

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2017-010044

Orléans, le 8 mars 2017

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-2017-0343 du 15 février 2017
« Systèmes auxiliaires »

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 courante a eu lieu le 15 février 2017 sur le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sur le thème « Systèmes auxiliaires ».

Suite aux constatations faites à cette occasion par les inspecteurs, j'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 15 février 2017 avait pour objectif de contrôler les dispositions déclinées par le CNPE pour s'assurer de la disponibilité des systèmes auxiliaires. Les inspecteurs se sont principalement intéressés aux systèmes de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires (DVN), d'alimentation en eau brute secourue (SEC) et de réfrigération intermédiaire du réacteur (RRI).

Dans ce cadre, les inspecteurs ont examiné l'état d'avancement de plusieurs intégrations de votre prescritif interne concernant les règles générales d'exploitation (RGE) afférentes aux systèmes précités. Ils ont également contrôlé par sondage, la réalisation d'essais périodiques (EP) et d'opérations de maintenance en application des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), sur plusieurs matériels de ces systèmes auxiliaires, en examinant les gammes opérationnelles renseignées.

De plus, pour ces mêmes systèmes, les inspecteurs se sont intéressés à la gestion des pièces de rechange, au contenu du dernier bilan du système SEC ainsi qu'au traitement de certains écarts en cours, dont notamment un écart de conformité afférent au système SEC. Enfin, les inspecteurs ont vérifié par sondage la mise en œuvre effective de différentes dispositions prises par votre site quant aux événements significatifs déclarés à l'ASN et à la suite des précédentes inspections menées sur les systèmes auxiliaires (2014) et de sauvegarde (2016).

Les inspecteurs se sont rendus dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et, plus particulièrement, dans les locaux du réacteur n° 1 où se trouvent les échangeurs RRI/SEC et les moteurs et pompes RRI. Ensuite, ils ont inspecté les bâtiments combustible (BK) des réacteurs n° 1 et 2, et notamment les locaux abritant les pompes principales des systèmes EAS (aspersion de l'enceinte) et RIS (injection de sécurité) ainsi que ceux abritant les réservoirs de stockage de soude dédiés au système EAS, afin d'y contrôler l'état des installations et des matériels.

Les inspecteurs ont également visité les installations de la station de pompage (voie A), notamment les pompes et moteurs du système SEC et la galerie technique où se trouvent les tuyauteries d'alimentation en eau associées.

Si l'état apparent des matériels et équipements des systèmes inspectés était satisfaisant, les inspecteurs ont relevé plusieurs points d'amélioration relatifs à la maintenance et au suivi des systèmes auxiliaires. S'agissant plus précisément de la maintenance préventive du système SEC, l'ASN vous a indiqué, par courrier du 20 février 2017, en application de l'article L 171-6 du code de l'environnement, que le retard pris dans la mise en œuvre des visites complètes des pompes 2 SEC 001 et 002 PO, en l'absence d'une dérogation accordée par vos services d'ingénierie nationaux, constituait un non-respect des dispositions de l'article 2.5.1-II de l'arrêté INB. Vous avez répondu par courrier du 28 février 2017, en transmettant notamment le courrier UNIE D455016081774 de vos services d'ingénierie nationaux daté du 20 février 2017, validant votre position concernant la disponibilité des pompes.

∞

A. Demandes d'actions correctives

Maintenance préventive des pompes du système SEC

Pendant l'inspection du 15 février 2017, les inspecteurs ont procédé à l'examen par sondage de l'application des dispositions de maintenance préventive aux pompes du circuit d'eau brute secourue (SEC) des réacteurs n° 1 et 2, qui constituent des éléments importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (EIP).

Le PBMP 900-SEC-01 indice 0 du 12 juin 2001 introduit deux critères déclenchant la visite complète des pompes SEC :

- 28 000 heures de fonctionnement (cette durée est associée spécifiquement aux réacteurs des sites « bord de Loire », dont les eaux sont chargées en sable) ;
- 12 ans maximum de périodicité de visite.

Lors de leur contrôle, les inspecteurs ont constaté, à partir des données de votre base informatique SYGMA, que les durées de fonctionnement des pompes 2SEC001PO et 2 SEC002PO, depuis leurs dernières visites complètes, datant respectivement de 2006 et de 2005, étaient supérieures au requis précité.

