

DIVISION DE STRASBOURG

N/Réf. : Dép-Strasbourg-N° XL.XL.2007.0886

Strasbourg, le 18 juin 2007

Monsieur le directeur du centre nucléaire  
de production d'électricité de Fessenheim  
BP n°15  
68740 FESSENHEIM

**Objet** : Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Fessenheim  
Inspection n°NS-2007-EDFFSH-0020 du 5 juin 2007  
Thème « inspection réactive suite aux événements significatifs pour la sûreté des réacteurs 1 et 2 »

Monsieur le directeur,

Dans le cadre de la surveillance des installations nucléaires de base prévue à l'article 11 du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié, et à l'article 17 du décret n°93-1272 du 1<sup>er</sup> décembre 1993 modifié par le décret n° 2002-255 du 22 février 2002, une inspection inopinée a eu lieu le 5 juin 2007 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim suite aux événements significatifs pour la sûreté déclarés pendant la période d'arrêt simultanée des deux réacteurs.

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 réactive du 5 juin 2007 intervenait suite aux déclarations de plusieurs événements significatifs pour la sûreté adressées par le CNPE de Fessenheim à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Le réacteur n°1 de Fessenheim est en arrêt programmé pour simple rechargement depuis le 5 mai 2007. Pendant cet arrêt, l'exploitant a déclaré plusieurs événements significatifs pour la sûreté, dont un événement classé au niveau 1 de l'échelle INES (échelle internationale des incidents nucléaires allant de 0 pour les événements les moins importants à 7). Cet événement concerne le non respect de l'organisation de levée partielle des consignations administratives ayant amené un non respect d'une prescription permanente d'exploitation.

Le réacteur n°2 de Fessenheim est en arrêt fortuit depuis le 18 mai 2007 suite à la découverte d'une fuite d'air comprimé dans la partie non nucléaire de l'installation. Pendant cet arrêt, l'exploitant a déclaré plusieurs événements significatifs pour la sûreté.

Les inspecteurs ont interrogé des agents des services de la conduite et de l'ingénierie qui leur ont présenté leur première analyse sur les origines des écarts constatés et les actions correctives mises en œuvre immédiatement. Les inspecteurs ont également consulté les documents d'exploitation et les procédures utilisées lors des événements.

Ils ont notamment examiné la procédure d'arrêt du réacteur n°2 utilisée le 18 mai 2007 et se sont rendus en salle de commande des deux réacteurs afin de consulter des documents de conduite. Concernant la rigueur de la conduite dans les phases d'arrêt et de redémarrage, l'impression générale de cette inspection est mitigée. Elle est en revanche positive pour les opérations de recherche de solutions techniques adaptées aux problèmes rencontrés.

## **A. Demandes d'actions correctives**

Une prescription permanente du chapitre 2.3 des spécifications techniques d'exploitation (STE) demande, dans l'état du réacteur « arrêt pour intervention » (API), que « *la liaison RCV intertranche soit disponible* ». Le but de cette prescription est d'obtenir le secours du RCV du réacteur n°1 lorsque le RCV du réacteur n°2 est indisponible. Vous avez identifié que la situation la plus pénalisante pour le réacteur n°2 rendant le circuit RCV indisponible était la perte totale des sources électriques.

Étant donné que les vannes des circuits RCV des deux réacteurs n'étaient pas dans la position adéquate pour procurer un secours immédiat du réacteur n°1 vers le réacteur n°2, vous avez rédigé une consigne temporaire d'exploitation (n°3483) afin de restituer dans un délai limité la liaison RCV intertranche réacteur n°1 vers le réacteur n°2 en API en cas de perte des sources électriques. Ce délai a été fixé à partir de la cinétique des accidents de dimensionnement et non à partir d'une évaluation du temps de mise en œuvre du lignage en tenant compte des hypothèses de perte de sources électriques.

**Demande n°A.1 : *Je vous demande d'évaluer le temps de mise en œuvre effective du lignage de la liaison RCV intertranche en tenant compte des hypothèses de perte de sources électriques. Vous me préciserez la méthode adoptée pour parvenir à cette évaluation.***

Pour éviter toute manipulation inadéquate, les vannes peuvent faire l'objet de condamnations administratives dites « consignations S4 » et sont alors ouvertes ou fermées, puis cadenassées. Ces condamnations administratives sont assujetties à une gestion de clés et elles sont tracées dans un registre. Leur déconsignation ou « levée partielle » est accompagnée d'une analyse de risque formalisée avec vérification de l'adjoint au chef d'exploitation et validation du chef d'exploitation (CE).

Avant la déconsignation, le chargé d'intervention doit ainsi obtenir l'accord formalisé du CE. A son retour, il renseigne le cahier de suivi de la consignation S4 et informe l'équipe de conduite. La levée de la condamnation est aussi mise à jour au bureau de consignation chargé de suivre l'ensemble des condamnations administratives dans l'aide informatique des consignations (AIC). L'analyse de risque liée à la consignation est ensuite classée et archivée.

L'armoire du CE contient les clés de condamnation administrative, une par réacteur. Elles sont à retirer après accord du CE.

L'incident du 6 mai 2007 sur le réacteur n°1 a mis en évidence un dysfonctionnement au niveau de la gestion des condamnations administratives. Le non respect de l'organisation de levée partielle des condamnations administratives a amené un non respect d'une prescription permanente demandant d'isoler toute arrivée d'eau non borée dans le circuit primaire.

Les inspecteurs ont constaté que les documents d'intervention à disposition du rondier n'identifient pas systématiquement les vannes faisant l'objet d'une condamnation administrative. Ce dernier doit alors interrompre son activité pour faire valider son analyse de risque et obtenir la clé de consignation.

