

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2016-025906

Orléans, le 27 juin 2016

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de SAINT-LAURENT-
DES-EAUX
BP 42
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux – INB n° 100
Inspection n° INSSN-OLS-2016-0324 du 7 juin 2016
« Maitrise du vieillissement »

Réf. : 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) précisées en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection a eu lieu le 7 juin 2016 au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sur le thème « maitrise du vieillissement ».

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 a consisté principalement en un examen documentaire du dossier d'aptitude à la poursuite d'exploitation (DAPE) du réacteur 1. Ce document, rédigé par l'exploitant à l'issue de la troisième visite décennale, décrit les dispositions techniques propres au réacteur 1 relatives à la maîtrise de son vieillissement, en s'appuyant sur les DAPE génériques et les fiches d'analyse du vieillissement (FAV) des structures, matériels et composants jugés les plus sensibles vis-à-vis du vieillissement.

Après avoir abordé des points d'organisation générale liés à la mise en œuvre de la démarche de maîtrise du vieillissement, les inspecteurs ont successivement abordé différents chapitres du DAPE du réacteur 1, en particulier ceux concernant les internes de cuve, l'enceinte de confinement, et les structures de génie civil. Si cet examen n'a pas mis en évidence d'écart notable, il donne lieu à plusieurs demandes de compléments d'informations.

L'inspection s'est poursuivie par une visite des stations de pompage, des galeries SEC, ainsi que des abords des bâtiments diesels et ASG du réacteur 1. Cette visite avait pour objectif de contrôler l'état général des installations, et plus particulièrement celui des protections volumétriques contre les crues équipant ces différentes zones.

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que le suivi et la pérennisation de la démarche de maîtrise du vieillissement mis en œuvre par le CNPE de Saint-Laurent sont satisfaisants. Le site s'appuie sur une note reprenant l'ensemble des actions à effectuer en lien avec le programme de maîtrise du vieillissement des deux réacteurs et périodiquement mise à jour. Les inspecteurs considèrent toutefois, sans que cela ne remette en cause l'appréciation précédente, que les éléments transmis dans le DAPE du réacteur 1 rendent compte incomplètement de l'état du déploiement des modifications matérielles.

A. Demandes d'actions correctives

Elaboration du programme de maîtrise de vieillissement et suivi des modifications matérielles

Les inspecteurs ont noté que le bilan des modifications des paragraphes 3.4.1 et 3.4.2 du DAPE du réacteur 1 semble incomplet. En effet, sauf erreur de leur part, le paragraphe 5.2 du DAPE, qui liste les modifications matérielles prévues au programme de la troisième visite décennale, comporte au total 75 modifications, alors que la somme des modifications des paragraphes 3.4.1 et 3.4.2 de l'annexe 1, qui établissent les inventaires des modifications effectivement déployées et de celles qui restent à faire, n'en compte que 69.

Vous avez précisé que ces incohérences apparentes pouvaient avoir pour origine des modifications du programme de modifications qui seraient intervenues entre la rédaction du premier indice du DAPE et le démarrage de la période d'arrêt.

De plus, l'inventaire du paragraphe 3.4.1 ne permet pas de distinguer les modifications entièrement soldées de celles qui n'auraient été que partiellement mises en œuvre.

Demande A1 : je vous demande de m'indiquer, parmi les modifications listées aux paragraphes 3.4.1 et 3.4.2 de l'annexe 1 du DAPE, celles dont l'intégration serait partielle à la date du présent courrier. Vous me confirmerez par ailleurs l'origine des incohérences qui apparaissent en comparant les contenus des paragraphes 5.2 et 3.4.1/3.4.2 de l'annexe 1 du DAPE.

Le rapport de conclusions du réexamen de sûreté dresse, dans son paragraphe 4.2, le bilan de la démarche de maîtrise du vieillissement appliquée au réacteur 1 de Saint Laurent. Il y est signalé, système par système, les conclusions de la démarche et notamment les actions qui doivent encore être menées à bien. S'agissant des structures de génie civil et des ouvrages du CNPE, il est en particulier précisé que les conduites SEF feraient l'objet d'une surveillance annuelle et de travaux de rénovation sur la période 2019 – 2025.

