

DIVISION DE LYON

Lyon, le 28 janvier 2011

N/Réf. CODEP-LYO-2011-005804

**Monsieur le Directeur**  
**Centre nucléaire de production d'électricité du**  
**Tricastin**  
**BP 40009 Saint-Paul-Trois-Châteaux**  
**26 131 PIERRELATTE CEDEX**

**Objet :** Inspection du *CNPE de Tricastin (INB n° 87)*  
Identifiant de l'inspection : *INS-2010-EDFTRI-0001*  
Thème : *Conduite normale*

**Réf. :** Loi n°2006-686 du 13 juin 2006

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre de ses attributions, l'ASN a procédé à une inspection inopinée de votre établissement de Tricastin le 12 janvier 2011 sur le thème : « *Conduite normale* »

A la suite des 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 12 janvier 2011 a porté sur le contrôle du respect des spécifications techniques d'exploitation dans les opérations de conduite du réacteur n°2 du CNPE du Tricastin. Les inspecteurs ont examiné des documents opératoires de conduite ainsi que des documents renseignés d'exploitation. Les inspecteurs ont également, à cette occasion, procédé à des prélèvements d'effluents liquides qui seront analysés par un laboratoire indépendant.

Il ressort de cette inspection que des non-respects des spécifications techniques d'exploitation en salle des commandes du réacteur n°2 n'ont pas été identifiés. Cependant, le suivi des paramètres chimiques à travers la base de données informatique « Merlin » doit être amélioré en terme de complétude des critères à surveiller. En matière de documents opératoires de conduite, le site doit s'améliorer dans la gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP).

Cette inspection a donné lieu à un constat d'écart relatif à la réalisation du débriefing à chaud tel que prescrit par la directive interne d'EdF n°118 (DI n°118).

## A. Demandes d'actions correctives

Les inspecteurs ont examiné les dossiers relatifs aux transitoires et activités sensibles d'exploitation qui ont été pilotés sur le réacteur n°2 suite à l'incendie d'un pôle du transformateur principal survenu le 25 juillet 2010.

Ces dossiers sont regroupés dans une consigne générale d'exploitation référencée CO.DIV 310 relative au suivi des transitoires et activités sensibles. Cette consigne est un document cadre, spécifique au site, pris en application de la directive interne d'EdF n°118 (DI 118). Elle précise les différentes actions à mener (préparation, réalisation et retour d'expérience), liste les transitoires et activités sensibles prévus par le site et contient pour chacun d'entre eux les canevas permettant de renseigner et tracer les dispositions prévues par la DI 118.

Les dossiers examinés par les inspecteurs ont concerné les transitoires et activités suivants :

- conduite des générateurs de vapeur (GV) refroidis par le circuit d'alimentation de secours (ASG);
- divergence ;
- couplage.

Les inspecteurs ont ainsi relevé que :

- la nature « transitoire sensible » ou « activité sensible » n'apparaît pas dans le canevas de suivi de l'opération qui est menée ;
- pour le transitoire sensible « conduite des GV sur ASG » se déroulant sur plusieurs quarts, le dossier ne formalise pas la réalisation du pré-job-briefing à chaque renouvellement d'équipe et particulièrement lorsque les intervenants sont différents. Il s'agit d'une des dispositions prévues dans le §4.2 de la DI 118 ;
- dans les trois dossiers examinés, le canevas ne prévoit pas la formalisation de la désignation de l'opérateur responsable du transitoire sensible ou de l'activité sensible à chaque relève de quart. Il s'agit d'une des dispositions prévues dans le §4.2 de la DI 118 ;
- pour aucun des dossiers examinés, la preuve de la réalisation du débriefing à chaud n'a pu être apportée. Le canevas des dossiers prévoit plusieurs points de questionnement sur le bilan de la réalisation de chaque transitoire ou de l'activité sensible mais cette partie n'a pas été renseignée.

Enfin, les inspecteurs ont également relevé que la validation avait été apposée pour l'activité sensible désignée « stabilisation en attente à chaud » alors qu'elle n'a pas été réalisée.

- 1. Je vous demande de vous assurer, qu'à l'avenir, les débriefings à chaud, réalisés dans le cadre de transitoires et activités sensibles en application du §4.3 de la DI 118, sont tous formalisés dans les dossiers prévus à cet effet.**
- 2. Je vous demande de revoir la mise en forme des canevas de formalisation de l'exécution des transitoires et activités sensibles afin qu'y figurent clairement l'ensemble des étapes et points de contrôle prévus par la DI 118. Cela concerne notamment l'identification « transitoire sensible » ou « activité sensible » pour l'opération, l'attestation de la réalisation du pré-job-briefing à chaque relève de quart et la désignation de l'opérateur responsable de l'opération.**
- 3. Je vous demande d'examiner les conditions de contrôles de premier et second niveaux des transitoires et activités sensibles afin qu'elles assurent la bonne réalisation de ceux-ci et la complétude des informations requises en application de la DI 118.**

Lors du contrôle du respect des critères définis dans les spécifications techniques d'exploitation (STE) requis pour la conduite du réacteur n°2, les inspecteurs ont relevé qu'une fiche d'identification d'un dispositif et moyen particulier (DMP) référencé « 9RI28984 » était posée sur le matériel référencé « 2RPN432ID » permettant l'affichage des mesures relevées par les chaînes neutroniques. Ce matériel est situé dans le local adjacent à la salle de commande du réacteur n°2 et dans lequel se trouve le système de traitement de l'information (KIT).

