

DIVISION D'ORLÉANS
CODEP-OLS-2018-010741

Orléans, le 26 février 2018

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Électricité de Dampierre-en-Burly
BP 18
45570 OUZOUER SUR LOIRE

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et 85
Inspection n° INSSN-OLS-2018-0635 du 20 février 2018.
« Conduite normale des installations nucléaires de base »

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 planifiée a eu lieu le 20 février 2018 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Conduite normale des installations nucléaires de base ».

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 réalisée le 20 février 2018 avait pour objectif de contrôler l'organisation en place au sein du CNPE de Dampierre-en-Burly vis-à-vis de l'application du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE), de la gestion des DMP/MTI (dispositifs et moyens provisoires / modifications temporaires de l'installation) et du processus d'identification et de gestion des constats par le service conduite.

Dans ce cadre, les inspecteurs ont contrôlé, par sondage, la réalisation d'essais périodiques (EP) sur plusieurs matériels importants pour la sûreté, en examinant les gammes opérationnelles renseignées.

Les inspecteurs ont aussi vérifié, par sondage, la mise en œuvre de différentes dispositions prises par le CNPE à la suite d'évènements significatifs et d'inspections.

Au vu de cet examen, les inspecteurs ont relevé plusieurs constats nécessitant la mise en œuvre d'actions correctives ou des informations complémentaires.

∞

A. Demandes d'actions correctives

Secours à l'injection d'eau aux joints des groupes motopompes primaires (GMPP) en cas de perte totale des alimentations électriques

Concernant l'examen de la gamme de l'essai périodique EPC RIS 140, joué en 2017, faisant intervenir la pompe de test 9RIS011PO pour les réacteurs n°1 et n°2, les inspecteurs ont noté que le critère A associé au débit global injecté par cette pompe au niveau des joints des GMPP était vérifié.

En effet, le débit mesuré d'injection aux joints des GMPP :

- du réacteur n°2, lors de l'arrêt du réacteur n°2 en 2017 (mai), était de 6 m³/h ;
- du réacteur n°1, lors de l'arrêt du réacteur n°1 en 2017 (août), était de 5,4 m³/h.

Ces débits globaux respectent bien le critère RGE A requérant un débit global d'injection strictement supérieur à 4,5 m³/h. Cependant, le chapitre IX ne prévoit pas de critère de débit individuel pour chacune des GMPP.

Toutefois, les inspecteurs ont relevé un déséquilibre entre les débits injectés aux joints des trois GMPP :

- sur le réacteur n° 2, le débit injecté au niveau de la pompe 2RCP001PO était de 1,4 m³/h alors que les débits d'injection pour les deux autres GMPP étaient de 2,3 m³/h ;
- sur le réacteur n° 1, les débits d'injection au niveau des pompes 1RCP001PO et 1RCP002PO étaient de 0,4 et de 1 m³/h, alors que le débit d'injection pour 1RCP003PO était de 4 m³/h.

Au regard :

- des exigences du rapport de sûreté standard des réacteurs de 900 MWe concernant le débit minimal à assurer au niveau des joints n° 1 des GMPP en cas de perte des sources électriques (débit qui doit être supérieur à 4,5 m³/h (1,5 m³/h par joint)) ;
- de la règle d'essais périodiques du système RIS – Palier CPY (Note EDF/CIPN – ECTP/DC/61 ind. Q du 7 novembre 2006) ;
- des dispositions du mode opératoire de l'essai qui permettent de reprendre le réglage des robinets RIS 067, 068 et 069 VP de chaque ligne d'injection au joint n° 1 des GMPP ;
- de la règle de conduite normale « RCN DEM 2 » (débit de l'injection d'eau aux joints d'un GMPP à ajuster autour de la valeur de 1,8 m³/h [-0,4, +0,8]) ;
- du fait que les exigences indiquées ci-dessus répondent à la définition d'une exigence définie au sens de l'arrêté INB ;

Et compte tenu des modifications de réglage des robinets supra qui peuvent être effectuées après la réalisation de l'EPC RIS 140, il conviendrait de justifier les déséquilibres de débit observés à l'injection des joints de pompe GMPP n°1 dans l'EPC RIS 140, en particulier pour le réacteur n°1 (existence d'un facteur 10 entre le débit mesuré aux joints de 1RCP001PO et de 1RCP003PO).

