



DIVISION DE LYON

Lyon, le 28/02/2013

N/Réf. : Codep-Lyo-2013-012590

Monsieur le Directeur du centre nucléaire de production d'électricité du Tricastin

Electricité de France

CNPE du Tricastin

CS 40009

**26131 SAINT PAUL TROIS CHATEAUX
CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE du Tricastin, INB n° 87 et 88
Inspection INSSN-LYO-2013-0344 du 14 février 2013

Thème : « conduite normale »

Référence à rappeler dans toute correspondance : INSSN-LYO-2013-0344

Réf. : Code de l'environnement (articles L.596-1 et suivants)

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 aux articles L596-1 et suivants du code de l'environnement, une inspection courante a eu lieu le 14 février 2013 sur la centrale nucléaire du Tricastin (INB n°87 et 88) sur le thème « conduite normale ».

J'ai l'honneur de vous communiquer 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.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection du 14 février 2013 menée sur la centrale nucléaire du Tricastin portait sur le thème de la conduite normale. Les inspecteurs ont examiné le référentiel applicable au pilotage des 4 réacteurs, ils ont procédé à des contrôles *a posteriori* d'opérations d'exploitation ainsi qu'à une visite de la salle de commande et du bureau des consignations des réacteurs n°1 et 2.

Au vu de cet examen, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour la conduite normale des réacteurs est globalement satisfaisante. Les inspecteurs ont cependant relevé quelques lacunes dans la rigueur avec laquelle certains documents sont renseignés. L'exploitant devra également s'attacher à réduire les délais de traitement de certains aléas qui peuvent affecter les matériels des installations.

A. DEMANDES D'ACTIONS CORRECTIVES

Les inspecteurs ont examiné comment la directive interne d'EDF n°118 relative aux exigences générales à appliquer aux transitoires sensibles d'exploitation était déclinée sur la centrale nucléaire du Tricastin.

Ces dispositions sont reprises au travers de la consigne générale d'exploitation référencée CO.DIV 310 indice 5 qui appelle la remarque suivante :

- La consigne CO.DIV 310 indice 5 prévoit des dispositions pour la gestion du transitoire sensible de passage à la plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt alors qu'en application des dispositions transitoires d'EDF n°108 et 117, une note spécifique régit ce transitoire sensible (note référencée D5120/CDT/NTR/99076 indice n).

Par ailleurs, l'examen de la note référencée D5120/CDT/NTR/99076 indice n met en évidence qu'il existe une ambiguïté relative à son domaine d'application :

- Le résumé et le corps du document semblent spécifier que cette note n'est valable que pour les passages à la plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt réalisés après rechargement dans le cadre des opérations de mise sous vide des réacteurs au redémarrage ;
- Le document comporte une annexe spécifique pour la réalisation des passages à la plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt en début d'arrêt, avant déchargement des réacteurs.

Demande A1 : Je vous demande de corriger les ambiguïtés exposées ci-dessus dans les documents référencés CO.DIV 310 indice 5 et D5120/CDT/NTR/99076 indice n.

Les inspecteurs ont examiné deux dossiers de préparation et de réalisation de transitoires sensibles. Il ressort de leur examen les écarts suivants

- Divergence du réacteur n°3 en 2012 :
 - La consigne générale référencée CO.DIV 310 indice 5 ne prévoit pas que les personnes du service « essais » aient à signer la trame servant de support au pré-job briefing alors que ce sont des acteurs majeurs de la réalisation de ce transitoire sensible ;
 - La consigne générale d'exploitation DEM3 prévoit la vérification par les opérateurs du bon fonctionnement de l'alarme repérée RGL 050AA alors que cette alarme n'existe pas dans les salles de commande de la centrale nucléaire du Tricastin.
- Passage de l'état monophasique à l'état diphasique du réacteur n°3 en 2012 :
 - La consigne générale d'exploitation DEM2 comporte une erreur dans le séquençage relatif au relevé de la teneur en oxygène dans différentes capacités du circuit primaire (relevés à effectuer au titre du module 5 de la consigne et non du module 2 comme indiqué par la consigne).

Demande A2 : Je vous demande de corriger les écarts exposés ci-dessus dans les documents référencés CO.DIV 310 indice 5, DEM2 et DEM3.

