

DIVISION DE LYON

Lyon, le 07/04/2016

N/Réf. : CODEP-LYO-2016-014275

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire de production d'électricité du Bugey**  
Electricité de France  
CNPE du Bugey  
BP 60120  
**01155 LAGNIEU Cedex**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
Centrale nucléaire du Bugey (INB n°78 et 89)  
Inspection INSSN-LYO-2016-0046 du 31 mars 2016  
Thème : « R.5.6 Pérennité de la qualification »

**Ref. :** Code de l'environnement, notamment ses articles L. 592-19 et suivants, et L. 596-3.

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 31 mars 2016 sur la centrale nucléaire du Bugey sur le thème « R.5.6 Pérennité de la qualification ».

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

### **Synthèse de l'inspection**

L'inspection en objet concernait le thème « R.5.6 Pérennité de la qualification ». Les inspecteurs ont examiné l'organisation de la centrale nucléaire du Bugey pour maintenir, en exploitation, la qualification des matériels aux conditions accidentelles. Ils ont pour cela contrôlé les modalités mises en œuvre pour décliner la directive interne d'EDF n°81 (DI 81) à l'indice 1. Ils ont ensuite examiné l'organisation de la centrale nucléaire du Bugey pour intégrer les prescriptions du recueil des prescriptions liées à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles (RPMQ) et ont examiné par sondage des gammes d'intervention associées à la robinetterie.

Au vu de cet examen, il ressort que l'organisation retenue par EDF au travers de la démarche du RPMQ conduit chaque centrale nucléaire d'EDF à devoir mener un travail conséquent d'analyse pour vérifier que les documents de maintenance contiennent effectivement les prescriptions techniques définies dans le RPMQ et ses fiches d'amendement. Les inspecteurs ont relevé que la centrale nucléaire du Bugey n'est pas en capacité de mener, avec le formalisme nécessaire, la déclinaison de ce référentiel dans les délais impartis. Les inspecteurs n'ont cependant pas relevé d'écart technique dans les gammes de maintenance du domaine inspecté (la robinetterie industrielle).

☺

## **A. Demandes d'actions correctives**

L'organisation définie sur la centrale nucléaire du Bugey pour garantir la pérennité de la qualification des matériels aux conditions accidentelles dans le cadre de la DI 81 est définie dans la note de processus élémentaire « 8.REF-06 » référencée D5110/NPE/14001 à l'indice 01 du 24 octobre 2014. Conformément à cette note, un pilote opérationnel assure la déclinaison de la DI 81 sur le site du Bugey en étant notamment responsable de l'intégration du RPMQ et de ses fiches d'amendements.

Au moment de sa prise de fonction en janvier 2012, l'actuel pilote opérationnel a mené un travail important d'appropriation de tout le référentiel associé à la pérennité de la qualification. Il a ainsi créé une base de données qui sert de plate-forme rassemblant pour un matériel installé sur un repère fonctionnel donné les exigences issues des bilans de qualification, des notes d'exigences des matériels, du RPMQ et des notes de catégories des pièces de rechange. Cette plate-forme informatique sert ensuite de base pour le travail d'injection de données et de récolement avec la base de données du matériel du système de gestion de la maintenance « SYGMA ».

Les inspecteurs ont bien noté que tout le travail associé à la construction et l'exploitation de la plate-forme informatique susmentionnée n'est pas considéré par EDF comme une activité importante pour la protection (AIP)<sup>1</sup> : EDF considère en effet que seuls les produits de sortie (gammes de maintenance et tenue à jour de l'application SYGMA) font foi pour ce qui concerne la déclinaison opérationnelle du RPMQ. A ce titre, EDF ne met pas en œuvre sur l'activité de contrôle technique<sup>2</sup> ni d'action de vérification<sup>3</sup> de type audit.

A la lumière de la présentation qui leur a été faite de la note de processus élémentaire « 8.REF-06 », les inspecteurs considèrent que l'organisation DI 81 repose trop sur le travail individuel du pilote opérationnel sans que celui-ci ne fasse l'objet d'un regard externe. S'agissant d'une personne en poste depuis 4 années (et donc susceptible d'évoluer dans sa carrière), il existe par ailleurs un risque que le savoir-faire ne se perde si aucun autre agent ne s'approprie l'outil informatique développé par l'actuel pilote opérationnel.

