

Hérouville-Saint-Clair, le 26 mai 2016

N/Réf. : CODEP-CAE-2016-021120

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Flamanville 3
BP 37
50 340 LES PIEUX**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
Réacteur EPR de Flamanville – INB n° 167
Inspection n° INSSN-CAE-2016-0611 du 11 mai 2016
Elaboration de la documentation d'exploitation et de maintenance

REF. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Arrêté ministériel modifié du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux 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 par le code en référence [1], une inspection annoncée a eu lieu le 11 mai 2016 au CNPE de Flamanville 3, sur le thème de l'élaboration de la documentation d'exploitation et de maintenance pour les équipements de la source froide du réacteur EPR.

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 du 11 mai 2016 a concerné l'organisation du futur exploitant du réacteur EPR de Flamanville pour l'élaboration de la documentation d'exploitation et de maintenance pour les équipements de la source froide et plus précisément pour les matériels des systèmes SEF, CFI et SEC¹ importants pour la protection au sens de l'arrêté en référence [2]. Les inspecteurs ont examiné la méthode d'élaboration des programmes de maintenance et l'intégration de référentiels internes à EDF actuellement en application sur les réacteurs en exploitation. Les inspecteurs ont contrôlé dans la

¹ SEF, CFI et SEC : ces systèmes respectivement de préfiltration, de filtration et de circulation d'eau de mer permettent le refroidissement du circuit intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement, en fonctionnement normal comme en situation accidentelle, de nombreux circuits et matériels importants pour la sûreté du réacteur.

station de pompage l'état des matériels du train n° 4 des systèmes susmentionnés et ont procédé à des vérifications des consignations de matériels mises en œuvre par le futur exploitant. Enfin, ils ont observé l'organisation mise en œuvre pour l'élaboration des gammes opérationnelles à décliner lors des essais périodiques des matériels et systèmes en exploitation.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour l'élaboration de la documentation d'exploitation et de maintenance pour les équipements de la source froide apparaît globalement satisfaisante. Néanmoins, EDF devra rester vigilant à la rigueur de la classification des composants afin de définir la maintenance appropriée à ces équipements. Par ailleurs, EDF devra définir explicitement dans ses procédures opérationnelles, relatives aux essais périodiques des matériels importants pour la protection, les modalités pratiques permettant de vérifier le respect des exigences définies ainsi que l'impact de ces essais sur le respect des règles générales d'exploitation.



A Demands d'actions correctives

A.1 Classification des composants

L'article 2.5.2 de l'arrêté en référence [2] exige notamment que « *l'exploitant identifie les activités importantes pour la protection (AIP), les exigences définies afférentes et en [tienne] la liste à jour. Les activités importantes pour la protection sont réalisées selon les modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori [...]* ».

L'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2] exige notamment que « *chaque activité importante pour la protection [fasse] l'objet d'un contrôle technique, assurant que : l'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés [...]* ».

L'article 2.5.4 de l'arrêté en référence [2] exige notamment que « *l'exploitant programme et [mette] 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 inspecteurs ont examiné la mise en œuvre opérationnelle de la méthode de maintenance dite « AP 913 »² pour les matériels des systèmes SEF, CFI et SEC. Ils se sont notamment intéressés à l'étape de classification des composants qui repose sur l'analyse d'impact des défaillances du composant sur la sûreté, la disponibilité, l'environnement et la sécurité du personnel et qui permet notamment de déterminer la maintenance la plus adaptée pour chaque composant. Ils ont noté que la classification réalisée sur le site était provisoire dans l'attente de la validation de l'ensemble du référentiel du réacteur EPR de Flamanville 3.

Lors de l'examen par sondage du projet de classification de quelques composants, les inspecteurs ont relevé que la méthode semblait mise en œuvre de manière appropriée pour les composants les plus critiques en termes de protection des intérêts. Néanmoins, ils ont identifié les points suivants :

- Le tube de Venturi repéré 3SEC1130KD, nécessaire à la mesure du débit d'un train du circuit SEC, a été classifié avec l'attribut « intensité légère ». Vos représentants ont indiqué qu'ils avaient retenu cet attribut considérant que le matériel ne fonctionnait que de manière intermittente du fait du basculement d'un train du circuit SEC sur un autre train prévu tous les quinze jours. Les inspecteurs ont rappelé le retour d'expérience des réacteurs en fonctionnement qui laisse apparaître l'utilisation préférentielle de certains trains occasionnant des temps de fonctionnement importants d'un même train. Par ailleurs, ce choix d'attribut ne paraît pas cohérent avec le choix retenu de l'attribut « intensité haute » pour d'autres matériels du circuit SEC.

² AP 913 : processus de gestion de la maintenance qui a pour objectif notamment de prévenir la défaillance fortuite des matériels identifiés comme critiques pour la sûreté ou pour la disponibilité des réacteurs.