L'examen des dossiers de réalisation des deux transitoires sensibles ci-dessus a également mis en évidence que les trames de débriefing prévues par la consigne générale référencée CO.DIV 310 n'étaient pas renseignées.

Cette lacune grève le processus de retour d'expérience prévu par la directive interne d'EDF n°118.

Demande A3 : Je vous demande de vous assurer que les exigences liées au retour d'expérience prévu par la directive interne n°118 d'EDF sont effectivement mises en œuvre et que le déroulement des transitoires sensibles est analysé sur la base d'un débriefing à chaud.

Les inspecteurs ont examiné plusieurs dossiers d'activité conduite portant sur des lignages de l'installation.

Ils ont relevé sur plusieurs dossiers que lorsqu'une vanne figurant dans une fiche de manœuvres est également concernée par un régime de consignation, vos services ont développé une codification spécifique portée sur la fiche de manœuvre (la vanne est reportée comme « matériel concerné » ou « condamné posé »). Cependant, cette codification ne permet pas de connaître la position exacte de la vanne.

Demande A4 : Je vous demande de clarifier la codification retenue pour renseigner les fiches de manœuvre lignage lorsqu'une vanne concernée par le lignage fait également partie d'un régime de consignation.

Les inspecteurs ont examiné par sondage des demandes d'intervention portant sur des anomalies de matériel.

Ils ont en particulier relevé les deux demandes d'intervention suivantes :

- Demande d'intervention n°1010027 : ouverte le 16 décembre 2011, celle-ci porte sur un écart sur la bordure de la rétention située sous le transformateur principal du réacteur n°1. Cette demande d'intervention n'était pas soldée le jour de l'inspection alors qu'elle porte sur un écart aux dispositions de l'arrêté du 31 décembre 1999 ;
- Demande d'intervention n°87016 : ouverte le 30 mars 2009, celle-ci porte la remise en conformité des boulons de fixation des pièges à iode installés sur le circuit de ventilation de la salle de commande du réacteur n°2. Selon les dispositions retranscrites dans l'application informatique Sygma, la réparation devait intervenir avant le mois de mars 2010. Or, les inspecteurs ont constaté que cette intervention n'était pas réalisée le jour de l'inspection.

Demande A5 : Je vous demande de traiter sans délai ces deux demandes d'intervention.

Dans le cadre de la préparation de l'inspection, les inspecteurs ont demandé à vos équipes de dresser la liste des utilisations de la notion de « doute à terme »¹ autorisée par les spécifications techniques d'exploitation dans les six mois précédant la date de l'inspection.

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont relevé que les cas d'utilisation du « doute à terme » sur les échangeurs entre le circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) et le circuit d'eau brute de secours (SEC) ne figuraient pas dans la liste transmise par votre établissement préalablement à l'inspection. Après analyse, il s'est avéré que les cas de recours au « doute à terme » ne sont pas répertoriés par vos équipes de conduite. Cela ne permet pas de vérifier *a posteriori* les conditions dans lesquelles cette particularité des spécifications techniques d'exploitation a pu être mise en œuvre par vos soins.

Demande A6 : Je vous demande de mettre en place un suivi exhaustif des cas de recours au « doute à terme » autorisé par les spécifications techniques d'exploitation.

Les inspecteurs ont examiné les cas de retour à la notion de « fortuit étendu »² autorisée par les spécifications techniques d'exploitation.

Dans ce cadre, ils ont examiné la gestion de l'aléa technique ayant affecté la vanne repérée 1 PTR 021 VB au mois d'octobre 2012. Les inspecteurs ont noté que l'indisponibilité (au sens des spécifications techniques d'exploitation) associée à la défaillance du moteur de cette vanne avait pu être levée par mise en position fermée de la vanne.

Cependant, pour procéder au diagnostic complet du dysfonctionnement technique affectant ce matériel, vous avez dû procéder à une manœuvre de réouverture de cette vanne. L'indisponibilité de groupe 1 générée a été validée par la filière indépendante de sûreté et le service conduite en considérant que ce cas relevait du cas de « fortuit étendu » prévu par les spécifications techniques d'exploitation.

Cependant, en application du courrier EDF référencé D4550.34-11/3624 du 5 août 2011, ce cas aurait dû faire l'objet d'une information préalable de la division de Lyon de l'ASN.