Ce point amène les demandes suivantes :

Demande A1 : je vous demande de m'apporter tout élément de preuve justifiant :

- que l'existence d'un déséquilibre entre les valeurs du débit d'eau dans ces lignes, mis en évidence lors de la réalisation de l'EPC RIS 140 sur les réacteurs n°1 et n°2, ne remet pas en cause le secours à l'injection aux joints des GMPP en cas de perte totale des alimentations électriques d'un réacteur ;
- que les débits minimum mesurés (0,4 , 1 et 1,4 m³/h) à certains joints des GMPP restent acceptables ;

Les inspecteurs notent une aggravation du déséquilibre entre les trois débits d'injections aux joints de pompe n°1 entre l'EP RIS 140 de mai 2017 et celui d'août 2017. Il conviendrait d'évaluer la pertinence d'un suivi de tendance concernant le déséquilibre des débits d'injection d'eau aux joints n° 1 des GMPP relevés lors des réalisations successives des EPC RIS 140.

Demande A2 : je vous demande de mener une analyse approfondie sur l'origine de l'évolution des débits des lignes d'injection aux joints des GMPP entre la réalisation des EPC RIS 140 successifs pour le réacteur n°2 (EP de mai 2017 et précédents) et pour le réacteur n°1 (EP d'août 2017 et précédents) .

Demande A3 : je vous demande d'ouvrir un plan d'actions DI55 pour tracer les écarts relatifs aux non-respects de l'exigence définie en matière de débit minimal attendu d'injection aux joints des GMPP.

∞

Instrumentations spécifiques pour la réalisation de l'EPC RIS 140 : validité de l'étalonnage

La règle d'essais périodiques (RE) en vigueur sur le système RIS précise l'instrumentation spécifique nécessaire pour la réalisation de l'essai EPC RIS 140.

La gamme opératoire de l'EP utilisée par le CNPE reprend cette instrumentation spécifique dans les attendus. De plus, il est également demandé à l'agent de terrain de vérifier la validité de l'étalonnage de l'instrumentation à utiliser pendant l'EP.

Les inspecteurs ont examiné les dernières gammes renseignées de l'EP RIS 140 joué en 2017 pour les réacteurs n°1, 2 et 4 et ont noté, pour l'ensemble des gammes, l'absence d'indication quant à la validité de l'étalonnage des instruments utilisés (transmetteur de pression pour mesurer la pression au refoulement de RIS011PO, thermomètre numérique pour mesurer la température d'huile) alors que des champs à compléter sont prévus dans la gamme opératoire pour cet item.

L'absence de vérification préalable à l'EP du bon étalonnage de l'instrumentation utilisée est susceptible de remettre en cause les valeurs mesurées et donc l'EP en lui-même.

Des constats similaires avaient déjà été faits en 2016.

Demande A4 : je vous demande de faire procéder à la vérification systématique de la validité de l'étalonnage de l'instrumentation utilisée au cours des EP.

Je vous demande également de tracer ces vérifications lorsque la gamme opératoire de l'EP le demande.

.../...

Gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires de l'installation (MTI)

La directive interne EDF DI 74 précise que toutes les modifications appliquées en tant que DMP/MTI doivent être temporaires et faire l'objet d'une analyse de risque et de besoin.

La note locale de déclinaison de la DI 74 précise que le site est responsable de la mise à jour et de la pérennisation des listes locales de DMP/MTI. Sur cette liste, la date prévisionnelle de la dépose finale de chaque DMP/MTI doit, en particulier, être renseignée.