Une mention manuscrite sur la dite-fiche indiquait que le clavier permettant de consulter les différentes mesures était inopérant. Or, le dossier DMP correspondant n'était pas présent dans le bureau de consignation. De plus, selon la base informatique, ce DMP portait sur la réalisation d'un essai périodique et a été déposé le 1er décembre 2010, expliquant ainsi qu'il ne soit plus présent en salle de consignation. La fiche DMP aurait donc dû être retirée du matériel.

Le service automatisme électricité informatique (AEI), à l'origine de cette fiche DMP, a évoqué une pratique résiduelle d'usage des fiches DMP pour d'autres dispositions que celles encadrées par la directive interne d'EdF n°74 (DI 74).

**4. Je vous demande de veiller à supprimer définitivement l'usage de fiches de signalisation de pose d'un DMP en dehors des dispositions qui sont prévues par la directive DI 74.**

Lors de l'examen de dossiers DMP présents dans le bureau de consignation, affichés sur le tableau des DMP posés, les inspecteurs ont constaté que pour le DMP référencé « 9RI29644 », la fiche présentant l'analyse de besoins et de risques était absente. Celle-ci était cependant disponible dans la base informatique attestant que l'analyse avait bien été menée. Le chef d'exploitation présent a alors édité la fiche, l'a validé et a mis à jour le dossier DMP correspondant.

**5. Je vous demande de veiller à ce que tous les dossiers des DMP posés et présents en salle de consignation soient complets et disposent de l'ensemble des éléments prévus par la DI 74, dont notamment l'analyse de besoins et de risques.**

Les inspecteurs ont mené un examen comparatif de plusieurs fiches d'analyses de besoins et de risques (référencées « 9RI28772 », « 9RI24572 », « 9RI24571 », « 9RI24568 » et « 9RI24573 »).

Ils ont constaté que ces fiches n'étaient pas homogènes en terme de présentation puisque deux canevas étaient utilisés. Les différentes fiches présentaient néanmoins l'ensemble des informations essentielles requises par la DI 74.

**6. Je vous demande de ne pas multiplier les canevas de présentation des analyses de besoins et de risques des DMP et de veiller à ce que seul le canevas prévu par la base informatique de gestion puisse être utilisé.**

## **B. Compléments d'informations**

Les inspecteurs ont consulté le classeur répertoriant les fiches d'analyse du cadre réglementaire associées aux modifications temporaires de l'installation (MTI).

La fiche portant sur le matériel référencé « 2RCP259AB » expose l'indisponibilité de la mesure de température primaire du capteur référencé « 2RCP055MT » (température primaire supérieure à 90°C). Cette indisponibilité génère l'inhibition des deux alarmes référencées « ARE303AA » et « RRI055AA ». Cette inhibition est estimée inacceptable, dans l'analyse qui a été menée, car l'alarme « ARE303AA » est une alarme conditionnant l'entrée en situation incidentelle.

L'analyse menée sur cette fiche, qui conclut à une non-modification au titre de l'article 26 du décret n°2007-1557, ne développe pas les éléments pris en compte sur l'absence d'impact sur les règles générales d'exploitation (RGE).

**7. Je vous demande de me transmettre les éléments d'analyse qui vous ont permis de conclure que la MTI portant sur le matériel 2RCP259AB n'avait pas d'impact sur les RGE et par conséquent que cette modification n'était pas redevable d'une déclaration au titre de l'article 26 du décret n°2007-1557.**

Les inspecteurs ont examiné la note transverse de service relative au processus de gestion des DMP et MTI référencée « D5120/CDT/NTS/01017 » du 16 juillet 2010 prise par le site Tricastin en application de la DI 74.

En son point 3.4, la note de service liste les DMP applicables sur le site. Elle établit également la correspondance avec la liste « noyau dur » nationale des DMP figurant dans le guide méthodologique d'application de la DI 74. Or, les inspecteurs ont noté que les deux listes présentent certaines non-correspondances. D'une part, les références du système d'information en arrêt de tranche (SIAT) utilisées dans chacune des listes et les repères fonctionnels concernés ne correspondent pas toujours. D'autre part, certains DMP de la liste nationale ne sont pas repris dans la liste locale.