**Demande n°1 : Je vous demande de mener une action de vérification de type audit sur le processus élémentaire « pilotage de la DI 81 » mis en place sur votre établissement.**

**Demande n°2 : Dans le cadre de votre gestion prévisionnelle des emplois et des compétences, je vous demande de prévoir une période de recouvrement adaptée à la spécificité du poste de pilote opérationnel du processus élémentaire DI 81.**

---

<sup>1</sup> Article 1.3 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. 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 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.

En application de l'article 2.5.2 de cet arrêté, l'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.

<sup>2</sup> Article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012

<sup>3</sup> Article 2.5.4 de l'arrêté du 7 février 2012

Pour les 4 réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, le référentiel applicable en matière de qualification des matériels est actuellement composé des documents suivants :

- Le RPMQ pour le palier CP0, état « lot troisième visite décennale (VD3) » indice 1, référencé D4550.32-12/8384 indice 0 ;
- La fiche d'amendement n°1 (FA 1) au RPMQ VD3 indice 1 : D4550.32-13/8322 indice 0 du 09 avril 2014 ;
- La fiche d'amendement n°2 (FA 2) au RPMQ VD3 indice 1 : D4550.32-14/81114 indice 0 du 30 octobre 2014 ;
- La fiche d'amendement n°3 (FA 3) au RPMQ VD3 indice 1 : D455015060011 indice 0 du 21 janvier 2016.

Pour chaque document (RPMQ ou FA) un courrier d'accompagnement des services centraux d'EDF précise les échéances d'intégration associées. En particulier pour les FA, le délai d'intégration est fixé à 6 mois pour ce qui concerne la mise à jour des documents de maintenance avec une mise en œuvre opérationnelle lors de la visite partielle qui suit cette mise à jour documentaire.

Pour ce qui concerne la FA 2, les inspecteurs ont relevé que l'intégration documentaire n'était pas formalisée bien que le délai des 6 mois soit échu. A réception de la FA 2, vos services ont ouvert la fiche de suivi d'action n°A-13522 qui fixait une échéance initiale d'intégration au 15 janvier 2015.

Une note d'analyse d'impact de l'intégration a été réalisée par note référencée SMF15019 le 16 février 2015 : cette note analyse les impacts consécutifs au lancement de l'intégration de la FA 2. Cette note liste les différentes fiches du RPMQ ayant évolué depuis la FA 1 et identifie les repères fonctionnels sur lesquels des modifications de prescriptions sont à mettre en œuvre au travers des gammes de maintenance.

Le 27 février 2015 vous avez demandé, par des échanges informels, à vos services centraux de repousser le délai d'intégration de ces prescriptions au 31 décembre 2016.

Or, en 2016, 3 réacteurs de votre établissement vont faire l'objet d'une visite partielle comprenant un programme de travaux chargé. Dans ces conditions, même si un délai supplémentaire était nécessaire pour intégrer les prescriptions de la FA 2 par rapport aux 6 mois habituels, il vous appartenait de tout mettre en œuvre pour terminer cette déclinaison avant le lancement des 3 visites partielles de l'année 2016 programmées sur les réacteurs n°2, 3 et 4.

Au cours de l'inspection, vos représentants ont indiqué que, sur la base de la note SMF15019 et du *reporting* assuré par les différents services de la centrale nucléaire, vous aviez la raisonnable assurance que l'essentiel des prescriptions techniques contenues dans la FA 2 étaient en réalité effectivement déclinées dans les documents de maintenance. Cette appréciation de la situation n'est cependant pas formalisée.

