



**DIRECTION RÉGIONALE DE L'INDUSTRIE
DE LA RECHERCHE ET DE L'ENVIRONNEMENT
D'ALSACE**

NUC.PB.PB.2006.1514

Division de Strasbourg

Strasbourg, le 10 novembre 2006

Monsieur le directeur du centre nucléaire
de production d'électricité de Fessenheim
BP n° 15
68 740 FESSENHEIM

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Fessenheim
Inspection n° INS-2006-EDFFSH-0002 du 04/10/2006
Thème : sûreté – compétitivité

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^{er} décembre 1993 modifié par le décret n° 2002-255 du 22 février 2002, une inspection annoncée a eu lieu le 4 octobre 2006 au centre nucléaire de production d'électricité de Fessenheim sur le thème « sûreté - compétitivité ».

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 du 4 octobre 2006 portait sur le thème « sûreté - compétitivité ». L'objectif de cette inspection était de vérifier l'impact des récentes évolutions d'EDF sur la sûreté des réacteurs, la radioprotection des travailleurs et l'environnement.

Les inspecteurs se sont intéressés tout d'abord au processus d'arbitrage de choix budgétaires du CNPE. La seconde partie de l'inspection a porté sur l'application sur le site de la politique de management des services centraux d'EDF. Enfin, les inspecteurs ont analysé sur des exemples concrets la déclinaison de ces processus aux thèmes de la maintenance et des arrêts de réacteur. Les inspecteurs ont également abordé le thème de la pression du planning dans les causes potentielles d'événements significatifs pour la sûreté.

Cette inspection a fait l'objet d'une demande d'action corrective et d'une observation notable, certaines décisions de report de budget n'ayant pas fait l'objet d'une argumentation formalisée.

A. Demandes d'actions correctives

◆ Pièces de rechange

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur la vanne 2 EAS 007 VB. Cette vanne qui isole le système d'aspersion de l'enceinte a fait l'objet d'une suspicion de fuite lors de l'arrêt pour simple rechargement (ASR) de 2002. Lors de la visite partielle (VP) 2003, une visite de cette vanne a montré des rayures et un défaut de parallélisme entre les sièges amont et aval. En 2004, une demande de prise en compte du remplacement de cette vanne a été faite à vos services centraux, qui finalement n'aboutira pas. De 2004 à la préparation de la VP 2006, aucune autre action n'a été menée par votre CNPE. Dans le document de présentation du programme d'arrêt de la VP 2006 (document nommé « 616 A »), vous m'annonciez la remise en conformité des sièges de cette vanne. Puis, vous m'avez précisé dans un avenant au 616 A que le stock national ne comportait pas cette pièce, et qu'il vous fallait un délai de 18 mois pour fabriquer un corps de rechange, ce qui était incompatible avec la réalisation de la VP 2006. Enfin, dans votre bilan d'arrêt de la VP 2006 vous vous engagez, « *compte tenu des délais d'approvisionnement* » à programmer le remplacement de cette vanne « *sur la VP 2009 au plus tôt et au plus tard lors de l'arrêt suivant la réception de la pièce* ».

Les inspecteurs ont demandé si la fabrication d'un corps de rechange avait été lancée. Vos intervenants ont alors expliqué que cela n'était pas le cas, mais que votre fournisseur vous propose un robinet du palier CPY équivalent qui est en stock national. Toutefois, selon les documents présentés aux inspecteurs, « *une analyse technique est nécessaire [...] pour le mettre à niveau (robinet qualifié)* ».

À la suite de l'inspection, vous avez précisé dans la télécopie D519006F0735-H00 DC du 31 octobre 2006 qu'« *afin d'être plus réactif dans le traitement de dossiers complexes et pour éviter le renouvellement de ce type de difficultés, une revue ayant pour but d'identifier et traiter les problèmes en cours et ne trouvant pas de solution technique dans des délais satisfaisants, sera mise en œuvre par le CNPE en 2007* ».

Demande n° A.1 : Je vous demande de me préciser les modalités de cette revue. Vous m'indiquerez son étendue, les moyens qui seront mis en œuvre et l'échéancier des différentes actions. Vous me préciserez également votre définition de « délais satisfaisants ».

◆ Processus budgétaire

Le processus budgétaire de votre CNPE est défini dans la note d'application 15/01 ind. 3 « Description du processus budgétaire du CNPE de Fessenheim ». Ce processus est un processus itératif où interviennent différents acteurs internes au CNPE (services, comité gestion d'arbitrage) ou externes (DGP : délégation gestion performances). Ce processus amène le site à réaliser des arbitrages. Ces arbitrages sont examinés par le comité gestion d'arbitrage présidé par le directeur adjoint du site. Le fonctionnement de ce comité gestion d'arbitrage est défini dans l'instruction I/15/GAM/002 ind. 0. Selon cette note, « *le comité gestion d'arbitrage examine exclusivement les fiches de renoncement issues des services, et se prononce au vu de l'analyse de risque, pour la validation, le rejet, ou une instruction complémentaire de la proposition de renoncement* ».