Les inspecteurs ont noté que cette action n'avait pas été reprise dans votre note de maîtrise du vieillissement NT 6205, parmi les actions listées au paragraphe 4.

Demande A2 : je vous demande de compléter votre programme de maîtrise du vieillissement en y intégrant les opérations de rénovation des conduites SEF. De manière plus générale, vous vous assurerez que la note de maîtrise du vieillissement reprend de manière exhaustive l'ensemble des actions découlant de l'application de la démarche de maîtrise du vieillissement.

B. Demandes de compléments d'information

Boîtes à ressort des structures de maintien des tubes de guidages RIC

Les inspecteurs ont consulté la fiche d'écart relative à la présence de corrosion sur les boîtes à ressort équipant la structure de maintien des tubes de guidage RIC dans le puits de cuve du réacteur 1. La fiche d'écart a été ouverte à la suite des contrôles visuels faits en application de la DP282. L'analyse, par vos services, de cet écart s'appuie sur la fiche de position de l'UNIE D4550.32-12/2378, qui conclut, sur la base d'un contrôle spécifique effectué pour un autre réacteur dans un cas similaire, que la corrosion observée n'affecte pas la fonctionnalité du dispositif. La fiche de position préconise toutefois, pour compléter les contrôles demandés par la DP282, de procéder à des tests décennaux de l'absence de blocage de la structure de maintien des tubes de guidage RIC.

Demande B1 : je vous demande de m'indiquer si cette préconisation a été reprise dans les opérations de maintenance programmées sur les structures de maintien des tubes de guidage RIC.

Il a été précisé en inspection qu'il était prévu de procéder lors de l'arrêt du réacteur 1 en 2017 au brossage de la zone corrodée.



L'enregistrement N°2168 du 5 mars 2015 (« détermination du domaine pression/température pour la troisième visite décennale du CPP de Saint Laurent B1 ») s'appuie sur une valeur de fluence de $3,838 \cdot 10^{19}$ n/cm² pour évaluer les températures RT_{NDT} vous ayant permis de définir le domaine de pressions et de températures autorisé pour la dernière éprouve hydraulique du circuit primaire principal. Vous rappelez cette valeur au paragraphe 3.1.1 de l'annexe 1 du DAPE du réacteur 1. Vous mentionnez au même endroit la valeur de projection de la fluence à la quatrième visite décennale, évaluée à $5,33 \cdot 10^{19}$ n/cm². Cette dernière valeur est issue de la note technique D4550.37-13/1100 du 7 octobre 2014 « VD4 900MWe : estimation des fluences cumulées par la cuve au point chaud », établie par votre ingénierie nationale.

Je constate que cette même note technique, qui est antérieure à l'enregistrement N° 2168 précité, donnait une valeur de fluence estimée à l'échéance de VD3 de $3,98 \cdot 10^{19}$ n/cm², légèrement supérieure à la valeur utilisée pour la détermination de la RT_{NDT} au moment de l'éprouve hydraulique du circuit primaire principal. Je note que la différence de RT_{NDT}, obtenue par application de la formule de fragilisation pour les deux valeurs de fluence, est relativement faible, de l'ordre de 1°C pour la virole C1, et que par ailleurs ce calcul intègre des marges (prise en compte d'un facteur de décalage).

Demande B2 : je vous demande de m'indiquer les éléments qui vous ont conduit à ne pas retenir la valeur actualisée de fluence à l'échéance de la VD3 figurant dans la note technique D4550.37-13/1100 « VD4 900MWe : estimation des fluences cumulées par la cuve au point chaud ».

Le DAPE générique portant sur le contrôle-commande rappelle que, « pour l'électronique, le facteur d'influence le plus important pour le vieillissement de celle-ci est sa température de fonctionnement » et que « la maîtrise des températures des locaux contenant le contrôle-commande est donc un point essentiel pour la durée de vie de ce dernier. ». Il indique également que les conditions de températures de référence sont celles prévues par le RCC-E et que ces conditions de températures sont par ailleurs précisées par la note ENSEMD060202B « Cahier des données de projet complétant les exigences du RCC-E pour le Parc ».