Par télécopie n° 16/088 du 27 septembre 2016, vous aviez signalé le dépassement d'échéance de réalisation de la maintenance préventive de plusieurs matériels. Les pompes 2SEC001PO et 2SEC002PO étaient bien mentionnées comme faisant partie des matériels concernés, sans que la déclaration ou le compte rendu de l'événement ne fassent figurer explicitement les dépassements des durées de fonctionnement constatés par les inspecteurs le 15 février 2017.

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de produire un justificatif attestant d'une dérogation, obtenue préalablement au dépassement, qui vous aurait été fournie par vos directions en charge de l'élaboration des programmes de maintenance préventive. Aucune échéance de réalisation des visites des pompes concernées n'a également pu être fournie aux inspecteurs.

En réponse au courrier de l'ASN du 20 février 2017, vous avez transmis la note ENR2884 « REX d'exploitation et de maintenance des pompes SEC de Saint-Laurent » et le courrier de vos services d'ingénierie nationaux, en charge de l'établissement du prescritif de maintenance, daté du 20 février 2017, répondant aux questions que vous leur aviez transmises le 6 septembre 2016.

L'analyse de vos services nationaux confirme a posteriori la disponibilité des pompes, malgré le dépassement de leur durée de fonctionnement. Il n'en demeure pas moins que les dispositions définies par EDF pour déroger aux programmes de maintenance préventive - programmes répondant aux exigences de l'article 2.5.1 III de l'arrêté INB, n'ont pas été respectées, et que la correction de cette situation est intervenue tardivement après sa détection et sa déclaration auprès de l'ASN.

Dans votre courrier du 28 février 2017, vous évoquez par ailleurs la réduction des délais des échanges standards des pompes SEC, afin d'en améliorer la fiabilité dans la durée.

Demande A1 : je vous demande de respecter les dispositions encadrant la mise en œuvre de la maintenance préventive, en obtenant au préalable, dans les situations pour lesquelles vous dérogez aux programmes applicables, l'approbation de vos services d'ingénierie nationaux. Vous me préciserez par ailleurs les réductions de délais des prochaines visites complètes des pompes SEC ayant pu être obtenues par vos services, en m'informant notamment de la réponse des services d'UTO concernant l'arrivée des pièces de rechange nécessaires.

Les inspecteurs ont examiné les résultats des contrôles effectués lors des dernières visites complètes datant de 2005 et 2006. Les gammes renseignées pour « *l'échange standard de l'hydraulique et remise en état de l'hydraulique et dépose K3* » leur ont été présentées :

- pour 2SEC001PO, dernière visite complète réalisée sous l'OIN0126414 ;
- pour 2SEC002PO, dernière visite complète réalisée sous l'OIN0119941.

La consultation des gammes des diverses interventions réalisées dans le cadre de ces visites complètes, a mis en exergue que des résultats de contrôles étaient en dehors des critères de tolérance sans qu'aucune analyse ne soit reportée dans les gammes. À titre d'exemple, la gamme d'intervention pour la repose de l'hydraulique K3 de la pompe 2SEC002PO indique un relevé du diamètre extérieur de la roue de 393 mm pour une plage de tolérance comprise entre 394,964 mm et 395 mm. Vos représentants n'ont pas été en mesure de fournir une justification du caractère acceptable de ces valeurs hors tolérances.

Par courrier du 28 février 2017, vous avez transmis l'analyse de vos services portant sur les résultats hors tolérance relevés par les inspecteurs dans les gammes de maintenance OIN0126414 et OIN0119941. Cette analyse précise que les mesures concernées ne sont qu'indicatives, et ne correspondent pas à des critères relevant du maintien de la qualification en condition accidentelle des matériels.

Je note en tout état de cause que le contenu des gammes de maintenance ne permet pas de conclure rapidement sur la validité des résultats obtenus, vos services n'ayant pas été en mesure de fournir les précisions qui précèdent le jour de l'inspection. Cette situation paraît être pénalisante pour la bonne réalisation du contrôle technique devant être exercé sur l'activité de maintenance (s'agissant de la visite complète de la pompe 2SEC002PO, ce contrôle a été opéré environ trois mois après la fin des interventions sur cette pompe). Il conviendrait pour y remédier d'identifier clairement les critères associés aux exigences définies des matériels et, à l'inverse, de préciser la signification des tolérances affichées.