En préalable à l'inspection du 20 février 2018, vous avez fourni aux inspecteurs la liste des DMP et des MTI présents sur le CNPE à la date du 19 janvier 2018.

L'examen de ces listes amène les inspecteurs à formuler les constats généraux suivants :

- plusieurs DMP/MTI ont des dates prévisionnelles de dépose qui sont dépassées sans analyse qui permette de justifier ces reports de délais. Ceci tend à montrer que les listes ne sont pas tenues à jour ;
- les dates prévisionnelles de dépose de plusieurs MTI/DMP ne sont pas précisées à l'item dédié. Ceci tend à montrer l'absence d'analyse réalisée pour définir une durée de maintien de ce dispositif sur les installations ;
- les dates prévisionnelles de dépose ne sont pas toujours cohérentes avec les informations reportées dans la partie « *Instructions de pose/dépose des DMP/MTI* » ;
- plusieurs MTI/DMP ont des dates prévisionnelles de dépose fixées au « 31/12/2999 » alors que ces dispositifs ne devraient être que présents temporairement sur l'installation ;
- plusieurs DMP/MTI ne sont pas pris en compte dans les listes tenues par le CNPE ; par exemple, les supports provisoires fixes de type platine, installés lors de l'arrêt du réacteur n°3 en 2017, au niveau de piquages JPP de type débit nul associées au réacteur n°4 en station de pompage.

De plus, lors de l'inspection du 20 février 2018, les inspecteurs ont également observé que le suivi des déposes des MTI/DMP était perfectible.

A titre d'exemple, l'essai périodique EP DIV 062 est réalisé mensuellement par la conduite. Celui-ci permet en théorie de vérifier que les informations figurant sur la liste des DMP/MTI (extraction du SDIN) sont correctes.

Or, les gammes d'EP consultées par les inspecteurs pour les mois de janvier et février 2018 ont été validées sans réserves particulières alors que les inspecteurs ont identifié de nombreux écarts sur la liste des DMP/MTI examinée.

Demande A5 : je vous demande d'appliquer rigoureusement votre organisation afin que le processus de gestion des DMP/MTI soit conforme aux exigences spécifiées dans la DI 74.

Vous me rendrez également compte de la résorption des écarts constatés par les inspecteurs.

Demande A6 : je vous demande de définir une date prévisionnelle de dépose des DMP/MTI du CNPE qui n'en disposent pas.

EPC RIS 190 réalisé sur le réacteur n°1 en 2017

L'essai périodique EPC RIS 190 « *Contrôle étanchéité de vannes RIS/RCV au refoulement de xRIS011PO* » n'est pas requis au titre du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) mais il est réalisé par le service conduite pour permettre de vérifier des critères de maintenance demandés par des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), notamment sur l'étanchéité de robinets EIPS au refoulement de la pompe de test xRIS011PO.

Cet EP a été réalisé le 8 juin 2017 en tranche 2, au moyen d'une gamme d'essai datant du 24 mai 2012. La vérification de l'étanchéité des vannes RCV/RIS au refoulement de la pompe RIS011PO n'a pas été réalisée car « *la pression du collecteur [au] refoulement [de la pompe] 9RIS011PO remonte > 10 bar immédiatement après dépressurisation* ».

Pour pallier cette problématique, le CNPE s'était engagé à modifier la gamme de l'EPC RIS 190 pour le 31 mai 2017. La gamme modifiée a été validée le 1^{er} juin 2017.

La gamme modifiée requiert que « *si la dépressurisation du collecteur au refoulement de RIS011PO est impossible, faire une DT et demander un contrôle métier sur l'étanchéité des vannes RCV/RIS en liaison avec le refoulement du collecteur de la pompe RIS011PO.* »

Les inspecteurs ont constaté que l'EPC RIS 190 du 8 juin 2017 n'a pas été réalisé avec la version de la gamme validée le 1^{er} juin 2017. Dans l'EP réalisé le 8 juin 2017, la dépressurisation du collecteur n'a pas été possible, la conduite n'a donc pas pu contrôler l'étanchéité des vannes RCV/RIS et aucune DT n'a été ouverte. Ceci n'est pas satisfaisant.