Ce dernier document précise notamment que « pour le BL du CPY par exemple, il y est précisé que la T_{LT} (température de base de fonctionnement ou température long terme) est égale à $+40^{\circ}\text{C}$ et que la T_n (température court terme, à supporter au maximum 300 heures par an) est égale à $+45^{\circ}\text{C}$ ».

Les inspecteurs ont souhaité connaître les dispositions prises pour vous assurer que les conditions de températures observées dans le bâtiment électrique sont bien conformes aux valeurs précédentes. Votre note technique N 5733 « Note de cadrage des DAPE tranche de Saint Laurent B » rappelle en effet, qu'au titre de l'appropriation par le CNPE des DAPE et FAV des composants génériques, l'élaboration du DAPE d'un réacteur doit comporter une « vérification que les conditions d'exploitation du matériel CNPE sont conformes aux conditions prises en compte dans les DAPE et FAV génériques ». Je note que cette vérification n'est pas explicitement mentionnée dans le DAPE du réacteur 1.

Il a été précisé aux inspecteurs que des contrôles de températures pouvaient être faits de manière régulière, notamment lors des rondes du service conduite. Toutefois, les relevés de températures correspondant n'ont pas été présentés lors de l'inspection.

Demande B3 : je vous demande de m'indiquer les dispositions que vous avez prises pour procéder à la vérification de la conformité des conditions d'exploitation du matériel de Saint-Laurent vis-à-vis des conditions prises dans les DAPE et FAV génériques. Je vous demande en particulier de me transmettre les éléments justifiant que les températures atteintes dans les locaux du BL, et dans les locaux où sont stockées des pièces électroniques de rechange, sont effectivement conformes aux valeurs données par la note ENSEMD060202B « Cahier des données de projet complétant les exigences du RCC-E pour le Parc ».

Auscultation altimétrique des ouvrages IPS

La note technique N°5869 « Programme Local de Maintenance Préventive (PLMP) – Tassement applicable aux ouvrages IPS des îlots nucléaires et du CI-BOP » rappelle que « la maintenance du génie civil prévoit [...] de surveiller le tassement des ouvrages IPS¹ afin de s'assurer que les tassements ne compromettent pas d'une part la fonction IPS de l'élément de génie civil concerné [...] et d'autre part l'intégrité des tuyauteries à l'interface de deux ouvrages ». Les annexes de la note rassemblent les fiches de visites des bâtiments réacteur, combustible, électrique, diesels et bâches ASG des réacteurs 1 et 2, ainsi que celles du bâtiment des auxiliaires nucléaires, du bâtiment électrique et de la station de pompage. Chaque fiche de visite précise les mesures à effectuer (tassement absolu et basculement absolu) ainsi que les périodicités de relevé. Trois fiches de visites, dédiées au puits de prise d'eau, à la conduite SEF, ainsi qu'aux galeries SEC, sont également incorporées aux annexes du PLMP.

Je constate qu'à l'exception de ces trois dernières fiches, qui précisent des critères de tassement différentiel entre galeries et bâtiments adjacents à ne pas dépasser, les fiches de visite ne précisent pas de critères d'acceptabilité. Le rapport de sûreté de la centrale de Saint-Laurent (édition VD3) fait pourtant référence à un critère de basculement limite des bâtiments réacteurs : 1mm/m entre le calage des matériels et la fin d'exploitation du CNPE. Je note que le rapport d'auscultation altimétrique du 30 octobre 2014 (H-44200973-2014-000514) mentionne des valeurs de basculement moyen de 13,8 mm/10m pour le bâtiment réacteur 1 et de 10,0 mm/10m pour le bâtiment réacteur 2, sans préciser la référence prise.