De plus, le contrôle des gammes effectué par les inspecteurs a mis en évidence des défauts d'archivage des pièces traçant le déroulement des activités de maintenance des pompes SEC (le dossier de suivi d'intervention de la visite complète de la pompe 2SEC002PO ne faisait pas partie du dossier de l'activité qu'ont pu consulter les inspecteurs), ainsi qu'un renseignement insuffisamment rigoureux des informations portant sur la vérifications et l'étalonnage des appareils utilisés pour procéder aux opérations de maintenance (absence d'indications des numéros de PV d'étalonnage de jauge micrométrique et de clef dynamométrique).

Demande A2 : je vous demande de vous assurer que les gammes de maintenance des matériels EIP identifient clairement les critères relevant de leurs exigences définies, et d'améliorer la traçabilité des contrôles effectués dans le cadre des opérations de maintenance, pour permettre d'en démontrer a posteriori la validité.



Traitement réalisé pour les actions correctives prises suite à l'évènement significatif pour la sûreté (ESS) déclaré en septembre 2016 et concernant des « écarts qualité sur la mise en œuvre des périodicités de réalisation de PBMP »

Les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre des actions de progrès prises à la suite de l'ESS déclaré par télécopie n° 16/088 du 27 septembre 2016. Les échéances de réalisation de ces actions étaient toutes atteintes au 15 février 2017.

Concernant l'action n° 1 « *Mettre en place un reporting hebdomadaire au sein du service SMC permettant d'identifier et de prioriser les activités de maintenance préventive* », vos représentants ont indiqué que la priorisation des actions de maintenance était analysée lors des réunions avec la direction du site (EDS). L'examen du compte-rendu de la réunion du 7 février 2017 ne laisse pas apparaître de priorisations réalisées sur des opérations de maintenance en retard telles qu'identifiées dans l'ESS précité.

Concernant les actions n° 2 « *Sur le listing des activités non réalisées dues à un manque de PdR, solliciter l'UNIE¹ pour appui et analyse des retards des activités dans l'attente des PDR* » et 3 « *Solliciter les constructeurs et l'UTO² afin d'avoir de la visibilité sur l'arrivée des pièces de rechange et prioriser l'intervention* », vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter en inspection les documents émis en septembre 2016, par le CNPE à l'attention des constructeurs, d'UTO et de l'UNIE. Les inspecteurs ont noté qu'un retour de l'ensemble des entités précitées était attendu pour fin mars 2017.

Enfin, vos représentants ont considéré l'action n° 4 « *Tracer systématiquement, via le programme d'actions correctives, les activités de maintenance préventive vue en retard pour faire le lien entre le service SAF et le service de maintenance* », comme soldée à la suite de l'envoi d'un courriel interne en date 20 décembre 2016 à l'ensemble des parties prenantes. Les inspecteurs ont souligné que ce courriel ponctuel ne permettait pas de répondre, de façon durable, à l'attendu de l'action n° 4.

¹ Unité d'Ingénierie d'Exploitation

² Unité Technique Opérationnelle

Demande A3 : je vous demande de procéder à un examen de l'efficacité des mesures correctives prises à la suite de l'ESS déclaré par télécopie du 15 février 2017. S'agissant de l'action n° 4, vous préciserez l'organisation adoptée pour sa mise en application. Vous me transmettez les notes de procédure décrivant cette organisation.



Écart de conformité n° 331 « Joints de calfeutrement incendie des galeries SEC »

L'écart de conformité générique (EC) n° 331, affectant plusieurs réacteurs, dont ceux de Saint-Laurent, porte sur l'absence de calfeutrement qualifié comme résistant au feu au niveau des joints inter-tronçons des galeries SEC avec présence, soit de polystyrène, soit d'un calfeutrement non qualifié.

Malgré le fait que le CNPE de Saint-Laurent soit concerné par cet EC, les inspecteurs ont relevé qu'il n'était pas recensé dans la note technique de cumul des écarts de conformité pour chacun des deux réacteurs du site.

Les inspecteurs ont également constaté que l'EC n° 331 n'était pas suivi au travers d'une fiche d'écart à l'instar de ce qui peut être constaté sur d'autres CNPE et n'était pas considéré par le site pour l'évaluation de la fiabilité du système SEC réalisée au travers des bilans système AP 913.

Les inspecteurs se sont interrogés sur le suivi réellement réalisé par le CNPE concernant cet écart de conformité et les actions curatives et correctives associées.

Vos représentants ont indiqué que le suivi de cet EC était effectué via le fichier de suivi du pilote opérationnel s'occupant de la gestion des écarts de conformité. Les inspecteurs vous ont indiqué que cette organisation ne semblait pas efficace puisque c'est ce même pilote opérationnel qui met à jour les notes techniques de cumul des écarts de conformité de chacun des réacteurs ; en effet, lesdites notes ne recensent pas l'EC n° 331.