Néanmoins, une DT (n° 447319) a été émise le 24 octobre 2017 après la réalisation de l'EPC LLS 020 lors duquel la conduite a constaté une pression anormalement élevée en aval de la pompe de test 9RIS011PO.

Cette DT retient la nécessité de réaliser des écoutes acoustiques sur la tranche en marche (TeM) des organes 1/2RCV365VP, 1/2RIS288VB, 1/2RIS289VB et 1/2RCV095VP afin de détecter les organes fuyards. Ces études acoustiques sont nécessaires pour « *déterminer si des interventions sont nécessaires au prochain arrêt de tranche* ».

L'échéance de traitement de cette DT était fixée au 15 janvier 2018 (priorité 3). Le 20 février 2018, les actions demandées n'étaient pas encore effectuées.

L'ensemble des constats précités (utilisation d'une gamme obsolète, ouverture tardive d'une DT pour mettre en place le contrôle d'étanchéité des organes RIS/RCV au refoulement de 9RIS011PO et le non-respect du délai programmé pour la réalisation des études acoustiques pour déterminer les organes fuyards) dénotent d'un manque de rigueur.

Demande A7 : je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour que les constats précités ne se reproduisent plus.

Demande A8 : je vous demande de me transmettre le résultat des écoutes acoustiques des vannes suspectées fuyards au refoulement de la pompe 9RIS011PO ainsi que les opérations de maintenance programmées, le cas échéant, pour maîtriser les fuites primaires en aval de cette pompe.

Actions de progrès prises suite à des événements significatifs pour la sûreté (ESS)

Lors de l'inspection du 20 février 2018, les inspecteurs ont examiné plusieurs actions de progrès qui avaient été prises par le CNPE, notamment à la suite d'ESS.

Il ressort de cet examen les constats suivants :

- Fiche action A-13285 : un contrôle managérial du respect des exigences de levée d'un événement en salle de commande a bien été réalisé en 2017. Celui-ci a de nouveau montré des écarts en matière de levée d'un événement STE en salle de commande. Toutefois, aucune action visant à corriger de manière pérenne ce type d'écart n'a été définie ;
- Fiche action A-13379 : si une mise à jour du processus de demandes et de mises en œuvre des DMT RGE a bien été réalisée, celle-ci n'a pas été faite entièrement ; en effet, ce processus n'a pas évolué en ce qui concerne la nécessité de « *redéfinir la périodicité de validation des plans qualité sûreté liés aux modifications temporaires des STE* » ;
- Fiche action A-13669 : l'étude visant à créer, en salle de commande, une pré-alarme prévenant du risque de sortie du domaine d'exploitation autorisé par les STE a abouti à un dossier de modification qui fait l'objet d'une instruction auprès de vos services centraux. L'ASN souhaite être tenue informée des suites qui seront données à cette instruction ;
- Fiche action A-13714 : cette fiche d'action est clôturée. Elle indique que le boîtier de réarmement du clapet coupe-feu 2DVC029VA a été déplacé pour que ce dernier soit facilement visible lorsque la porte coupe-feu 2JSL746QF est ouverte, conformément à la demande. Sur le terrain, les inspecteurs ont constaté que le boîtier précité n'avait pas été déplacé. L'action n'a donc pas été réalisée contrairement aux indications portées dans la fiche action.

Demande A9 : je vous demande, pour les quatre actions listées ci-dessus, soit de corriger les écarts constatés par les inspecteurs, soit d'apporter les éléments d'informations complémentaires attendus pour pouvoir considérer les actions comme soldées.



Caractérisation et traitement des écarts au plus près de leur détection par la conduite

Lors des suivis d'arrêts de réacteurs en 2016 et en 2017, l'ASN avait identifié à plusieurs reprises des défauts de qualité dans le renseignement des plans d'actions (PA) DI 55 ainsi que le caractère tardif de l'ouverture de plusieurs d'entre eux par rapport à la date effective de détection du constat.

