

DIVISION DE LYON

Lyon, le 6 juin 2018

N/Réf. : CODEP-LYO-2018-026991

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire de
production d'électricité du Tricastin**
Centre nucléaire de production d'électricité du
Tricastin
CS 40009
**26131 SAINT PAUL-TROIS-CHATEAUX
CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)

Centrale nucléaire du Tricastin (INB n° 87 et 88)

Référence à rappeler dans toute correspondance : INSSN-LYO-2018-0778

Thème : « R.2.2 – Conduite normale »

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) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) prévu au code de l'environnement en référence, trois inspections inopinées ont eu lieu le 3 avril, la nuit du 9 au 10 avril et le 16 mai 2018 sur la centrale nucléaire du Tricastin, à la suite de lacunes identifiées en 2017 dans le domaine de la surveillance en salle de commande.

J'ai l'honneur de vous communiquer ci-dessous la synthèse de ces inspections ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

A la suite des inspections réalisées le 18 avril 2017 et le 9 août 2017 faisant suite à la déclaration de plusieurs événements significatifs pour la sûreté considérés comme marquants, la division de Lyon de l'ASN a identifié des lacunes dans la surveillance des salles de commande de la centrale nucléaire du Tricastin et plus particulièrement dans la prise en compte des alarmes par les équipes de conduite.

Ces faiblesses dans la conduite des installations ont conduit la division de Lyon de l'ASN à engager une première opération de contrôle renforcé ciblé sur la centrale nucléaire du Tricastin du 12 septembre au 31 décembre 2017. Dans ce cadre, deux inspections inopinées ont été menées les 13 et 22 septembre 2017¹.

¹ Inspection INSSN-LYO-2017-0809, dont la lettre de suite est consultable sur www.asn.fr.

Une deuxième opération de contrôle renforcé ciblé sur la centrale du Tricastin a été engagée du 3 avril au 16 mai 2018. Dans ce cadre, trois inspections inopinées ont été de nouveau menées le 3 avril, dans la nuit du 9 au 10 avril et le 16 mai 2018.

Les principaux points de contrôle effectués au cours de ces inspections étaient la vérification des paramètres prescrits par les règles générales d'exploitation (RGE), le traitement des indisponibilités de matériels et la vérification des alarmes présentes en salle de commande.

Il ressort de cette deuxième opération de contrôle renforcé que les paramètres des spécifications techniques d'exploitation² étaient correctement vérifiés par les opérateurs et les paramètres contrôlés par sondage étaient respectés. Par ailleurs, la sérénité en salle de commande était respectée et la surveillance globale de la salle de commande était clairement repérée. Toutefois, il a été constaté que certaines demandes de travaux en lien avec des indisponibilités matérielles et générant des alarmes n'étaient pas traitées dans les délais impartis, notamment celles demandant une intervention sous deux semaines. Enfin, les équipes de conduite doivent rester vigilantes à l'égard du diagnostic de l'origine des alarmes en s'appuyant sur des informations avérées.

*

A. DEMANDES D'ACTIONS CORRECTIVES

Délais de traitement des demandes de travaux

Lors des inspections du 3 et du 9 avril 2018, les inspecteurs ont relevé la présence d'alarmes en salle de commande du réacteur 2. A cette occasion, les inspecteurs ont vérifié la bonne prise en compte de ces alarmes par l'équipe de conduite avec notamment le respect des actions à mener préconisées dans les fiches d'alarmes associées. Les inspecteurs ont relevé que parmi ces alarmes, certaines concernaient des indisponibilités matérielles fortuites, qui ont fait l'objet de demandes de travaux (DT)³ par le service conduite.