Les inspecteurs ont également attiré votre attention sur le fait que les notes techniques précitées sont constitutives du dossier que l'ASN instruit systématiquement pour autoriser ou non le redémarrage d'un réacteur suite à un arrêt pour maintenance et rechargement.

Demande A4 : je vous demande de corriger la note d'analyse du cumul des écarts de conformité en y intégrant l'EC n° 331. Vous vous assurerez lors de cette mise à jour que d'autres écarts de conformité ne sont pas susceptibles d'être dans la même situation que celle constatée par les inspecteurs pour l'EC n° 331.

Vous me transmettez la note d'analyse du cumul des écarts mise à jour.



Évaluation des systèmes dans le management de la fiabilité (bilans système) – système SEC

Les inspecteurs ont examiné le dernier bilan du système SEC, réalisé sur la période du 16 juin 2015 au 30 décembre 2015. Ces bilans sont réalisés selon une périodicité semestrielle. Leurs résultats sont susceptibles de faire évoluer les modalités de maintenance des matériels selon leur état constaté.

À la demande des inspecteurs, vos représentants ont indiqué ne pas avoir de bilans validés en comité fiabilité (COFIAB) du système SEC au titre de l'année 2016.

Dans la mesure où vous vous écarterez de la périodicité de maintenance prévue par les programmes de maintenance préventive, la validation des bilans système selon les périodicités requises apparaît pourtant d'autant plus nécessaire. De plus, l'absence de prise en compte de l'écart de conformité n° 331, qui fait l'objet de la question précédente, indique que ces bilans sont susceptibles d'omettre certains éléments, qui peuvent influencer l'évaluation que vous portez sur les systèmes.

Demande A5 : je vous demande de réaliser les bilans système selon les périodicités requises. Vous me justifierez l'absence de validation du bilan du système SEC en COFIAB au titre de l'année 2016. Vous vous assurerez que ces bilans prennent en compte l'ensemble des éléments pertinents, dont le bilan exhaustif des écarts de conformité affectant un système donné.



Maîtrise du risque séisme-événement

Les échafaudages peuvent constituer des agresseurs au titre de la démarche dite du séisme-événement. L'installation de ces derniers à proximité d'EIP doit faire l'objet d'une analyse de risques. Celle-ci permet d'évaluer la nécessité de mettre en place des mesures supprimant le risque d'agression de matériels nécessaires en cas de séisme.

Pendant leur contrôle, les inspecteurs ont constaté la présence de deux échafaudages roulants, freinés au sol mais non arrimés en point haut, à proximité immédiate de trois extracteurs situés en série 1DVK062/063/064VA et classés EIP, participant à la fonction d'extraction pour le confinement ETY.

L'arrimage en point haut de ces échafaudages faisant défaut, ces derniers pourraient constituer des agresseurs potentiels, en cas de séisme, des extracteurs précités.

Demande A6 : je vous demande de caractériser et, le cas échéant, de traiter les constats précités. Vous me transmettez l'analyse de risques réalisée, concernant la prise en compte du risque séisme-événement.



Écarts constatés relatifs au risque incendie et à la gestion des charges calorifiques

Lors de l'inspection, il a été constaté :

- que l'ensemble des portes coupe-feu des locaux des pompes RCV du réacteur n° 1 se fermaient bien à l'exception de 1JSN204QG ;
- que la fermeture de la porte coupe-feu 1JSN238QF était potentiellement rendue impossible de par la présence d'un support de balisage métallique amovible dans la zone de manœuvre de la porte ;
- la présence d'un écrasement significatif en partie haute de la gaine portant le registre de 9DVN028VA (local NA214) ;
- la présence d'un sac à déchets nucléaires contenant des EPI usagés et de plusieurs sacs vinylés vides, entreposés au droit de tuyauteries adjacentes à la pompe d'injection de sécurité 2RIS002PO. Ces entreposages n'avaient pas fait l'objet d'une évaluation au titre de l'apport de charge calorifique ;
- la présence de plusieurs sacs vinylés sous la vanne 1RPE242VP dans le local NA214. Au même titre que l'alinéa précédent, aucune évaluation de l'apport calorifique n'avait été réalisée pour ces entreposages.