Des pistes d'amélioration avaient été identifiées par vos soins pour éviter que ce type de situation ne se répète.

A titre d'exemples, vous aviez indiqué que :

- « *a minima pour l'année 2017, des contrôles périodiques des nouveaux plans d'actions ouverts sont réalisés par le pilote site de la DI 55 [...] et incluent la qualité de renseignement des PA : complétude et qualité d'analyse* » ;
- « *pour le cas particulier du service Conduite où on a observé que certains PA sur le TeM n'étaient pas ouverts suivant les délais mentionnés dans la note d'application locale de la DI 55, une réflexion pour améliorer ce délai est en cours* ».

.../...

Vis-à-vis du service Conduite, des actions de sensibilisation des équipes de quart ont été réalisées jusqu'à la fin du 1^{er} trimestre de l'année 2018 ; toutefois les documents de formation consultés par les inspecteurs n'indiquent rien quant au délai d'ouverture du plan d'actions après la détection d'un écart. La définition des écarts explicitée sur ces documents apparaît par ailleurs ambiguë.

Lors de l'inspection du 20 février 2017, les inspecteurs ont relevé que des PA étaient encore ouverts trop tardivement (exemple du PA n° 61923).

Il apparaît donc nécessaire d'améliorer les actions de sensibilisation des différents acteurs (identification des écarts, ouverture de PA au plus tôt après la détection d'une anomalie, qualité du traitement entrepris pour résorber l'écart, justification de l'abandon du PA le cas échéant,...) pour rendre plus efficient le processus de gestion des écarts de façon à respecter le chapitre VI du titre II de l'arrêté du 7 février 2012.

Des mesures d'efficacité des différentes actions, menées et en cours par le CNPE, devront être réalisées pour s'assurer que le processus de gestion des écarts répond à la réglementation.

Demande A10 : je vous demande de réaliser :

- **une action de sensibilisation de l'ensemble des équipes de quart visant à leur permettre d'identifier les écarts et rappelant l'obligation d'ouvrir un PA DI55 au plus près de la détection de l'anomalie ;**
- **des mesures d'efficacité des actions, menées et en cours par le CNPE, pour respecter le chapitre VI du titre II de l'arrêté INB.**

Vous me rendrez compte de la réalisation et du résultat des démarches ci-dessus listées.



Justification de la dérive du débit d'appoint à la piscine BK du réacteur n°4 entre les arrêts de 2016 et 2017

Le 28 mars 2017, l'essai périodique EPC JPI 080 « *manœuvrabilité des vannes d'appoint à la piscine BK* » est réalisé sur le réacteur n°4.

Lors de cet EP, le critère RGE A associé au respect du débit d'appoint n'est pas respecté. L'EP est considéré non satisfaisant et le plan d'actions n° 61923 est ouvert pour tracer la situation.

Les inspecteurs ont noté que le PA précité a été ouvert tardivement le 3 mai 2017 pour une situation d'écart observé le 28 mars 2017.

Quoi qu'il en soit, le critère RGE A précité a été de nouveau vérifié le 29 mars 2017 au travers d'un nouvel EPC JPI 080. Lors de cet EP, le critère a été respecté et l'EP a été considéré satisfaisant.

Interrogés par les inspecteurs, vos représentants n'ont pas été en mesure :

- d'indiquer les opérations réalisées entre le 28 et le 29 mars 2017 qui ont permis de retrouver un débit d'appoint à la piscine BK conforme aux critères RGE ;
- de préciser l'origine possible de la dérive du débit d'appoint tel que constaté lors de l'essai périodique du 28 mars 2017. Le PA n° 61923 a été clôturé sans qu'aucune analyse de l'anomalie matérielle rencontrée le 28 mars 2017 n'ait été réalisée (voir demande précédente).

Demande A11 : je vous demande de réaliser une analyse de la dérive observée, le 28 mars, du débit d'appoint à la piscine BK du réacteur n°4 et d'en déceler l'origine.