**8. Je vous demande d'analyser la correspondance de votre liste des DMP établie dans la note de service référencée « D5120/CDT/NTS/01017 » avec la liste nationale figurant dans le guide méthodologique d'application de la DI 74. Votre analyse s'attachera notamment à l'exhaustivité de la liste locale au regard des DMP visés au plan national et à la bonne correspondance des repères fonctionnels avec les références « SIAT ».**

Les inspecteurs ont vérifié en salle de commande du réacteur n°2 le respect de quelques critères de pilotage requis par les spécifications techniques d'exploitation.

A ce titre, une édition de la base informatique « Merlin » recensant les paramètres des spécifications radiochimiques et chimiques a été faite le 12 janvier à 10h50. Les inspecteurs ont relevé que cette édition ne fait pas mention de certains paramètres visés par les STE :

- activité instantanée en équivalent iode 131 des circuits de purge des générateurs de vapeur APG GV1, APG GV2 et APG GV3,
- activité gamma totale du circuit de vapeur auxiliaire SVA,
- paramètres oxygène et chlorures + fluorures du circuit d'appoint eau et bore REA-eau,
- paramètre oxygène du circuit de traitement des effluents gazeux TEG,
- paramètre bore du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG,
- paramètre bore du circuit de purge de générateurs de vapeur APG.

**9. Je vous demande de préciser quels sont les moyens, le cas échéant complémentaires à la base informatique « Merlin », dont vous disposez pour assurer en salle de commande le suivi exhaustif des paramètres radiochimiques et chimiques requis par les STE. Vous indiquerez en particulier les moyens de surveillance de ces paramètres pour les circuits APG, ASG, SVA, REA-eau et TEG.**

Pour les paramètres radiochimiques activité gamma totale du circuit primaire (RCP) , activités gamma totales des circuits de purge des générateurs de vapeur (APG GV1, APG GV2 et APG GV3), activité gamma totale du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) voie A et activité gamma totale du circuit RRI voie B, les valeurs présentes dans l'application Merlin en date du 12 janvier 2010 sont supérieures aux valeurs attendues précisées par les STE, tout en restant inférieures aux valeurs limites.

**10. Je vous demande d'indiquer quelles dispositions sont entreprises lorsque les résultats de mesure de paramètres radiochimiques visées par les STE sont supérieurs aux valeurs attendues. En particulier, je vous demande de m'indiquer si des dispositions particulières ont été engagées pour les résultats de mesure des activités gamma totales des circuits RCP, APG et RRI du 12 janvier 2010.**

Les inspecteurs ont consulté les gammes de lignage dans la salle de commande du réacteur n°1. Une gamme de lignage vierge concernant le remplissage des bassins du circuit de circulation d'eau brute (CRF) était présente. Aucune mention sur la non-réalisation de cette activité n'était présente.

**11. Je vous demande de m'indiquer si cette activité de lignage a été réalisée. Par ailleurs, vous vous positionnerez sur la présence de cette gamme de lignage vierge avec les gammes de lignages réalisés sur le réacteur n° 1.**

Les inspecteurs ont procédé à des prélèvements d'effluents qui seront analysés par un laboratoire indépendant. Une série d'échantillons a été remis à vos services afin qu'ils puissent réaliser des analyses comparatives.

**12. Je vous demande de me transmettre le résultat des analyses comparatives que vous avez réalisées. L'analyse faite dans le cadre des rejets réglementaires pourra être jointe à ce document.**

### **C. Observations**

Les inspecteurs ont examiné une gamme de lignage portant sur les matériels communs de site (tranche « 0 »). Cette gamme portait sur le circuit de stockage des effluents primaires (KER) et avait pour objectif de permettre de rejeter la bache « KER 006 BA » dans l'environnement par la pompe « KER 003 PO ». Cette gamme précise pour chaque vanne concernée l'état avant intervention, l'état attendu et la vérification de l'état attendu. Une note a été présentée aux inspecteurs par le chef d'exploitation. L'affichage de cette note a été constatée par les inspecteurs en salle de commande du réacteur n°1. Elle précise les modalités de renseignement de la gamme en distinguant les cas où la colonne « exécution » et les cas où la colonne « vérification » doit être renseignée. En particulier, lorsqu'une vanne est concernée par un régime de consignation et qu'aucune manipulation de la vanne n'est donc pas possible, c'est la colonne « vérification » de l'état de la vanne qui doit être renseignée. Or sur la gamme portant sur le système KER, la note n'est pas respectée car la colonne « exécution » est toujours renseignée, y compris pour les vannes concernées par un régime de consignation.

Une attention particulière devra être apportée pour que la note précisant les modalités de renseignement des gammes de lignage soit appliquée de manière homogène.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excédera pas deux mois, sauf avis contraire.

Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

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

**Pour le Président de l'Autorité de sûreté nucléaire  
et par délégation,  
l'adjoint au chef de division**

**signé par :**

**Olivier VEYRET**