**Demande n°A.2 : *Je vous demande de mettre en place une organisation permettant aux rondiers d'identifier en amont des interventions les matériels impactés et faisant l'objet de condamnations administratives.***

Les inspecteurs ont ensuite consulté le registre des condamnations administratives en cours et passées. Ils ont constaté que la gestion de ce cahier est perfectible. Ils ont aussi noté que le circuit de validation des analyses de risque liées à une action de levée de consignation n'est pas systématiquement respecté. Certaines analyses ne sont pas visées par l'adjoint du CE et le CE, d'autres ne sont pas renseignées. Pourtant, ces levées de consignation ont été effectuées, ce qui nécessitent la remise de la clé de consignation à l'intervenant.

**Demande n°A.3 : *Je vous demande de respecter votre procédure de gestion des condamnations administratives. Je vous demande notamment de renforcer la rigueur attachée à la rédaction , à la validation des analyses de risque portant sur ces consignations et à la gestion des clés de consignation.***

Le réacteur n°2 est en arrêt fortuit depuis le 18 mai 2007 suite à la découverte d'une fuite d'air comprimé dans la partie non nucléaire de l'installation. Le 23 mai, le réacteur est alors en arrêt normal sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (AN/RRA). L'équipe de conduite applique une consigne de conduite AR11 modifiée. Cette modification consiste à adapter la procédure à la stratégie d'arrêt en rayant, sans assurer une traçabilité des justifications, plusieurs étapes de la procédure pourtant signalées dans les règles de conduite normale (RCN) ou dans les règles particulières de conduite (RPC). Ce manque de traçabilité des justifications est une des causes qui a conduit à l'oubli de la condamnation des chaufferettes du pressuriseur.

**Demande n°A.4 : *Je vous demande de justifier au moment de leur saisie toutes les modifications effectuées sur les procédures de conduite impactant directement les prescriptions des RCN ou des RPC.***

Lors de l'examen de la procédure AR11 modifiée, les inspecteurs ont constaté que ce document avait été amendé à deux reprises. Dans un premier temps, la procédure générique a été révisée par un préparateur conduite et validée par un ingénieur conduite pour prendre en compte une stratégie d'arrêt en AN/RRA. Dans un second temps, le CE a modifié directement cette procédure suite au changement de stratégie d'arrêt vers l'état API. Selon le CE, ces nouvelles modifications ont été apportées avec l'appui de la structure « tranche en fonctionnement ». Toutefois, aucune preuve de contrôle de cette activité n'apparaît sur la procédure. De plus, le rôle de contrôle des activités de conduite en temps réel du CE n'est pas compatible avec la rédaction des procédures d'exploitation qu'il doit directement appliquer.

**Demande n°A.5 : *Je vous demande, au titre de l'article 8 de l'arrêté « qualité » du 10 août 1984, de mettre en place de manière systématique un contrôle des phases rédactionnelles des procédures d'exploitation.***

## **B. Compléments d'information**

Concernant la pression du liquide caloporteur dans le circuit primaire, la limite entre les domaines API et AN/RRA se situe à 4 bar relatifs. Cette limite a été franchie le 1<sup>er</sup> juin 2007 suite à l'orientation de la décharge vers un réservoir de déminéralisation. Les inspecteurs ont constaté qu'en salle de commande, la pression retransmise sur l'enregistreur provenait du manomètre RCV 37 MP. Selon la description de cet événement, la pression primaire serait passée de 3,5 bar relatifs à 4,8 bar relatifs. Le capteur de pression ainsi que son enregistreur sont gradués de 0 à 200 bar relatifs. Les inspecteurs ont fait dérouler les différents enregistreurs témoins de la pression et du gradient de pression au 1<sup>er</sup> juin 2007, mais le manque de précisions de ces courbes ne permet de mettre en évidence cette variation.

**Demande n°B.1 : *Étant donné que cette excursion de pression n'était pas lisible sur les moyens de lecture les plus accessibles par l'opérateur en salle de commande, je vous demande de me préciser par quel moyen l'opérateur a été alerté.***

Les inspecteurs ont constaté que le réglage du point de consigne de pression au pupitre de commande était très peu adapté au réglage précis demandé en API. Cette consigne est graduée de 0 à 200 bar. Le débit de décharge est réglé par le taux d'ouverture de la vanne 2 RCV 013 VP gradué de 0 à 100 %.

**Demande n°B.2 : *Je vous demande de me préciser quels moyens vous envisagez de mettre en oeuvre pour améliorer la qualité et la sensibilité de la boucle de régulation de la pression et du réglage du débit de décharge.***

La cause identifiée de cette excursion de pression est la mise en service du récipient 2 RCV 003 DE chargé de la déminéralisation de l'eau borée du circuit primaire. Le lignage, pourtant effectué avec précaution, du déminéraliseur sur la décharge, a provoqué une baisse du débit de décharge. La charge étant maintenue constante, le volume d'eau borée dans le primaire a augmenté. Celui-ci étant monophasique, la pression a suivi cette progression.

**Demande n°B.3 : *Je vous demande de m'indiquer quelle(s) mesure(s) corrective(s) vous allez prendre suite à cet événement significatif pour que le lignage d'un réservoir de déminéralisation sur la décharge RCV n'engendre pas en API fermé une excursion systématique de la pression du liquide du circuit primaire.***

### **C.Observations**

Pas d'observation.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui ne dépassera pas 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.

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

Pour le Président de l'ASN et par délégation,  
Le chef de la Division de Strasbourg

SIGNÉ PAR

Guillaume WACK