Vous me rendrez compte également des opérations réalisées entre le 28 et le 29 mars 2017 pour retrouver un débit d'appoint conforme.

∞

Constats observés ayant trait à la conduite accidentelle

Le 20 février 2017, les inspecteurs ont fait les constats suivants :

- depuis 2016, deux spots d'éclairage de secours en salle de commande du réacteur n°1 sont inopérants alors que ces derniers sont requis en cas de perte de l'alimentation électrique principale.
- aucune des deux armoires, situées à proximité des salles de commande des réacteurs n°1 et n°2, contenant les moyens de protection individuelle, appelés par l'annexe 7 de la DI 115, ne contenait les dispositifs « *Saphydose gamma i* » ;
- dans la tente de stockage des MLC (moyens locaux de crise),
 - o tous les MLC ne disposaient pas d'emplacement spécifique et matérialisé au sol (en effet, plusieurs contenants de tuyaux souples et un contenant de comprimés d'iode étaient entreposés au milieu de la tente) ;
 - o le rangement d'éléments à associer à un MLC donné n'était pas optimisé (exemple des pompes SIDES et des différents matériels à y raccorder en cas d'utilisation) ;
 - o aucun plan de colisage n'existait pour spécifier les exigences en matière d'entreposage des MLC.
- l'accès à une chatière, susceptible d'être utilisée pour le passage des tuyaux souples, connectés à la pompe SIDES, pour réalimenter la bache 1ASG001BA par SER en situation accidentelle, était obstrué par un container fixe.

Demande A12 : je vous demande d'engager les actions nécessaires pour corriger les constats listés ci-dessus. Vous me rendrez compte de leur résorption.

∞

B. Demandes de compléments d'information

Dispositif de suivi instantané en SdC du gradient de montée en puissance d'un réacteur

Le compte-rendu de l'ESS (1.08.17) du 1^{er} août 2017 concernant le dépassement du gradient de 3%Pn/h lors de la montée au palier 99,5%Pn du réacteur n°1 fait apparaître plusieurs causes, dont le fait qu'aucune donnée n'est remontée en salle de commande permettant d'apprécier le gradient instantané de montée en puissance. L'estimation du gradient de montée en puissance ne peut être faite qu'a posteriori par un calcul réalisé par régression linéaire.

L'ASN vous avait alors interrogé sur la faisabilité de mise en place d'un suivi direct du gradient.

Vous aviez répondu, par courriel du 29 janvier 2018, que vous n'aviez pas de solution pour effectuer ce suivi.

Le 20 février 2018, les inspecteurs ont souhaité revenir sur les éléments ayant motivé votre réponse.

.../...

Vos représentants n'ont pas été en mesure d'apporter les précisions attendues.

Demande B1 : je vous demande de préciser votre réponse sur l'impossibilité de mettre en place un dispositif permettant le suivi instantané, en salle de commande, du gradient de montée en puissance d'un réacteur.

☺

Echéance pour la mise en œuvre de la modification pérenne des capteurs 8/9RIS074SP faisant actuellement l'objet d'un DMP

Le 20 février 2018, les inspecteurs ont noté que des DMP étaient en place, depuis *a minima* 2011, pour pallier le déclenchement intempestif des pompes 8/9RIS011PO par les capteurs 8/9RIS074SP (pression basse huile gavage des pompes RIS011PO) lors du remplissage des accumulateurs RIS du fait de défaut des capteurs 8/9RIS074SP.

Actuellement, les capteurs précités sont inhibés au moyen d'un DMP et rien n'est en place pour assurer la surveillance de la pression basse de l'huile de gavage des pompes RIS011PO.

Le DMP en tranche 9 aurait dû être déposé au plus tard le 20 août 2017 d'après la liste des DMP fournie en amont de l'inspection du 20 février 2017. Cette même liste indique que le DMP ne pourrait être déposé que « *lorsque l'ingénierie aura trouvé une solution de remplacement du type de capteur avec le national* ».