Les inspecteurs ont relevé que les DT affectées au traitement des alarmes relatives aux indisponibilités matérielles fortuites étaient classées en priorité 2 (P2), c'est-à-dire à traiter dans les deux semaines après émission de la DT, mais que le délai de traitement de ces DT était dépassé. Les alarmes relevées par les inspecteurs et présentes en salle de commande du réacteur 2 étaient les suivantes :

- l'alarme repérée 2 SEC 009 AA relative à des filtres encrassés au niveau du circuit d'eau brute secourue apparue le 19 mars 2018. Une DT (DT n°472436) a été engagée le 13 décembre 2017 pour le nettoyage des filtres concernés avec une priorité P2 ;
- l'alarme repérée 2 CRF 006 AA relative à une différence de pression élevée apparue le 12 janvier 2018. Une demande de travaux a été engagée le 15 mars 2018 pour retrouver une situation normale (DT n° 517753) en priorité P2 ;
- l'alarme repérée 2 REA 532 AA apparue le 18 juin 2017. Une DT a été engagée il y a deux mois pour déposer l'alarme ;

² Le chapitre III des RGE décrit les « spécifications techniques d'exploitation » (STE), qui délimitent le domaine de fonctionnement normal du réacteur et en particulier la plage admissible pour les paramètres d'exploitation (pressions, températures, flux neutronique, etc.).

³ Les demandes de travaux permettent de tracer les modifications temporaires d'installation (MTI) ou de demander la mise en place de dispositifs de moyens particuliers (DMP) qui modifient temporairement l'état de l'installation. Ces DT font l'objet, lors de leur émission, d'une pondération permettant leur priorisation.

- l'alarme repérée 2 RPE 201 AA relative à un niveau très haut d'un puisard du circuit réacteur purge évent (RPE) apparue le 24 décembre 2017. Une DT a été engagée le jour même. Afin de répondre à cette DT, une pompe du circuit a été remplacée. Toutefois, l'alarme était toujours présente en salle de commande le jour de l'inspection. L'équipe de quart a précisé que les capteurs de niveau très haut doivent être mis en concordance avec la nouvelle pompe mise en place ;
- l'alarme repérée 2 GRV 003 AA relative à un défaut sur les sècheurs du circuit de remplissage, de vidange et d'appoint en hydrogène de la turbine (GRV) apparue le 28 juillet 2017. L'exploitant a précisé que les pièces de rechange sont actuellement indisponibles. Une demande de modification temporaire de l'installation a été engagée.

Les inspecteurs considèrent que cette situation n'est pas satisfaisante et que les alarmes associées à des anomalies matérielles doivent être traitées dans les délais adaptés aux enjeux qu'elles représentent et avec l'ambition de réduire le nombre d'alarmes présentes en salle de commande.

Demande A1 : je vous demande de mener les actions correctives permettant de traiter les DT susmentionnées dans les meilleurs délais.

Demande A2 : je vous demande de mener une analyse permettant d'identifier les lacunes organisationnelles qui ont conduit aux dépassements de délais de traitement des DT associées aux alarmes en salle de commande. Vous me présenterez les conclusions de cette revue et les actions que vous mènerez pour améliorer le délai de traitement des DT.

*

Gestion des alarmes en salle de commande du réacteur 1

Lors de l'inspection du 16 mai 2018, les inspecteurs ont identifié plusieurs alarmes présentes en salle de commande du réacteur 1. Pour certaines d'entre-elles, ils ont examiné les actions entreprises par les opérateurs pour traiter les situations à l'origine de ces alarmes.

Alarme 1 SEC 010 AA

Cette alarme correspond à un dysfonctionnement du filtre du circuit d'arrosage du presse étoupe d'une pompe du circuit d'alimentation en eau secourue (SEC). L'action entreprise par les opérateurs a consisté à installer un nouveau filtre pour assurer l'arrosage du presse étoupe. La fiche d'alarme précisait également qu'une action de contrôle de la pression (delta P) du circuit d'arrosage devait être réalisée pour s'assurer du bon fonctionnement de la fonction d'arrosage du presse étoupe avec le nouveau filtre. Il n'a pas pu être présenté aux inspecteurs de traçabilité de cette action de contrôle de la pression.

