

DIVISION DE LYON

Lyon, le 21 Décembre 2017

N/Réf. : CODEP-LYO-2017- 053999

Monsieur le directeur
EDF – Site de Creys-Malville
BP 63
38510 MORESTEL

Objet : **Contrôle des installations nucléaires de base (INB)**
Inspection d'EDF / DP2D sur le site de Creys-Malville (INB n° 91 et n° 141)
Identifiant à rappeler en réponse à ce courrier : INSSN-LYO-2017-0389 du 12/12/2017
Thème : « Contrôles et essais périodiques - Maintenance »

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence [1], une inspection de votre établissement de Creys-Malville a eu lieu le 12 décembre 2017 sur le thème : « Contrôles et essais périodiques – Maintenance ».

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 12 décembre 2017 du site de Creys-Malville portait sur la vérification des engagements pris dans le cadre des suites de l'inspection du 20 mai 2016 qui portait principalement sur le thème des activités de consignation et de déconsignation. Ils ont consulté par sondage la préparation et l'exécution des opérations nécessitant la consignation d'équipement et ont examiné les actions de contrôles internes de l'exploitant relatifs à cette thématique. Les inspecteurs ont également vérifié le respect des engagements pris dans le cadre des événements significatifs relatifs à la sûreté déclarés les 25 juillet 2016 et 21 août 2017. Enfin, les inspecteurs ont consulté par sondages des contrôles et essais périodiques requis par les règles générales de suivi et d'entretien (RGSE) de l'INB n° 91 et par les règles générales d'exploitation (RGE) de l'INB n° 141.

Il ressort de cette inspection que les activités de consignation et de déconsignation sont globalement bien maîtrisées par l'exploitant. Le référentiel associé à ces activités est clair et robuste. L'exploitant devra néanmoins apporter quelques précisions dans ses notes d'organisation. Enfin, l'exploitant devra s'assurer que l'ensemble des caractéristiques des contrôles et essais périodiques ont été complètement transférées de l'outil « SIGMA » vers l'outil « AED ». L'exploitant devra également s'assurer de la mise en place d'un contrôle d'absence de fuite de l'enveloppe interne des deux cuves à double enveloppe contenant du mercure. Il devra également analyser les défaillances de son organisation qui l'ont conduit à ne pas contrôler ces cuves depuis 2012 et proposer des actions correctives.

A. Demandes d'actions correctives

Cuves à double enveloppe contenant du mercure

Dans le cadre de la vidange des soupapes de l'INB n° 91 fonctionnant au mercure, l'exploitant entrepose sur ses installations depuis 2012 deux cuves à double enveloppe contenant respectivement 35 et 45 litres de mercure. L'article 4.3.2 de la décision n° 2013-DC-0360 modifiée relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des INB dispose pourtant que lorsque qu'un exploitant recourt à un dispositif à double enveloppe, un dispositif de détection de fuite de l'enveloppe interne est mis en place. Toutefois, l'exploitant a indiqué aux inspecteurs que depuis 2012, il n'avait jamais effectué de contrôle de l'absence de fuite de l'enveloppe interne.

Demande A1 : Je vous demande de mettre en place un contrôle périodique formalisée de l'absence de fuite de l'enveloppe interne des deux cuves contenant du mercure.

De plus, compte tenu de l'absence de contrôle de ces cuves contenant du mercure depuis 2012, il apparaît que l'organisation de l'exploitant n'a pas permis de prendre en compte l'ajout de capacités d'entreposage de substances dangereuses ou radioactives sur ses installations.

Demande A2 : Je vous demande d'analyser les causes de l'absence de contrôle des cuves à double enveloppe contenant du mercure depuis leur mise en place sur l'installation et de définir des actions correctives pour éviter le renouvellement d'un tel écart.

En outre, l'exploitant a indiqué que ces deux cuves à double enveloppe n'étaient pas considérées comme des éléments importants pour la protection (EIP) car seules les rétentions ultimes associées aux volumes d'entreposages de substances dangereuses ou radioactives sont considérées comme EIP. Dans la configuration actuelle, c'est le bâtiment de la station de traitement des effluents (STE) qui ferait office de rétention ultime pour ces volumes de mercure. Le cas échéant, il conviendrait d'analyser la compatibilité du mercure avec l'ensemble des autres substances dangereuses susceptibles d'être entreposées dans le même bâtiment, tel que le prévoit l'alinéa 8 de l'article 4.3.1 de la décision de l'ASN n°2013-DC-0360 précitée.