Demande A7 : Je vous demande de veiller à respecter les termes du courrier EDF référencé D4550.34-11/3624 du 5 août 2011 lors du recours à la notion de « fortuit étendu ».

Dans le cas particulier de l'aléa technique affectant depuis le mois d'octobre 2012 le moteur de la vanne repérée 1 PTR 021 VB, les inspecteurs ont relevé que le jour de l'inspection, ce fortuit n'était toujours pas réparé du fait de l'absence de pièce de rechange.

Demande A8 : Je vous demande de réparer dans les meilleurs délais le moteur de la vanne repéré 1 PTR 021 VB.

Les inspecteurs ont examiné la fiche de question/réponse (entre le service conduite et le service sûreté qualité) référencée REFR-07 indice C relative à l'apparition de l'alarme repérée ASG 059 AA.

¹ Notion qui permet, en cas de doute sérieux sur son comportement à terme, de mettre volontairement hors d'exploitation pour traitement d'une anomalie un matériel disponible dans l'immédiat (§7.1.6 des spécifications techniques d'exploitation).

² La notion d'événement fortuit s'étend aux événements indispensables au traitement d'une anomalie (§7.1.6 des spécifications techniques d'exploitation).

Au plan technique, la surveillance du critère des spécifications techniques d'exploitation du volume requis repose, d'une part, sur le capteur de niveau repéré ASG 003 SN calé à 680 m³ générant l'alarme associée ASG 059 AA et, d'autre part, sur le capteur de niveau repéré ASG 001 MN. Compte tenu de l'incertitude technologique des chaînes de mesures, la surveillance par les opérateurs en salle de commande ne peut pas être assurée à partir des informations issues de ce dernier. La garantie du respect du critère des spécifications techniques d'exploitation repose par conséquent sur la disponibilité et la fiabilité du capteur de niveau repéré ASG 003 SN et de son alarme. Par conception, la réalimentation de la bêche repérée ASG 001 BA ne peut s'effectuer qu'une fois l'alarme ASG 059 AA déclenchée, c'est-à-dire lorsque le seuil du critère des spécifications techniques d'exploitation de niveau minimum requis est atteint. Une modification générique devrait être instruite sur ces matériels pour, d'une part, mettre en place une redondance du capteur repéré ASG 003 SN ainsi que de son alarme afin de surveiller le niveau de la bêche d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) et, d'autre part, assurer en permanence la non atteinte du seuil du critère de niveau minimum de la bêche fixé par les spécifications techniques d'exploitation.

Demande A9 : Je vous demande de faire analyser et valider par vos services centraux la fiche référencée « REFR-07 » actuellement en application sur les quatre réacteurs de votre site.

Demande A10 : Je vous demande, en liaison avec vos services centraux, de prendre les dispositions nécessaires pour assurer une redondance fiable du suivi du niveau de la bêche ASG de chaque réacteur, ainsi que pour éviter d'atteindre le seuil de niveau minimum fixé par les spécifications techniques d'exploitation avant de procéder aux appoints de réalimentation de ces réservoirs de sauvegarde. Vous me tiendrez tenir informé de l'état d'avancement des actions entreprises.

Au cours de l'inspection sur le thème « rigueur d'exploitation » menée par la division de Lyon de l'ASN sur votre établissement le 29 juin 2012, les inspecteurs avaient relevé que l'alarme repérée 9 RRB 510 AA était présente dans la salle de commande dite « inter-tranche » commune aux réacteurs n°1 et 2. Cette alarme était liée à un défaut sur un fusible du traçage de la résistance repérée RRB 718 RS. Ce traçage est celui des réservoirs des circuits de traitement des effluents repérés TEU et TES 001 BA.

Ce défaut était identifié depuis le 24 juin 2008 et une demande d'intervention (référéncée 00840175) avait été émise le 9 septembre 2008. Pour autant, aucune réparation n'a été engagée depuis.

Par courrier référencé CODEP-LYO-2012-040324 du 20 juillet 2012, l'ASN vous avait demandé de procéder sans délai à la réparation du fusible de la résistance repérée 9 RRB 718 RS afin de faire disparaître l'alarme présente en salle de commande.