De plus, la présence de matières combustibles à proximité des pompes du système d'injection de sécurité (niveau -10,5 m du BK) avait déjà été notifiée à vos représentants à l'issue de l'inspection du 23 juin 2016 menée sur la thématique « Systèmes de sauvegarde ». La présence de celles-ci semble dater de juin 2016 puisque la fiche de chantier identifiée à proximité fait référence à un chantier de réfection des puisards RPE de juin 2016. Elle suggère que l'entreposage à proximité de 2RIS002PO a perduré pendant plusieurs mois.

Cette situation ne s'accorde pas avec les dispositions de l'article 2.2.2 de la décision n° 2014-DC-0417 qui 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* ».

Demande A7 : je vous demande de mettre en œuvre les règles que vous vous êtes définies en matière d'entreposage, notamment en termes de gestion des charges calorifiques.

Demande A8 : je vous demande de corriger les écarts listés ci-dessus qui ont trait à la gestion du risque incendie et des matières combustibles. Vous me rendrez compte des actions réalisées en ce sens.



Qualité du contenu des fiches SAPHIR

La directive interne (DI) 100 traite des critères et modalités de déclaration et d'information à l'ASN des événements survenant dans les installations nucléaires. Concernant les « événements intéressant la sûreté » (EIS), le paragraphe 11 de la DI 100 indique que « *tous les événements intéressant sont inscrits au fichier SAPHIR, accessible à l'ASN. Les renseignements suivants, essentiels pour le traitement ultérieur de ces événements devront figurer dans la base : [...] 3/ la nature de l'événement, 4/ les causes de l'événement, 5/ les conséquences sur l'état du système ou de la tranche, 6/ les actions correctives effectuées [...]* ».

Au cours de l'inspection du 15 février 2017 et lors de sa préparation, les inspecteurs ont consulté certaines fiches SAPHIR relatives à des événements intéressant la sûreté. Les inspecteurs ont constaté que les informations contenues dans ces fiches sont la plupart du temps parcellaires et que certains champs, notamment relatifs aux impacts réels ou potentiels sur la sûreté nucléaire, à l'analyse systématique des métiers de maintenance et d'exploitation, à l'origine de la défaillance et à la nature du groupe de l'événement posé au titre des STE, ne sont pas toujours renseignés de façon suffisante.

De plus, l'examen spécifique de la fiche SAPHIR n° 9986815 relative à l'EIS « *Déclenchement du 9DVN002ZV (ventilateur d'extraction) sur protection antigél, passage à un débit inférieur à 180000 m³/h à la cheminée du BAN* », a permis de soulever l'absence d'analyse vis-à-vis de ses conséquences sur l'environnement. Je note également que la situation semble correspondre au code anomalie 336 indiqué dans le guide d'application de la DI100 (pour ce qui a trait à l'environnement).

De manière générale, les informations contenues dans ces fiches ne permettent pas de répondre à l'objectif d'analyse du retour d'expérience qui doit être réalisé grâce à la base de données SAPHIR.

Demande A9 : je vous demande de mettre en œuvre les actions nécessaires pour que les fiches SAPHIR soient correctement renseignées et intègrent l'ensemble des informations nécessaires pour le traitement de l'écart associé.

Vous me transmettez la fiche SAPHIR n° 998815 mise à jour.



Intégration du référentiel prescriptif

L'intégration du prescriptif en local est réalisée suivant les exigences spécifiées dans la procédure 0625 « intégration du prescriptif sur le CNPE » à l'indice 3 du 30 décembre 2016. Cette procédure a été mise à jour suite à l'inspection menée sur le CNPE le 23 juin 2016 qui avait permis de souligner un certain nombre d'écarts.

La mise à jour de cette procédure a permis notamment de définir une organisation plus robuste en matière de gestion de l'intégration du prescriptif via les actions suivantes :

- une revue mensuelle est réalisée en commission prescriptif, des fiches de suivi d'actions à échéance inférieure à deux mois sont établies pour anticiper leur report avant l'échéance prévue ;
- tout prescriptif entrant fait systématiquement l'objet d'une analyse d'impact simplifiée, réalisée par le pilote de l'action afin de confirmer sa bonne affectation et de valider l'échéance proposée ;
- un point mensuel en commission prescriptif est effectué par l'ILD sur les fiches de suivi d'actions n'ayant pas fait l'objet d'analyse d'impact simplifiée ;
- les demandes de report d'intégration du prescriptif font l'objet d'analyses complémentaires, qui sont présentées en commission prescriptif pour validation.