¹ Important Pour la Sûreté

Il n'est pas non plus fait mention de la valeur de tassements résiduels de 3,3 cm pour l'îlot nucléaire, retenue pour l'étude de dimensionnement du site vis-à-vis des crues (paragraphe 5.1.3 de la note E.T.DOPS/02 0278 B, « REX inondation Blayais Protection du site de Saint Laurent vis-à-vis de la CMS »), qui pourrait constituer un point de référence pour apprécier la valeur des tassements mesurés. Il peut être malgré tout observé que la vitesse de tassement enregistrée pour les bâtiments de l'îlot nucléaire dans le rapport d'auscultation est relativement faible, inférieure à 1mm/an.

Par ailleurs, le critère que vous appliquez pour apprécier les tassements différentiels à hauteur des galeries SEC (évolution du déplacement relatif entre deux repères successifs depuis la mesure d'origine inférieure à 5 mm), n'est pas cité dans le PLMP.

Enfin, je note que le rapport de sûreté de Saint Laurent (édition VD3) précise, s'agissant du suivi des tassements (vol. II, chap. 1, sec. 9), que *« les tuyauteries vapeur et eau sont concernées par les dépassements du domaine de validité des calculs ; par contre, les possibilités de réglage des butées liées à ces tuyauteries sont enveloppes du domaine des nouvelles valeurs des déplacements différentiels. Il sera cependant vérifié que ces possibilités sont bien conservées au fur et à mesure de l'évolution des tassements »*.

De la même manière, le rapport de sûreté indique que les modifications apportées au tube de transfert *« n'éviteront pas les contrôles ultérieurs des marges fonctionnelles restantes, d'après l'évolution réelle des tassements »*.

Ces deux derniers points ne sont pas directement abordés dans les conclusions du rapport d'auscultation altimétrique du 30 octobre 2014.

Même si l'ensemble des éléments qui précèdent peuvent trouver une justification par ailleurs, je note malgré tout qu'un inventaire exhaustif des points à contrôler et des critères associés dans le PLMP serait de nature à faciliter la *[vérification] a posteriori [du] respect des exigences définies* (article 2.5.6 de l'arrêté du 7 février 2012).

Demande B4 : je vous demande d'intégrer l'ensemble des contrôles à réaliser en lien avec la surveillance des tassements, issus des conclusions des études sur lesquelles s'appuie votre rapport de sûreté, dans la note technique du PLMP « tassements ».

Demande B5 : je vous demande de me transmettre les éléments d'analyse permettant de justifier que les mesures de basculements (pour ce qui est des bâtiments réacteurs) et de tassements différentiels (pour ce qui est de la tenue des tuyauteries SEC, des tuyauteries vapeur et eau, et du tube de transfert) du dernier relevé altimétrique sont bien contenues dans les domaines validés par vos études de sûreté.

Le PLMP « tassement » précise que chaque campagne de mesures altimétrique doit être précédée d'un relevé des piézomètres – sans toutefois préciser les ouvrages pour lesquels les relevés doivent être effectués, ni indiquer le traitement qui en est fait.

Par ailleurs, s'agissant des mesures de tassements des bâtiments diesels et ASG, le PLMP indiquait que la fréquence d'auscultation était de 6 mois pour la période 2008-2012, et qu'une mise à jour devrait être effectuée à l'issue de la campagne de mesures sur cette période, pour ajuster la fréquence.

Demande B6 : je vous demande de me transmettre les comptes rendus des relevés piézométriques effectués en préalable de la campagne d'auscultations altimétriques de 2014. Vous me préciserez les vérifications qui sont effectuées sur ces relevés et leurs éventuels impacts sur les résultats des auscultations altimétriques.

Demande B7 : je vous demande de mettre à jour la note technique N°5869 « PLMP Tassement » afin d'y intégrer la fréquence de contrôle des tassements des bâtiments diesels et ASG résultant de l'analyse des résultats de la campagne 2008-2011.