Demande A3 : Considérant que ces cuves peuvent être déplacées, je vous demande de considérer que c'est bien la cuve double enveloppe qui doit faire l'objet d'un classement en tant qu'EIP ou, à défaut, de me transmettre une analyse de la compatibilité du mercure avec l'ensemble des autres substances susceptibles de se déverser dans la même rétention ultime.

Enfin, le mode d'emploi du fabricant de ces deux cuves à double enveloppe indique que la durée de vie réglementaire de ces conteneurs est de 5 ans, avec une possibilité d'extension à 10 ans. L'exploitant n'a pas pris de disposition particulière concernant la durée de vie de ces équipements, alors qu'ils ont été installés en 2012.

Demande A4 : Je vous demande de vous assurer de la garantie dans le temps du confinement assuré par ces cuves à double enveloppe au regard des durées d'entreposage actuelles et prévisionnelles et de la durée de vie des cuves définie par le fabricant.

Contrôles et essais périodiques

L'exploitant a indiqué qu'en 2017, l'outil informatique de planification des contrôles et essais périodiques (CEP) « SIGMA » avait été remplacé par l'outil informatique « EAM ». L'exploitant a indiqué qu'il avait réalisé une vérification du transfert de la programmation des CEP de « SIGMA » vers « EAM ». Néanmoins, il n'a pas formalisé cette vérification.

Demande A5 : Je vous demande de formaliser dans les meilleurs délais le travail de vérification qui vous a permis de vous assurer que toutes les données relatives aux CEP (nature, date anniversaire, périodicités, ...) gérées précédemment dans SIGMA ont bien été transférées dans « EAM ».

Remplissage des fiches de manœuvre

L'exploitant dispose de fiches de manœuvre qui formalisent l'état requis des organes à la fin de la pose du régime et qui permettent à l'opérateur en charge de réaliser ces manœuvres de tracer qu'il a bien mis ces organes dans l'état requis. Les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises que les fiches de manœuvre n'étaient que partiellement remplies.

Demande A6 : Je vous demande de vous assurer que les fiches de manœuvre sont complètement remplies afin de tracer le bon état requis des organes.

Constitution et cheminement des dossiers d'intervention

Les inspecteurs ont consulté la note « Constitution et cheminement des dossiers d'intervention » référencée D455516000316 ind. B. Ils ont constaté que cette note ne précisait pas les attendus de la vérification du dossier de demande d'intervention par le chef d'exploitation (CE) avant l'accord pour retrait d'exploitation, concernant notamment les risques relatifs à la protection des intérêts protégés.

Demande A7 : Je vous demande de préciser dans la note « Constitution et cheminement des dossiers d'intervention » les exigences de vérification par le CE des dossiers de demandes d'intervention relatives à la protection des intérêts protégés.

En outre, cette note prévoit l'expertise du dossier, qui comprend notamment la vérification de la pertinence de la réalisation d'un « pré-job briefing » (pjb) par rapport aux risques relatifs à la protection des intérêts protégés, la vérification de la nécessité et la pertinence de la requalification du matériel, la vérification du choix du type de régime et le contrôle de la préparation de l'intervention. Néanmoins, elle indique que pour les dossiers « URGENT », ce traitement en expertise n'est pas obligatoire. Il n'est pas apparu clairement aux inspecteurs les types de dossiers pouvant être qualifiés d'« URGENT » et pour quelles raisons les risques sont moindres pour les dossiers « URGENT » et qu'ils peuvent donc ne pas être expertisés.

Demande A8 : Je vous demande de définir dans la note « Constitution et cheminement des dossiers d'intervention » ce qu'est un dossier « URGENT » et dans quels cas il peut être effectivement identifié comme tel.

Demande A9 : Je vous demande de justifier pourquoi l'étape d'expertise n'est pas requise pour les dossiers qualifiés d'« URGENT ».

Plan de contrôles internes

Les inspecteurs ont consulté le plan de contrôle interne (PCI) de l'exploitant pour 2017, qui est formalisé dans une fiche de communication. Cette fiche de communication indique que si « des actions correctrices » sont définies à la suite de la détection d'écarts lors d'un contrôle interne, elles seront à insérer dans la base « Actions » du site et suivies dans le cadre du suivi de cette base.