Demande A3 : je vous demande de justifier les raisons pour lesquelles l'action de contrôle de la pression du circuit d'arrosage du presse étoupe requise par la fiche de l'alarme repérée 1 SEC 010 AA n'est pas tracée et ne permet donc pas à l'opérateur de s'assurer *a posteriori* que cette action a été faite. Je vous demande également de vous assurer que cette action a été réalisée.

Alarme 1 JDT 009 AA

Il s'agit d'une alarme dite regroupée dans les locaux nucléaires. Une application informatique permet d'identifier depuis la salle de commande la zone concernée. Toutefois, afin de diagnostiquer plus précisément l'origine de cette détection, une visite dans la zone concernée doit être faite. Pendant près d'une heure et demie, les inspecteurs ont constaté que cette alarme apparaissait et disparaissait de manière irrégulière. Dans un premier temps, les opérateurs ont attribué, à tort, l'origine de cette alarme à des activités menées au niveau du plancher de la piscine d'entreposage des assemblages de combustibles usés et plus particulièrement à l'ouverture de la porte qui donne sur l'extérieur du bâtiment. Les agents du service conduite n'ont pu se rendre immédiatement dans la zone concernée car ils étaient mobilisés sur une activité ininterrompue. Les opérateurs ont alors poursuivi leurs investigations et découvert au bout d'une heure et demie que l'origine de cette alarme était liée à des activités menées dans le cadre de la modification matérielle relative à la rénovation globale de la détection incendie. La réalisation de cette modification matérielle qui, par nature intervient en interface avec des éléments constitutifs de la détection et du confinement vis-à-vis de l'incendie, n'avait pas été identifiée en début de quart comme un point de vigilance pouvant provoquer l'apparition de l'alarme repérée 1 JDT 009 AA. Ce manque d'information a ralenti le diagnostic des opérateurs de près d'une heure et demie.

Demande A4 : je vous demande de vous assurer qu'à chaque prise de quart, vous ayez connaissance des principales modifications matérielles réalisées sur les installations lorsque celles-ci, malgré les dispositions préventives et mesures compensatoires prises, sont susceptibles de générer des alarmes prévues ou non-prévues en salle de commande.

Alarme 1 RRB 012 AA

Cette alarme correspond à un dysfonctionnement du circuit de réchauffage du bore. Cette alarme a été présente en salle de commande pendant une heure et demie. Dans un premier temps les opérateurs ont attribué l'origine de cette alarme à des activités de maintenance réalisées sur ce circuit. Les opérateurs n'ont pas pu envoyer, faute de disponibilité, des agents de terrain auprès des intervenants concernés pour s'assurer que leur activité était toujours en cours et donc bien à l'origine de l'alarme. Les inspecteurs ont consulté la fiche de cette alarme. Celle-ci précise notamment que le suivi de la température liée à la fonction de réchauffage du circuit de bore devait être réalisé via l'application informatique dénommée « KIT » présente en salle de commande. Les inspecteurs ont relevé que ce suivi n'était pas mené car le diagnostic des opérateurs attribuait la présence de l'alarme à une activité de maintenance programmée. Les opérateurs ont toutefois poursuivi leurs investigations et découvert au bout d'une heure que l'activité était terminée et n'était donc pas à l'origine de l'alarme. Les opérateurs ont également découvert que l'apparition de cette alarme ne concordait pas non plus avec les informations données par l'application informatique « KIT ». L'apparition de cette alarme s'est avérée être sans origine matérielle.

Demande A5 : Dans le cadre du diagnostic de l'origine d'une alarme, je vous demande de vous assurer que les opérateurs réalisent leur diagnostic sur la base d'informations confirmées.

*

Taux d'oxygène trop élevé dans le réservoir REA eau (9 REA 001 BA)

Lors de l'inspection du 16 mai 2018, un événement relatif au non-respect d'une spécification chimique était présent sur le tableau d'affichage des événements prévus par les spécifications techniques d'exploitation (STE). Cet événement portait sur le taux d'oxygène d'un réservoir du circuit d'appoint en eau du circuit primaire principal (REA eau). Ce réservoir commun aux réacteurs 1 et 2 est repéré 9 REA 001 BA. Les inspecteurs ont relevé sur le tableau des événements du réacteur 1 que le taux d'oxygène dans ce réservoir était supérieur à la valeur limite d'oxygène (0,1 mg/kg) requise par les spécifications chimiques applicables sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin.