Protections volumétriques des stations de pompage

Les inspecteurs ont souhaité procéder au contrôle de certaines protections volumétriques placées sous le niveau 0.00m. Ce contrôle a en particulier porté sur les protections volumétriques situées entre les locaux abritant les pompes SEC et les galeries SEC, pour les voies A et B. Il s'est appuyé sur le descriptif des protections volumétriques fourni par l'annexe 5 de la note ETDO PS/02 278 A « REX inondation Blayais Protection du site de Saint Laurent vis-à-vis de la CMS ».

Il s'avère que cette note a été ré-indicée, et que le nouvel indice ne reproduit plus le contenu de l'annexe précitée. De plus, la note indique que les galeries SEC sont désormais intégrées au périmètre de protection, depuis la construction d'un muret protégeant les conduites de ventilation des galeries SEC.

Au demeurant, les inspecteurs ont constaté que l'inventaire des équipements présents pour chaque protection volumétrique, tel qu'il figurait à l'annexe 5 de la note, ne correspond pas aux éléments effectivement en place. Ainsi, la note précise que les séparations entre les salles des pompes SEC et les galeries SEC comportent des compensateurs à onde. Or les tuyauteries SEC à hauteur de la traversée de la séparation ne sont pas équipées de compensateurs à onde.

Demande B8 : je vous demande de me confirmer que le respect des exigences définies associées aux tuyauteries SEC (et plus particulièrement celles concernant leur tenue mécanique) ne requiert pas la présence de compensateurs à ondes à hauteur de la séparation entre les salles des pompes SEC et les galeries SEC.

Ventilation des pompes SEC

Lors de la visite de la station de pompage, les inspecteurs ont observé un désalignement, nettement perceptible au regard de la position adoptée par la manchette de raccord, entre l'axe de la tuyauterie donnant sur le ventilateur du moteur de la pompe 2 SEC 003 PO et celui de la gaine DVP qui la surplombe.

Demande B9 : je vous demande de m'indiquer si un critère de conception est associé à l'alignement des tuyauteries de ventilation des moteurs des pompes SEC. En tout état de cause, vous vous prononcerez sur l'acceptabilité de la disposition constatée au-dessus de la pompe 2 SEC 003 PO, et définirez le cas échéant les mesures correctives nécessaires.

Essai périodique RPN 7 – conditions préalables à la réalisation de l'essai

La modification matérielle PNXX1738 porte notamment sur le remplacement des cartes SATTB et SALPM participant à l'élaboration des signaux issus des mesures neutroniques « ex core » (respectivement pour les gammes « source » et « puissance »). Elle n'a pas encore été déployée sur les réacteurs 1 et 2 de la centrale de Saint Laurent. La mise en service des cartes de remplacement sur d'autres réacteurs du palier 900 MWe a révélé un défaut potentiellement générique, pour lequel une analyse du fabricant est en cours.

Les inspecteurs ont souhaité consulter les résultats des contrôles du bon fonctionnement des cartes SAITB et SALPM, dont les remplacements sont donc ajournés, qui équipent le réacteur 1. Vous avez précisé qu'il n'y avait pas de suivi de tendance particulier associé aux comportements des cartes SAITB et SALPM, dont le bon fonctionnement peut être contrôlé au travers du programme d'essais périodiques. Vous avez par ailleurs rappelé que la modification matérielle visait en premier lieu à accroître la fiabilité du système de mesure neutronique « ex core ».

La gamme de l'essai RPN7 « *réactualisation du ΔI_{ref} en puissance* » réalisé le 13 janvier 2016 (OI N0305668) a été présentée lors de l'inspection. Indépendamment de l'interprétation qui peut être donnée des résultats de l'essai vis-à-vis du bon fonctionnement des cartes SAITB et SALPM, les inspecteurs ont noté que l'annexe 1 de la gamme (p33) faisait apparaître le non-respect d'une des conditions requises par la règle d'essai (« *Groupe de compensation de puissance : extraits en position haute du cycle* »). Au vu des seuls éléments consultés le jour de l'inspection, l'essai semble malgré tout avoir été effectué, sans qu'une justification particulière n'ait été tracée.

Demande B10 : je vous demande de m'indiquer les éléments qui vous ont conduit à poursuivre la réalisation de l'essai, bien que les conditions n'aient pas été réunies. Vous me préciserez la manière dont vous avez tracé cette justification.

