvert la fiche de non-conformité n° BU2.14.0053 car des supports n'ont pu être installés tel que cela était prévu par le dossier de modification en raison d'un encombrement particulier. Une platine a été ajoutée et un trou a été ajouté au support pour pouvoir réaliser les travaux.

Lors de l'inspection, les plans des installations n'avaient pas été mis à jour pour prendre en compte ces modifications.

**Demande B11 : Je vous demande de me confirmer que les plans ont bien été mis à jour pour prendre en compte la fiche de non-conformité n° BU2.14.0053.**

Source froide

Sans objet.

Exploitation des circuits primaires et secondaires principaux (CPP/CSP)

### Durée d'archivage des dossiers de surveillance.

Les inspecteurs ont demandé à consulter le dossier de surveillance de l'intervenant extérieur ayant réalisé les contrôles de la ligne d'expansion du pressuriseur du réacteur n° 2 en 2010 (VP26). Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que les procédures applicables ne requièrent pas l'archivage du dossier de surveillance après la fin du contrat avec l'intervenant extérieur. En l'occurrence le contrat référencé C441C60272 avec l'intervenant extérieur étant clos, le dossier de surveillance a été détruit et n'a pas pu être présenté aux inspecteurs.

Conformément à l'article 2.2.2 de l'arrêté en référence [2], la documentation de la surveillance des intervenants extérieurs doit être documentée dans les conditions prévues à l'article 2.5.6 du même arrêté, qui précisent notamment que « ... *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* ».

**Demande B12 : Je vous demande de justifier que les durées d'archivage des dossiers de surveillance des prestataires répondent à l'arrêté en référence [2] et sont à même de démontrer *a posteriori* le respect des exigences définies. Le cas échéant, vous réviserez la note relative à la conservation de ces documents.**

Mise à jour du dossier d'analyse du comportement.

Les inspecteurs ont vérifié la tenue à jour des dossiers réglementaires de référence en conformité avec l'article 5 de l'arrêté en référence [3]. Ils se sont plus particulièrement intéressés aux charges affectant la boucle n° 3 de la ligne du circuit d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur (ASG) située à l'intérieur du bâtiment du réacteur (BR) n° 3. Ils ont constaté qu'une mise à jour du dossier réglementaire avait eu lieu en 2009 visant à prendre en compte le remplacement du générateur de vapeur et la réévaluation du spectre sismique associé à la troisième visite décennale. Ils n'ont pas de remarque sur cette mise à jour.

Ils ont également constaté une deuxième mise à jour constituant le passage à l'indice E du document NESP-F.DC10114 datant de septembre 2014. Les raisons de cette mise à jour n'ont pas pu être explicitées au cours de l'inspection. Cette mise à jour mentionne que la justification du respect de l'équation n° 8 du RCC-M sur la tuyauterie ASG de la boucle n° 1 du réacteur n° 4 est « enveloppe » de toutes les boucles sur les quatre réacteurs. Les inspecteurs ont constaté des différences de matériaux sur certains tronçons de tuyauteries entre la boucle n° 1 du réacteur 4 et la boucle n° 3 du réacteur 3, ce qui ne permet pas de s'attacher aux seuls chargements pour justifier du caractère enveloppe de la boucle n° 1 du réacteur n° 4.

**Demande B13 : Je vous demande de préciser les raisons de la mise à jour du dossier d'analyse du comportement de la partie « intérieur BR » de la tuyauterie ASG sur la boucle n° 3 du réacteur n° 3 en 2014. Je vous demande de justifier que le caractère « enveloppe » de la boucle n° 1 du réacteur n° 4 par rapport à la boucle n° 3 du réacteur n° 3 intègre les différences de matériaux existantes entre ces deux boucles.**

**Annexe III à la lettre CODEP-LYO-2016-004015**  
**Observations**

Politique de protection des intérêts – Système de management de la qualité

Sans objet.

Elaboration et intégration du référentiel

Sans objet.

Gestion des écarts

Sans objet.

Maintenance des installations sur le terrain

Sans objet.

Conduite des réacteurs en fonctionnement normal

C.1 Les actions définies dans le cadre du plan d'actions consignations sont à ce jour correctement suivies et mises en place en respectant les échéances définies.

C.2 L'ASN souligne de façon positive la mise en place localement d'un logiciel d'aide au lignage nommé ALICE développé par la centrale nucléaire du Bugey.

C.3 Dans le local 3 LHH001AR les inspecteurs ont constaté la présence d'un échafaudage portant un panneau « NON CONFORME » et dont le démontage avait été demandé le 17 août 2015, soit depuis presque un mois.

Modifications matérielles des installations

Sans objet.

Source froide

Sans objet.

Exploitation des circuits primaires et secondaires principaux (CPP/CSP)

Sans objet.

\*\*\*