Le représentant de la centrale nucléaire du Tricastin a précisé aux inspecteurs que, conformément à la conduite à tenir des spécifications chimiques, l'autre réservoir repéré 9 REA 002 BA était utilisé. Les inspecteurs ont toutefois relevé que la conduite à tenir précise également que le site doit engager les actions pour retrouver une teneur en oxygène inférieure à la valeur limite. Or, aucune action visant à corriger le taux d'oxygène dans le réservoir 9 REA 001 BA n'a été présentée aux inspecteurs.

Demande A6 : je vous de demande de détailler les actions que vous devez engager, conformément aux dispositions précisées dans les spécifications chimiques applicables sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin, afin de retrouver un taux d'oxygène conforme dans le réservoir repéré 9 REA 001 BA. Vous présenterez également le calendrier de mise en œuvre de ces actions ainsi que les mesures compensatoires que vous prendrez dans l'attente du traitement de cet écart aux spécifications chimiques.

∫

B. COMPLEMENTS D'INFORMATION

Indisponibilités matérielles

Lors de l'inspection menée dans la nuit du 9 au 10 avril 2018, les inspecteurs ont relevé que l'évènement fortuit de groupe 2⁴ « KRT 4 » était posé sur le tableau d'affichage des événements prévus par les STE du réacteur 3 depuis le 6 avril 2018. Cet évènement a été posé en raison de l'indisponibilité de la chaîne de mesure repérée 3 KRT 007 MA à la suite de la consignation du capteur repéré 3 CVI 001 MD pour effectuer son remplacement.

Dans le domaine « réacteur en production », la conduite à tenir associée à cet événement et prévue par les STE est la suivante : « *Si une chaîne est indisponible, la réparation doit être effectuée sous un mois* ».

La demande de travaux DT n°00450734 a été engagée pour le remplacement du capteur 3 CVI 001 MD avec une priorité 4 (P4). Toutefois, une priorité P4 « intervention sur le cycle en cours » ne permet pas à l'exploitant de s'assurer de rendre disponible la chaîne 3KRT007MA sous un mois.

⁴ Toute indisponibilité ou dysfonctionnement d'un matériel donne lieu à la pose d'un événement. En fonction de leur importance pour la sûreté, ces indisponibilités sont réparties en deux groupes : les évènements de groupe 1 qui rassemblent les évènements impliquant des hypothèses de conception importantes pour la sûreté et les évènements de groupe 2 qui peuvent compromettre le contrôle, le diagnostic ou la conduite à suivre en cas d'anomalie. Les évènements de groupe 2 sont considérés comme moins engageant pour la sûreté du réacteur.

Demande B1 : je vous demande de me justifier que le capteur repéré 3 CVI 001 MD a été réparé avant le 6 mai 2018, délai maximal de réparation prescrit par les règles générales d'exploitation.

Les inspecteurs ont constaté qu'une alarme est apparue en salle de commande 3 au cours de l'inspection du 9 avril 2018. Cette alarme repérée 3 RPE 201 AA est apparue à 23h49 et a été immédiatement prise en compte par l'opérateur. L'alarme a disparu à 23h58. Selon l'opérateur, les actions prescrites par la fiche d'alarme ont été respectées. Toutefois, les inspecteurs ont constaté que l'apparition de l'alarme et les actions mises en place pour résorber cette alarme n'ont pas été formalisées dans le cahier de quart.

Demande B2 : je vous demande de me préciser la doctrine existante sur la centrale nucléaire du Tricastin en matière de traçabilité du cahier de quart, notamment les actions liées au traitement des alarmes.

∫

C. OBSERVATIONS

∫

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai de deux mois. 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 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 chef de la division de Lyon de l'ASN,

Signé par

Olivier VEYRET