C. Observations

Modification matérielle – doublement joint statique du batardeau de la piscine BR

C1 : le rapport de conclusion du réexamen de sûreté mentionne, parmi les modifications destinées à se prémunir d'un phénomène de vidange de la piscine de désactivation, l'adjonction d'un second joint statique aux batardeaux des piscines du bâtiment réacteur. Cette modification est identifiée comme intégralement réalisée dans le rapport de conclusion du réexamen (§3.2.3) et dans le bilan des modifications du DAPE (§3.4.1). Vous avez cependant précisé lors de l'inspection qu'une erreur lors du déploiement de la modification a conduit à ne pas monter des dispositifs de maintien du joint prévus en pieds du batardeau. Cela a pour conséquence de générer un risque de fuite par mauvais positionnement du joint statique. Dans l'attente de la correction du défaut de montage, vous avez indiqué vous prémunir de ce risque par l'application d'une procédure de contrôle du positionnement du joint au moment de la mise en place du batardeau. Vos services ont par ailleurs indiqué que les essais de qualification effectués ont été soldés sans réserve. Il a été enfin mentionné en inspection que la reprise de la modification était prévue d'être réalisée lors de la visite partielle du réacteur 1 en 2017.

Comptabilisation des situations – affectation des transitoires non classés (TNC)

C2 : Les DAPE des réacteurs 1 et 2 établissent le bilan de comptabilisation des situations, activité prévue par l'arrêté du 10 novembre 1999. Les nombres des TNC aux dates de rédaction des DAPE y sont en particulier précisés : 15 pour la tranche 1 et 24 pour la tranche 2. Ces TNC sont traités par vos services d'ingénierie nationaux. Vous avez fourni aux inspecteurs des bilans des TNC pour chacune des tranches à la date de l'inspection. Plusieurs des dossiers ont été traités depuis la rédaction des DAPE. Vous avez également précisé que certains dossiers faisaient encore l'objet d'échanges avec votre ingénierie nationale pour permettre l'affectation des transitoires concernés. Vous avez de plus fourni un extrait d'une récente présentation de vos services centraux indiquant qu'EDF se fixait comme objectif le solde de l'ensemble des TNC du palier 900 MWe avant les quatrièmes visites décennales.

C3 : les inspecteurs ont consulté la fiche individuelle de détection-identification-affectation (FDIA) associée à l'affectation d'une situation de conception (en l'occurrence la 21A – Déclenchement de la chaudière depuis le régime nominal sans refroidissement intempestif) pour caractériser un transitoire d'exploitation. Ce transitoire résultait de l'arrêt automatique du réacteur 1, le 20 septembre 2010, provoqué par l'arrêt d'une des turbopompes alimentaires. Les inspecteurs ont noté que seules les températures de deux boucles chaudes et d'une boucle froide avaient été reportées de façon manuscrite sur la fiche. Vous avez précisé que, de manière générale, il n'était procédé qu'au renseignement manuscrit des valeurs conduisant aux résultats les plus pénalisants vis-à-vis des paramètres caractérisant chaque situation – dans le cas présent les gradients de températures maximaux. Vous avez par ailleurs indiqué aux inspecteurs que le renseignement des données nécessaire à la caractérisation des situations était désormais fait exclusivement sur l'application informatique COMPTA-SITU.

Opération de broyage des tubes RIC

C4 : le DAPE du réacteur 1 à l'indice 1 mentionne une opération de broyage des tubes RIC touchés par de la corrosion en y associant une échéance à 2017. Vous avez indiqué en inspection que cette opération a fait l'objet d'une demande de report, demande formulée par vos services centraux, portait dans un cadre plus général. L'ASN n'y a pas formulé d'opposition mais a rappelé par courrier que les DTE des tubes de guidage dont le traitement est reporté après 2016 devront être révisés et intégrer les justifications de maintien en l'état jusqu'à l'échéance de traitement.

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois de vos 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 la division d'Orléans

Signé par : Rémy ZMYSLONY