**Demande n°3 : Je vous demande, sous un mois, d'examiner formellement en commission d'évaluation du référentiel local (CEREL) si les dispositions techniques contenues dans la FA 2 seront effectivement mises en œuvre au cours des 3 visites partielles des réacteurs n°2, 3 et 4 de l'année 2016.**

**Demande n°4 : Je vous demande de me rendre compte de la tenue de l'objectif d'une déclinaison complète et formalisée de la FA 2 d'ici le 31 décembre 2016.**

Comme indiqué *supra*, la FA 3 au RPMQ VD3 a été produite par vos services centraux le 21 janvier 2016.

**Demande n°5 : Je vous demande de respecter le délai de 6 mois fixé par votre prescriptif et d'intégrer impérativement cette FA 3 dans les documents de maintenance d'ici la fin du mois de juillet 2016. Vous me rendrez compte de cette déclinaison.**

**Demande n°6 : Conformément aux exigences de votre prescriptif, je vous demande de veiller à appliquer sur un plan technique les dispositions de la FA 3 lors des opérations de maintenance associées à la visite partielle du réacteur n°4 qui débute à la fin du mois d'août 2016.**

Les inspecteurs ont examiné des exemples de déclinaison concrète des exigences du RPMQ dans des dossiers d'intervention : ils se sont plus spécifiquement intéressés aux activités de robinetterie.

Il ressort de leur contrôle les points suivants :

- Le service « robinetterie » a élaboré un tableau d'analyse pour aider les intervenants et les surveillants d'EDF à lister, pour chaque intervention de robinetterie, les exigences techniques issues du RPMQ. Ce tableau, intégré à la gamme D5110GMRO00157 indice 0, ne sera cependant pas déployé sur les interventions des visites partielles des réacteurs n°2 et n°3 en raison des délais préalables de constitution des dossiers d'intervention.

**Demande n°7 : Je vous demande de déployer la gamme référencée D5110GMRO00157 sur les interventions de robinetterie de la visite partielle du réacteur n°4.**

- Le service « robinetterie » a choisi d'intégrer les exigences techniques associées au freinage de la visserie de la robinetterie sur un plan d'ensemble plutôt que dans les gammes de maintenance : cela prend la forme de surlignages réalisés sur les représentations de la visserie sur les plans de robinetterie avec un visa pour attester du respect des procédures qualité des modifications. Ce choix, techniquement pertinent, appelle deux remarques :
  - o Cela suppose que le plan soit utilisé de manière systématique sur les chantiers (et donc déployé et affiché au plus près de l'installation) ;
  - o Une modification dans votre base de données documentaire est nécessaire à court terme pour éviter un décalage entre les plans rentrés dans la gestion électronique des documents (GED) et ceux présents dans les dossiers d'intervention.

**Demande n°8 : Je vous demande de veiller à prendre en compte ces deux sujets.**

Les inspecteurs ont examiné la gestion des fiches de caractérisation d'écart (FCE) associées au traitement des écarts du processus DI 81. Il en ressort que, pour les FCE examinées (et qui portaient sur le processus d'intégration), l'unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF a dépassé le délai qui lui est imparti pour caractériser la nocivité de l'écart que vous lui aviez signalé. Dans l'attente de cette caractérisation, votre organisation prévoit de considérer l'écart comme n'affectant pas le CNPE du Bugey.

**Demande n°9 : Je vous demande de vous rapprocher de l'UTO afin qu'elle veille à respecter le délai de 3 mois dont elle dispose pour caractériser la nocivité des écarts qui lui sont signalés par des FCE. En tout état de cause, passé le délai des 3 mois, je vous demande, en l'absence de réponse de l'UTO, de considérer que votre établissement est affecté par l'écart signalé.**

## **B. Compléments d'information**



## **C. Observations**

C1 : Les inspecteurs ont examiné le respect des engagements pris par le CNPE du Bugey, sur des sujets en lien avec la pérennité de la qualification des matériels, au travers des réponses apportées à l'ASN à la suite de l'inspection du 17 avril 2014 et à la suite de 3 événements significatifs survenus les 29 mai 2015, 18 février 2015 et 13 mars 2015. Les éléments examinés n'appellent pas de remarque particulière.



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, des remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera également mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

**L'adjoint à la chef de la division  
de Lyon de l'ASN,**

**signé par**

**Richard ESCOFFIER**