- Il apparaît que quelques composants (exemple des vannes repérées 3CFI1515 et 1525VE) sont classifiés « fonctionnant jusqu'à défaillance » alors que votre outil de justification de la classification aboutit à un niveau supérieur (« économique, intensité légère, ambiance sévère » pour les exemples cités). Vos représentants ont indiqué qu'il s'agissait *a priori* d'une anomalie de fonctionnement de votre outil informatique.
- Le capteur de pression repéré 3SEC1430SP a été classifié avec l'attribut « économique » considérant selon vos représentants que, comme il n'intervient dans aucun automatisme, sa défaillance ne peut générer de risque pour la sûreté de l'installation. Néanmoins, il apparaît que ce capteur joue un rôle dans la surveillance en salle de commande de la fonction de lavage permettant le nettoyage des éléments de filtration importants pour la sûreté. Par ailleurs, il n'existe *a priori* aucune redondance de ce capteur hormis le capteur référencé 3CFI1422MPL, classifié également avec l'attribut « économique », mais qui ne peut être consulté qu'en local sans retransmission d'information en salle de commande du réacteur.
- La vanne repérée 3CFI2515VE du train CFI n° 2 a été classifiée « fonctionnant jusqu'à défaillance » alors que la vanne, *a priori* similaire du point de vue fonctionnel, du train CFI n° 1 a été classifiée avec l'attribut « économique ».

Au vu des points susmentionnés, je vous demande de veiller à la rigueur de classification des composants par la méthode dite « AP 913 ». Vous veillerez également à renforcer le contrôle technique et les actions de vérification de cette activité importante pour la protection. Vous m'indiquerez les actions menées en ce sens.

Par ailleurs, pour chacun des points évoqués, vous me fournirez votre analyse sur l'adéquation de la classification retenue des composants.

A.2 Élaboration des procédures opérationnelles d'essai périodique

Les inspecteurs ont examiné l'organisation définie pour l'élaboration des procédures opérationnelles pour la réalisation des futurs essais périodiques des matériels importants pour la protection du réacteur. Ils ont notamment examiné deux projets de procédures référencées « EP SEC 1130 » à l'indice 0A et « EP SEC 1131 » à l'indice 0A qui ont fait l'objet d'une première validation.

Lors de l'examen de la procédure référencée « EP SEC 1131 », les inspecteurs ont relevé que ce document exige que les exécutants déclarent l'événement dit « RIS2 » provoqué par l'événement dit « RRI 1 » lui-même provoqué par l'événement dit « SEC1 » au sens des règles générales d'exploitation (RGE) dans les états de réacteur en production et en arrêt normal sur les générateurs de vapeur. Cependant, à la lecture des RGE transmises dans le cadre de la demande de mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3, il apparaît les points suivants :

- certaines vérifications sont à réaliser dans le cadre de la conduite à tenir de l'événement RRI1 provoqué. Ces vérifications ne sont pas explicitement demandées par la procédure.
- d'autres événements au sens de RGE et relatifs au système RRI pourraient être générés lors de cet essai. Pour autant, aucune condition particulière, préalable à la réalisation de l'essai périodique et permettant d'éviter de générer ces événements, n'est définie dans la procédure.
- la procédure demande de déclarer l'événement dit « RIS2 » après avoir « coupé la tension de la commande de la pompe SEC1110PO » alors qu'il paraît conservatif, en termes de protection des intérêts, de déclarer l'événement avant de le générer.

A.2.1 Lors de l'élaboration des procédures opérationnelles pour la réalisation des futurs essais périodiques des matériels importants pour la protection du réacteur, je vous demande de veiller à la bonne identification des événements potentiellement générés au sens des RGE ou, le cas échéant, de prévoir explicitement les conditions particulières préalables à vérifier avant le début l'essai. Pour le cas susmentionné vous m'informerez des mises à jour prévues en ce sens.

Lors de l'examen de cette même procédure, les inspecteurs ont relevé que, pour la vérification d'un critère de sûreté, le document exige de « constater la fermeture de la vanne de refoulement de la pompe SEC1110PO » de la salle de commande et en local après l'avoir fermée manuellement en local. Cependant, il apparaît qu'aucune information en salle de commande ne permet d'effectuer cette constatation. Par ailleurs, les inspecteurs s'interrogent sur les modalités pratiques pour effectuer cette constatation en local avec les moyens à disposition des exécutants notamment afin de s'assurer que la manœuvre manuelle de fermeture a fonctionné.

A.2.2 Lors de l'élaboration des procédures opérationnelles pour la réalisation des futurs essais périodiques des matériels importants pour la protection du réacteur, je vous demande de veiller à définir explicitement les modalités pratiques permettant de vérifier le respect des exigences définies. Pour le cas susmentionné vous m'informerez des mises à jour prévues en ce sens.

B Compléments d'information

B.1 Prise en compte du retour d'expérience d'exploitation des réacteurs en fonctionnement d'EDF

Les inspecteurs ont souhaité examiner la prise en compte du retour d'expérience des réacteurs en fonctionnement d'EDF pour le réacteur EPR en termes de maintenance. Pour effectuer ce contrôle, ils ont consulté des bilans dits « matériels » locaux (CNPE de Flamanville 1 et 2) et nationaux relatifs aux équipements de la source froide.