Il est nécessaire d'avancer sur ce sujet car un DMP n'a pas vocation à être un dispositif pérenne sur l'installation.

Demande B2 : je vous demande de préciser l'échéance de remplacement des capteurs défaillants 8/9RIS074SP.

Vous me rendrez compte des démarches entreprises auprès de vos services centraux dans ce cadre.

☺

Réalisation d'opérations de graissage pendant la réalisation d'un essai périodique

Le 20 février 2018, vous avez indiqué que des opérations de graissage sur des motopompes d'équipements associés aux systèmes élémentaires RIS, EAS, RCV, RRA, ASG, RRI et SEC, pouvaient être réalisés à l'occasion d'essais périodiques effectués sur ces mêmes équipements.

Des documents internes encadrent et définissent le périmètre de réalisation de telles activités et détaillent la conduite à tenir lors d'une montée en température d'un palier après graissage.

Toutefois, ces documents n'indiquent pas le traitement et le suivi, que le CNPE réalise en application du chapitre VI du titre II de l'arrêté INB, des éventuels dépassements de critères RGE A et B lors de graissages.

A l'instar de ce qui est réalisé sur d'autres CNPE, un PA DI 55 devrait être émis pour tout dépassement de critères RGE lors d'un graissage pour traçabilité. Ce PA doit également mentionner l'analyse de ces dépassements qui est généralement portée par une fiche de position du métier concerné.

.../...

Demande B3 : je vous demande de m'indiquer si un PA DI 55 est systématiquement ouvert en cas de dépassement de critères de température RGE lors d'un graissage.

A défaut, il conviendra de modifier votre documentation interne pour intégrer cette exigence.

☺

Suites données à l'EPC RIS 011

Les inspecteurs ont consulté la gamme de l'EPC RIS 011 joué en août 2017 sur le réacteur n°1.

Cet essai périodique a pour but d'évaluer le bon fonctionnement de l'injection de sécurité RIS en suivant la procédure étape par étape.

Lors du déroulé de l'essai, il est notamment demandé de contrôler le bon démarrage des pompes RCV 004 et 006 PO lorsque que le signal « injection de sécurité » est émis.

Ce point n'a toutefois pas été contrôlé lors de la phase prévue par la gamme d'essai. Cette situation a été correctement tracée dans le compte rendu de l'essai. En revanche, les arguments vous ayant permis de valider l'essai n'ont pas été précisés.

Demande B4 : je vous demande de me transmettre l'analyse complète qui vous a permis d'aboutir à cette conclusion.

☺

C. Observation

C1 : Conformité du SGI à l'arrêté INB

Lors de l'inspection du 20 février 2018, les inspecteurs ont relevé, après échanges avec vos représentants, que le système de gestion intégré (SGI) déployé par le CNPE ne répondait pas en tout point aux articles 2.4.1 et 2.4.2 de l'arrêté INB modifié.

Par exemple, vous avez indiqué que le processus de gestion des ressources, allouées à plusieurs tâches associées à la protection des intérêts, ne répondent pas encore en tout point aux attendus de la réglementation supra.

C2 : Intégration du palier technique documentaire n° 3

S'agissant du référentiel d'exploitation, le palier documentaire n° 3 (PTD3) des règles générales d'exploitation apporte des avancées significatives pour la sûreté notamment dans certaines situations incidentelles et accidentelles du réexamen de sûreté VD3 900.

Les évolutions de conduite incidentelles et accidentelles et le référentiel d'exploitation (RGE PTD3) n'ont pas encore été intégrées dans les documents d'exploitation des réacteurs du CNPE de Dampierre-en-Burly.

Lors de l'inspection du 20 février, vous avez indiqué que l'intégration des évolutions des RGE liées au PTD3 se fera en amont des VD4 de chacun des réacteurs du CNPE.

.../...

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.

Le Chef de la division d'Orléans

Signée par Pierre BOQUEL