Chaque intégration fait l'objet d'un suivi au travers de la base actions via une fiche de suivi d'actions (FSA).

Afin de considérer l'efficacité de la nouvelle organisation en place, plusieurs intégrations du prescriptif ont été analysées par sondage par les inspecteurs, sur la base d'un tableau de suivi à jour et renseigné par l'intégrateur local documentaire (ILD).

Les inspecteurs ont noté positivement que le suivi de tendance des retards d'intégration du prescriptif montrait une amélioration depuis novembre 2016.

Toutefois, les examens par sondage des inspecteurs ont permis de mettre en exergue les points suivants :

- certaines fiches action filles ne sont pas mises à jour en cohérence avec les révisions d'échéances réalisées sur les fiches mères associées (ce qui est le cas par exemple pour l'intégration du prescriptif « fiche d'amendement n° 4 au PBMP 900-RRA-01 indice 0) ;
- pour la fiche action A-14951 « mise en application de gammes mutualisées suite au REX », la demande de report d'intégration a été réalisée postérieurement au délai initial d'intégration, ce qui n'est pas conforme aux exigences indiquées dans la procédure 0625 : « toute demande de report d'échéance doit être anticipée par rapport à l'échéance prévue » ;
De plus, ce report d'échéance a été validé lors du comité prescriptif du 2 février 2017 sous couvert d'une analyse complémentaire d'impact (AIC). Or cette analyse complémentaire est incomplète puisqu'aucune indication sur l'impact du report demandé n'est précisée. Cette situation n'est pas conforme à l'organisation revue au travers de la procédure réindiquée fin décembre 2016 ;
- aucun rattrapage des analyses d'impact initiales pour les intégrations exigées avant fin 2016 n'a été réalisé par le site. Vos représentants ont précisé que la réalisation effective des analyses d'impact n'est effectuée que pour les demandes d'intégration du prescriptif arrivées depuis début de l'année 2017.

Les inspecteurs ont noté que la mise en œuvre du nouvel indice la procédure 0625 est récente et nécessite quelques mois pour disposer d'un recul suffisant afin d'évaluer l'efficacité de la nouvelle organisation en place.

Par ailleurs, les inspecteurs ont consulté le compte rendu du comité technique réuni le 26 janvier 2017. Sur celui-ci, les inspecteurs ont bien noté que des actions d'intégration ont été priorisées par rapport à d'autres. Une analyse du cumul des retards d'intégration est réalisée lors de cette instance. Cette analyse permet désormais de prioriser les intégrations en fonction des enjeux.

Demande A10 : je vous demande de réaliser et de me transmettre, pour la fin du mois d'août 2017, votre évaluation, telle que prévue par le premier alinéa de l'article 2.6.3 de l'arrêté INB, de l'efficacité des actions mises en œuvre pour corriger les écarts d'intégration du référentiel prescriptif. Cette évaluation se focalisera notamment sur le respect de la procédure PRO0625 indice 3.



B. Demandes de compléments d'information

Écarts et constats ponctuels relevés lors de la visite des installations

Lors de l'inspection, plusieurs écarts et constats, considérés comme ponctuels, ont fait l'objet de remarques.

Dans la station de pompage (voie A), les inspecteurs ont relevé :

- la présence d'huile au niveau des corps des pompes 2SEC 001 et 003PO. Ce constat de traces d'huile a été identifié le 17 février 2016 pour la pompe 2SEC001PO et tracé sur la demande d'intervention n° 623969 ;
- que le câble associé au capteur 2SEC019MT (permettant la mesure de la température paliers de la pompe 2SEC003PO) était décroché de son support fixe, induisant une traction sur le capteur.

Des rondes journalières sont réalisées au titre du PBMP SEC et visent normalement le contrôle des points précités. Ces anomalies autour de 2SEC003PO auraient dû être constatées lors d'une de ces rondes et corrigées.

Au niveau des locaux du réacteur n° 1 où se trouvent les échangeurs RRI/SEC, les moteurs et pompes RRI, les inspecteurs ont relevé :

- la présence de concrétions blanches au niveau d'un piquage sous la volute de la pompe 1RRI003PO. Ce constat a par ailleurs été identifié et serait suivi via la demande d'intervention n° 487548 datant du 28 octobre 2011. Depuis cette date, aucune action efficace n'a vraisemblablement été réalisée ;
- la présence de traces d'huile sous le moteur 1RRI003MO, et également, dans une moindre mesure sous les moteurs 1RRI001/002/004MO.