Vos représentants ont indiqué que le retour d'expérience de ces bilans n'avait pas encore fait l'objet d'une analyse détaillée lors de l'élaboration des premiers projets de programmes de maintenance. Ce point avait été identifié par vos services et des actions devaient être initiées lors de la mise à jour de la documentation de maintenance.

Je vous demande de m'informer des actions à mener et des échéances associées afin de prendre en compte le retour d'expérience des bilans dits « matériels » réalisés sur les réacteurs en fonctionnement d'EDF.

B.2 Professionnalisation des agents de maintenance lors des essais de démarrage du réacteur

Les inspecteurs ont abordé la mise à profit des essais de démarrage du réacteur pour contribuer à professionnaliser les équipes du futur exploitant. Par courrier référencé D305116037131 du 1^{er} avril 2016 et en réponse à la demande ASN B2 transmise par courrier référencé CODEP-CAE-2015-049350 du 11 décembre 2015, vous indiquez qu'il ne vous semble pas nécessaire de mettre en œuvre une organisation complémentaire à celle déjà instituée lors du déroulement des essais de démarrage.

Cependant, en examinant un cas concret, les inspecteurs ont relevé que l'organisation que vous décrivez permet à vos équipes d'être informées des écarts rencontrés lors des essais de démarrage en temps différé mais pas en temps réel. Les inspecteurs ont attiré votre attention sur l'intérêt en termes de professionnalisation pour vos équipes de maintenance de pouvoir assister au diagnostic réalisé par les constructeurs lorsque des écarts sur les matériels sont rencontrés.

Par ailleurs, il apparaît que les opérations de récolement de fin de montage des matériels ne font pas l'objet d'échanges particuliers avec vos équipes de maintenance alors que ces opérations présentent des

caractéristiques similaires à la requalification intrinsèque des matériels à réaliser après maintenance en exploitation.

Pour les deux cas cités et en lien avec votre réponse susmentionnée, je vous demande de vous prononcer de manière argumentée sur l'opportunité de mettre en œuvre une organisation spécifique lors du déroulement des essais de démarrage afin de professionnaliser vos équipes de maintenance.

B.3 Choix de maintenance pour les composants spécifiques aux réacteurs EPR

Les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre opérationnelle de la méthode de maintenance dite « AP 913 » pour les matériels des systèmes SEF, CFI et SEC. Ils se sont intéressés à l'établissement des programmes optimisés de maintenance (POM) de certains matériels importants pour la protection des intérêts et notamment le POM du tube de Venturi repéré 3SEC1130KD. Ce composant est spécifique à l'EPR, cette technologie n'étant pas mise en œuvre pour les circuits d'eau brute des autres réacteurs en fonctionnement d'EDF, qui ne dispose donc pas d'un retour d'expérience pour l'exploitation de ce type de matériel.

Les inspecteurs ont relevé que le POM de ce composant ne prévoyait pas de contrôle périodique permettant la détection d'un phénomène d'érosion malgré la géométrie particulière du tube de Venturi et l'utilisation d'un fluide constitué d'eau de mer filtrée mais véhiculant des particules fines. Néanmoins, le phénomène d'érosion est bien identifié puisqu'une activité de maintenance conditionnelle est définie afin de réaliser un contrôle d'épaisseur en cas de détection de ce phénomène. Vos représentants ont indiqué qu'un contrôle interne des tuyauteries revêtues du circuit SEC serait mis en œuvre de manière périodique par application d'un programme local de maintenance préventive qui est en cours d'élaboration. Ce contrôle serait mis à profit pour détecter une éventuelle érosion du tube de Venturi. Par ailleurs, ils ont indiqué qu'une dégradation de ce tube engendrerait une dérive du capteur de débit associé qui serait détectée par la surveillance en exploitation.

Les inspecteurs considèrent que le POM du tube de Venturi pourrait être complété pour prendre en compte de manière explicite la défaillance identifiée de ce composant et prévoir un contrôle périodique associé afin de s'assurer qu'une attention particulière sera mise en œuvre pour la recherche du phénomène d'érosion sur ce composant. En ce sens, les inspecteurs vous ont rappelé la demande A2 de l'ASN transmise par courrier CODEP-CAE-2015-047233 du 26 novembre 2015 et relative à la mise en œuvre d'une démarche prudente et argumentée pour les choix de maintenance effectués sur des composants spécifiques aux réacteurs EPR et pour lesquels EDF ne dispose pas de retour d'expérience.

Je vous demande de vous positionner sur les activités de maintenance à mettre en œuvre sur le tube de Venturi du système SEC et notamment vis-à-vis du phénomène éventuel d'érosion de ce matériel. Vous veillerez à documenter cette position dans le POM du composant ou tout document justificatif associé.

C Observations

Néant.



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.

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 mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

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

L'adjoint au chef de division,

Signé par

Éric ZELNIO