Lors de l'inspection du 14 février 2013, les inspecteurs ont relevé que depuis leur visite du 29 juin 2012, une réfection des deux systèmes de traçage avait été réalisée sur ces équipements. Pourtant, au cours de la visite effectuée en salle de commandes des réacteurs n°1 et 2, les inspecteurs ont relevé que l'alarme repérée 9 RRB 510 AA était encore présente sur le panneau situé dans la salle dite « inter-tanche ».

Demande A11 : Je vous demande de procéder sans délai aux investigations techniques appropriées pour résorber les défaillances qui affectent les systèmes susmentionnés de manière à supprimer la présence de l'alarme repérée 9 RRB 510 AA.

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Les inspecteurs ont examiné les conditions de réalisation de la divergence du réacteur n°3 en 2012.

L'examen des différents paramètres contrôlés met en évidence un phénomène d'oscillations sur le débit d'eau d'appoint délivré par le circuit REA qui permet de diluer la concentration en bore du circuit primaire dans le cadre de la recherche de criticité du cœur du réacteur.

Lors des opérations de divergence réalisées le 6 septembre 2012, un phénomène d'oscillation est visible dans la dernière phase d'utilisation du circuit REA avant la recherche de la divergence par extraction des grappes de régulation du groupe R. Les oscillations mettent en évidence une variation du débit d'eau comprise entre 1 et 10 m³/h pour une valeur de consigne théorique de 5 m³/h pendant toute la dernière phase d'utilisation de ce circuit (durant une dizaine de minutes).

Demande B1 : Je vous demande de m'indiquer si :

- **De telles oscillations sont habituellement rencontrées lors des opérations de divergence ;**
- **Ces oscillations ont été diagnostiquées en temps réel par les équipes de conduite ;**
- **Des parades sont mises en place pour contrebalancer les phénomènes observés.**

Lors de l'examen par sondage des demandes d'intervention, les inspecteurs ont relevé l'écart suivant :

- Demande d'intervention n°1076696 : cette demande d'intervention rapporte la présence d'eau dans le puisard de l'un des bâtiments d'entreposage des générateurs de vapeur déposés dans le cadre des opérations de remplacement des générateurs de vapeur des réacteurs de votre établissement.

Demande B2 : Je vous demande de m'indiquer l'origine de cette présence d'eau et de m'indiquer si le bâtiment concerné présente des défauts d'étanchéité.

Dans le cadre de la gestion de l'aléa technique affectant le turboalternateur de secours (système LLS) du réacteur n°2 au mois d'avril 2012, vos équipes ont retenu de procéder à la requalification après réparation de la vanne d'admission repérée 2 LLS 032 VA par réalisation de l'essai périodique référencé LLS 40.

Au cours de l'inspection, les inspecteurs ont souhaité vérifier qu'une analyse de suffisance avait bien été établie par vos équipes en application des dispositions de la directive interne d'EDF n°76 à l'indice 1. Vos équipes n'ont cependant pas été en capacité de fournir cette analyse aux inspecteurs.

Demande B3 : Je vous demande de me transmettre l'analyse de suffisance associée aux opérations de requalification menées sur le système LLS au mois d'avril 2012.

Dans le cadre du même dossier, le service « mécanique chaudronnerie robinetterie » a été chargé d'établir un retour d'expérience de l'intervention pour comprendre les raisons pour lesquelles la phase de préparation de l'intervention n'avait pas permis d'anticiper que la vanne repérée 2 LLS 032 VA ait dû être réglée à plusieurs reprises.

Vos équipes n'ont cependant pas été en capacité de fournir aux inspecteurs cette analyse.

Demande B4 : Je vous demande de me transmettre la note de retour d'expérience élaborée par le service « mécanique chaudronnerie robinetterie » à la suite des interventions menées sur le système LLS au mois d'avril 2012.

C. OBSERVATIONS

C1 : Les inspecteurs ont relevé, lors de l'examen des carnets individuels de formation des opérateurs, que les chefs d'exploitation avaient mis en place des tableaux récapitulant l'état de préparation des opérateurs pour la réalisation des transitoires sensibles. Il s'agit d'une bonne pratique permettant au chef d'exploitation de disposer d'un panorama à jour de la préparation des agents placés sous son autorité.

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.

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

Le chef de la division de Lyon de l'ASN
Signé par

Grégoire DEYIRMENDJIAN