Au niveau des autres locaux traversés, les inspecteurs ont relevé :

- la présence de concrétions blanches sous la vanne 1RCV402VB, située dans le local W217 ;
- la présence de plusieurs fissures et de zones où le béton est mis à nu dans le local W217, ce qui rend difficilement décontaminable le sol de ce local en plusieurs points ;
- la présence de concrétions blanches sous la vanne 1RCV013VP, située dans le local NA214 ;
- l'absence de dispositifs de détection de la contamination pour le personnel (de type MIP10) au droit du saut de zone établi au niveau du BK2 à -8,5 m et -10,5 m alors qu'une zone contaminée est présente au niveau de la pompe 2RIS002PO. Concernant cet écart, les inspecteurs ont appelé votre attention sur le fait que celui-ci avait déjà été identifié lors de l'inspection du 23 juin 2016 pour plusieurs sauts de zone situés à proximité de pompes de sauvegarde. La situation constatée le 15 février 2017 tend à montrer que les actions que vous avez mises en œuvre n'étaient pas suffisantes ;
- la présence de concrétions de soude au niveau du corps et du chapeau des organes 1 et 2EAS002SN présents dans les locaux des bâches à soude du système EAS.

Demande B1 : je vous demande de caractériser et de corriger les différents écarts / constats précités sous deux mois ou, à défaut, de justifier le maintien en l'état avec l'ensemble des éléments d'appréciation nécessaires. Vous me rendrez compte des actions réalisées en ce sens.

Maintenance des pompes SEC

Votre note ENR n° 2884 datée du 24 février 2017 dresse le bilan de l'exploitation et de la maintenance des pompes SEC de la centrale de Saint-Laurent depuis leur dernière visite complète.

Dans cette note, vous reportez, pour chacune des 8 pompes SEC à l'exception de la pompe 1SEC001PO, les jeux hydrauliques dont les valeurs font l'objet d'une prescription au titre de votre DI n° 81.

Vous indiquez également l'évolution des relevés des points de fonctionnement des pompes 1SEC001PO et 2SEC001 et 002PO. Vous notez que les résultats obtenus entre 2012 et 2016 n'indiquent pas d'évolution significative ni de baisse des performances. L'analyse de vos services centraux, dans leur courrier du 20 février 2017, attire votre attention sur les caractéristiques hydrauliques de la pompe 2SEC001PO qui sont proches de la courbe théorique. Toutefois, vous ne précisez pas les dispositions de surveillance qui seront mises en œuvre pour répondre à cette observation.

Demande B2 : je vous demande de me préciser la valeur du jeu hydraulique de la pompe 1SEC001PO. S'agissant de la pompe 2SEC001PO, vous me préciserez les dispositions de surveillance supplémentaires mises en œuvre concernant son point de fonctionnement.

Par ailleurs, les inspecteurs ont noté que l'ordre dans lequel vous envisagez de procéder au remplacement des pompes SEC dont l'échéance de visite complète est dépassée, ne s'accorde pas avec un classement par ordre de durée de fonctionnement décroissante.

Demande B3 : je vous demande de me préciser les critères que vous adoptez pour établir l'ordre des futures visites complètes des pompes SEC en dépassement d'échéance de maintenance préventive.

☺

Perte de sectorisation incendie – local NA214

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont examiné les suites données à la DI n° 644218 rédigée en octobre 2016 relative à la réparation de la gaine portant le registre 9DVN057VA. Cette DI a été ouverte après constat de la rupture de la gaine précitée, ce qui engendre une perte de sectorisation incendie de classe 2, nécessitant la mise en œuvre d'actions correctives sous un mois, selon votre référentiel.

Or, la mise en place de gaines neuves a été effectuée le 13 janvier 2017 et la pose des protections reste à prévoir.

Demande B4 : je vous demande de m'indiquer l'origine de l'absence de traitement sous un mois de cette perte de sectorisation.

Je vous demande également de m'indiquer l'échéance associée à la pose des protections autour des gaines installées le 13 janvier 2017.

☺

Présence d'effluents et de concrétions dans un caniveau du local K256

Les inspecteurs ont constaté la présence de concrétions sur plusieurs mètres dans un caniveau du local K256 où se trouvent les pompes du système PTR. De plus, ce caniveau était rempli d'un mélange d'eau et de ce que les inspecteurs ont identifié comme étant des résidus métalliques oxydés.

Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser l'état de contamination éventuelle de ces effluents ni de préciser leur origine ainsi que celles des concrétions observées.

Demande B5 : je vous demande de m'indiquer l'origine des effluents et des concrétions constatées le long du caniveau du local K256. Vous me préciserez également si ces effluents ont fait l'objet d'une caractérisation radiologique.

☺

Absence de contrôle par tir radio de la soudure SB101Z réparée lors de l'arrêt du réacteur n° 2 en 2016

A l'issue de l'intégration de la modification matérielle PNPP1371A « Fiabilisation de l'isolement des barrières thermiques des GMPP palier CPY » lors de l'arrêt pour visite partielle du réacteur n° 2 en 2016, le 16 novembre 2016, vous avez constaté que la soudure référencée SB101Z, réparée lors de l'arrêt, n'avait pas fait l'objet du contrôle par tir radio requis par vos règles de conception. Le 17 janvier 2017, vous avez pris un engagement DI17 (référence FSA A-15767) pour que ce contrôle soit réalisé lors de l'arrêt programmé du réacteur de 2017.

La soudure SB101Z se situe sur la ligne d'alimentation en eau RRI de la barrière thermique de la pompe primaire 2RCP001PO.

A la demande des inspecteurs, vous avez indiqué qu'une analyse réalisée le 24 novembre 2016 permet de justifier, malgré la non-réalisation du contrôle par tir radio de la soudure SB101Z, que la défaillance de la barrière thermique d'un GMPP (groupe motopompe primaire) avait un impact acceptable sur la sûreté, considérant une rupture totale de la tuyauterie concernée, associée à un débit de fuite isolable estimé à environ 10 tonnes par heure.

Le risque d'inondation interne n'est pas pris en compte dans l'analyse précitée. La rupture de la tuyauterie est susceptible d'induire un risque de submersion ou d'endommagement d'EIP voisins avant la réalisation de l'isolement effectif de la fuite.

Demande B6 : je vous demande de me transmettre l'analyse du risque d'inondation interne comme conséquence potentielle de la rupture totale de la tuyauterie concernée.

☺

C. Observations

C1 - Lors de la visite des galeries SEC de la voie A, les inspecteurs ont constaté un bon état général des tuyauteries d'alimentation d'eau SEC et des supportages associés. Néanmoins, plusieurs flaques d'eau ont été observées, certainement dues à la condensation formée sur les tuyauteries en fonctionnement. Quelques traces sèches de calcaire en points hauts des galeries ont également été constatées.

C2 - A proximité du local NA501 (préparation d'acide borique), le joint inter-bâtiments a été repris au-dessus de la porte de ce local à la suite de l'inspection menée sur le système RCV en 2014. Lors de l'inspection du 15 février, il a été constaté que le calfeutrement avait été repris en majorité ; il subsiste toutefois une zone au-dessus de la porte d'accès au local NA601 qui n'a pas été reprise. L'action ne peut donc être considérée entièrement soldée.

C3 – Après le constat en inspection du 23 juin 2016 d'une fuite importante au niveau de la garniture mécanique de la pompe 1EAS003PO, le site a procédé à une réparation de la pompe. Si cette réparation a bien été effectuée, les inspecteurs ont noté que le retrait de l'affichette qui fait référence à une fuite de soude au niveau de sa garniture mécanique (identifiée le 17 décembre 2015) n'a pas été effectué lors des opérations de réparation précitées.

Les inspecteurs ont également constaté que, conformément aux actions prises par le CNPE suite à l'inspection du 23 juin 2016, les rétentions des bâches à soude EAS des deux réacteurs avaient bien fait l'objet d'un nettoyage.

C4 - Lors de l'examen des gammes d'essais périodiques, les inspecteurs ont constaté que les signatures en page de garde n'étaient pas celles de l'exécutant et du contrôleur, mais d'une personne tierce, avec la mention « P.O. ». Vous n'avez pas été en mesure d'étayer la conformité de cette pratique le jour de l'inspection.

C5 - En sortie de zone contrôlée, les inspecteurs ont constaté que la sonde de la main droite du contrôleur « mains-pieds » ne fonctionnait pas. En effet, le comptage indiquait systématiquement 0,00 Bq. Cet appareil constitue une des lignes de défense contre la dispersion de contamination en sortie de zone.

☺

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas deux mois. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, l'ASN 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.

Le Chef de la division d'Orléans

Signé par Pierre BOQUEL