Ce PCI prévoyait 2 contrôles relatifs aux activités de consignation et de déconsignation, pour lesquels les inspecteurs ont consulté les comptes rendus. Un des deux contrôles, qui consistait à vérifier une consignation particulière, a permis de détecter que dans la partie relative à la vérification du respect des RGE de la fiche de suivi, la description des exigences était incomplète, et dans la partie relative aux conditions d'intervention, il était requis qu'un matériel soit condamné fermé, alors qu'il ne pouvait pas l'être. En outre, la gamme de régime de consignation n'a pas été visée « vérifiée ». Il est indiqué dans le compte rendu que les écarts relatifs à la partie RGE et aux conditions d'intervention ont été traités en modifiant le régime, et qu'un rappel a été effectué en réunion de section concernant la traçabilité de la vérification.

Les inspecteurs considèrent que le traitement des écarts détectés lors de ce contrôle interne est insuffisant aux regards des exigences de l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 qui dispose que l'exploitant s'assure, dans des délais adaptés aux enjeux, du traitement des écarts, qui consiste notamment à déterminer ses causes techniques, organisationnelles et humaines, à définir les actions curatives, préventives et correctives appropriées, à mettre en œuvre les actions ainsi définies, et à évaluer l'efficacité des actions mises en œuvre. En effet, l'écart relatif à la vérification du respect des RGE aurait dû être traité dans le cadre du processus de gestion des écarts de l'exploitant, conformément à l'article 2.6.3 de l'arrêté du 7 février 2012 et n'aurait pas dû faire seulement l'objet d'une correction dans le document. Par ailleurs, ces traitements « isolés » ne permettent pas à l'exploitant de savoir si cet écart est isolé ou s'il est susceptible de se produire fréquemment.

Enfin, les inspecteurs considèrent que les exigences de ce processus (données d'entrées pour établir le plan de contrôle interne, objectifs et natures des contrôles, suites données aux écarts constatés...) devraient être formalisées dans un document sous assurance de la qualité.

Demande A10 : Je vous demande de vous assurer que les écarts détectés dans le cadre de la réalisation des contrôles internes font bien l'objet d'un traitement conforme à l'article 2.6.3 de l'arrêté INB et à votre processus de gestion des écarts.

Demande A11 : Je vous demande de décrire dans un document sous assurance de la qualité les exigences du processus de réalisation de contrôles internes.

Contrôles et essais périodiques

Les inspecteurs ont constaté que le compte-rendu de l'essai annuel de la chaîne de mesure du niveau des réservoirs d'expansion des circuits RRS A/B 01 MN, qui était requis par les RGSE quand le circuit RRS était encore en eau, ne prévoyait pas de contrôle technique. Cet essai n'est aujourd'hui plus requis.

Néanmoins, les inspecteurs s'interrogent sur la présence d'un contrôle technique pour tous les contrôles et essais périodiques relatifs aux EIP requis par les RGSE et RGE des INB n° 91 et 141.

Demande A12 : Je vous demande de vous assurer qu'un contrôle technique au titre de l'article 2.5.3 de l'arrêté du 7 février 2012 est bien systématiquement prévu lors de la réalisation des contrôles et essais périodiques, relatifs aux EIP, requis par les RGSE et RGE des INB n° 91 et 141.

B. Demandes de compléments d'information

Modification des régimes de consignation et déconsignation

Les inspecteurs ont consulté la note d'organisation du bureau de consignation, référencée D455517003205 ind. B. Dans le cadre des suites de l'événement significatif déclaré le 25 juillet 2016 relatif au non-respect des règles générales de surveillance et d'entretien (RGSE) de l'INB n° 91, lors des travaux de modification du circuit RRS, l'exploitant a décrit dans cette note les dispositions à prendre pour pouvoir modifier un régime déjà délivré ou interrompu. Il est indiqué, que pour les régimes de type « régime d'intervention immédiate » (RII), il est exceptionnellement possible de rajouter des organes à consigner à la demande du chargé de travaux pour élargir la bulle d'intervention. Le chargé de consignation peut modifier le régime en conséquence après accord verbal du CE de suivi d'activité. Les inspecteurs n'ont pas compris pour quelles raisons un simple accord verbal du CE était suffisant pour les RII, contrairement aux autres régimes pour lesquels un accord écrit du CE est nécessaire.

Demande B1 : Je vous demande de justifier la suffisance d'un accord verbal du CE pour valider l'ajout d'organe à consigner pour les régimes d'intervention immédiate (RII).

Modification d'installation

Les inspecteurs se sont intéressés aux suites de l'événement significatif déclaré le 21 août 2017 relatif au franchissement de la limite supérieure du taux d'hydrogène lors du traitement du NaK oxydé d'un barboteur. Les opérations concernées par l'événement significatif ont fait l'objet d'une autorisation par l'ASN. Pour éviter le renouvellement de l'événement, l'exploitant a réalisé une modification de son installation, qui a consisté à changer la technologie d'un débitmètre pour qu'il soit insensible au phénomène de colmatage.

L'exploitant n'a pas pu présenter aux inspecteurs selon quel processus de son système de management intégré (SMI) cette modification avait été analysée et réalisée, concernant notamment l'impact sur la protection des intérêts protégés.

Demande B2 : Je vous demande de m'indiquer selon quel processus de votre SMI cette modification d'installation a été réalisée. Vous démontrerez que cette modification a respecté les exigences du processus concerné.

Parcours de formation au sein de la section Exploitation

Dans le cadre des suites de l'inspection de l'ASN du 20 mai 2016, l'exploitant s'était engagé à définir des parcours de formation pour les différents postes de la section « Exploitation ». Ces exigences de formation sont aujourd'hui décrites dans la note d'organisation de la section « Exploitation », référencée D455517004054 ind. B.

Cette note définit des parcours de formation différents en fonction du caractère « interne » ou « externe » du recrutement. Néanmoins, le caractère interne ou externe n'est pas défini. En effet, la note ne précise pas si le caractère « interne » se situe au niveau de la section Exploitation, du site de Creys-Malville, ou d'EDF.

Demande B3 : Je vous demande de préciser le caractère « interne » et « externe » du recrutement qui conditionne les parcours de formations.

En outre, les inspecteurs n'ont pas eu l'assurance que les parcours de formation lors d'un recrutement externe comprenaient bien toutes les actions de formation des parcours définies pour une mutation interne.

Demande B4 : Je vous demande de vous assurer que toutes les formations décrites dans les parcours relatif à une mutation interne sont bien présentes dans les parcours relatifs à un recrutement externe.

Confrontation CE/IQS

Dans le cadre des suites de l'événement significatif déclaré le 25 juillet 2016, l'exploitant s'était engagé à mettre en place une « confrontation » des analyses de sûreté des installations entre le chef d'exploitation (CE) et l'ingénieur qualité sûreté (IQS) de la mission SSER (sûreté, sécurité, environnement et radioprotection). La note d'organisation de la mission SSER du site de Creys-Malville, référencée D455516009479 ind. B, prévoit effectivement cette confrontation, à fréquence hebdomadaire. Néanmoins, la mission SSER ne disposant aujourd'hui que d'un IQS, cette « confrontation » n'est pas réalisée lorsque cette personne est absente. La note d'organisation de la mission SSER ne définit pas de disposition particulière pour pallier cette absence.

Demande B5 : Je vous demande de définir les dispositions que vous mettez en œuvre en cas d'absence de l'IQS concernant la réalisation de cette confrontation entre le CE et l'IQS, prévue par la note d'organisation de la mission SSER, et qui a fait l'objet d'un engagement auprès de l'ASN dans le cadre des suites d'un événements significatif.

Contrôle quinquennale de la cuve de sécurité

Les inspecteurs ont consulté le dernier compte rendu du contrôle quinquennal de la cuve de sécurité de l'INB n° 91, qui nécessite un contrôle destructif d'une partie de l'éprouvette « témoin ». Les inspecteurs s'interrogent sur la pérennité de ce contrôle destructif étant donné que le volume de l'éprouvette se réduit à chaque contrôle.

Demande B6 : Je vous demande de vous assurer que le volume de l'éprouvette « témoin » est suffisant pour la réalisation de ce contrôle quinquennal de la cuve de sécurité au regard de la planification de sa mise hors service définitive.

C. Observation

Sans objet.

80 03

80

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai de deux mois, sauf mention contraire.

Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir 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).

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

L'adjoint à la cheffe de la division de Lyon

Signé par

Richard ESCOFFIER