Les inspecteurs ont vérifié la mise en œuvre effective de ce processus. Pour cela, ils ont examiné des exemples de fiches d'arbitrages du budget 2006. Ces fiches d'arbitrages ont toutes la même structure : montant estimé, description, analyse de risques, position de l'ingénierie, position sûreté. On y trouve également un tableau de cotation au regard du critère de risque (conformité réglementaire, engagement, sûreté, disponibilité, production, sécurité-radioprotection-incendie, environnement, social et média, image). Enfin, la décision finale est indiquée.

Les inspecteurs ont constaté que plusieurs tableaux de cotation au regard du risque n'étaient pas complétés, et que certaines décisions de renoncement n'étaient pas mentionnées. Ils ont également constaté que plusieurs décisions de renoncement de budget ont été prises, sans que la motivation de cette décision ne soit formalisée, et bien que la proposition de cotation au regard du risque fût notée « 3 », c'est-à-dire « opération dont le report est fortement déconseillé ». Ce manque de traçabilité et de motivation des décisions de renoncement budgétaires a fait l'objet d'un constat.

Demande n° A.2 : Je vous demande de motiver et tracer toute décision de renoncement budgétaire. En outre, je vous demande de veiller à ce que chaque « tableau de cotation au regard du critère de risque » soit complété.

B. Compléments d'information

◆ Consigne « I-PTR »

En particulier, les inspecteurs ont examiné la fiche n° 162 « *Manœuvrabilité 1 DVN 433 VA (FS 2075)* ». Selon le paragraphe « *description* » de cette fiche, le registre 1 DVN 433 VA, dont la manœuvre est demandée par la règle particulière de conduite (RPC) incidentelle « *Gestion de l'inventaire en eau de la piscine du BK en cas de perte du circuit de refroidissement PTR* » (également dénommée I-PTR), est « *inaccessible* » et ses « *organes de commandes semblent endommagés* ». En outre, « *visuellement, ce registre ne porte point de soudure de blocage en position [...] ce qui est une action post-TMI* ».

La solution proposée par le site, à la suite d'une réunion tenue le 9 juin 2005, consiste en le déplacement de ce registre « *pour permettre sa manœuvrabilité et pour le souder en position « post TMI »* ». Selon cette proposition, cette action est à réaliser par la structure travaux neufs (STN) du site pour « *mi 2006* ».

L'analyse de risques associée est succincte, elle indique un « *risque de non confinement et de dispersion de la vapeur dans les locaux du BK* » et il n'y a pas de position sûreté. En outre, le tableau de cotation au regard du critère de risque n'est pas complété. Toutefois, le renoncement de ces travaux a été validé lors du comité gestion du 1^{er} mars 2006, et un report à 2007 mentionné, sans que cette décision ne fût motivée.

Demande n° B.1 : ***Je vous demande de m'expliquer les raisons de ce renoncement budgétaire.***

Demande n° B.2 : ***Je vous demande de me transmettre votre analyse de sûreté de cet écart. Vous préciserez les éventuelles mesures prises pour pallier cette non-manœuvrabilité de registre et leur réalisme par rapport aux différents initiateurs pouvant mener à une perte du refroidissement de la piscine de désactivation.***

Selon votre courrier D519005L1759-T00 du 12 septembre 2005, la mise en application de la RPC I-PTR devait se faire le 14 septembre 2005 sous réserve de la validation du basculement par un groupe technique de sûreté (GTS) spécifique.

Demande n° B.3 : ***Je vous demande de me transmettre le compte-rendu de ce GTS.***

◆ Défauts d'isolement

Les inspecteurs ont consulté la liste des indisponibilités (I0) de groupe 1 et de groupe 2 survenues « *fortuitement* » sur les deux réacteurs. Ils ont constaté un nombre croissant d'indisponibilités relatives à des défauts d'isolement sur les tableaux électriques LB 125 V courant continu (I0 LB4 et LB5) qui alimentent, entre autres systèmes, le relai de sécurité du réacteur et les contrôles et régulations de la salle de machine.

Demande n° B.4 : ***Je vous demande de m'indiquer quelles actions vous allez mettre en œuvre pour réduire le nombre d'apparitions de ces I0. Vous préciserez clairement l'échéancier associé.***

◆ Radioprotection en arrêt de tranche : purification du primaire

Lors de l'ASR du réacteur n° 2 de 2005, une amplitude élevée des produits de corrosion, après oxygénation, vous a imposé un rallongement de la durée de purification par rapport au planning initial. Cette purification a été arrêtée dès atteinte du critère des spécifications techniques d'exploitation d'activité de 50 GBq/t. Le niveau de purification du circuit primaire impacte directement la dosimétrie collective. Pour la VP 2006, vous aviez pris un seuil d'arrêt de la purification à des valeurs d'activité plus faibles.

Demande n° B.5 : ***Je vous demande de me préciser votre stratégie pour les prochains ASR, et de m'indiquer si, en cas de glissement du planning, vous vous contenterez de respecter la valeur de 50 GBq/t, ou bien si vous vous fixez une valeur inférieure.***

Concernant la décision d'arrêter la purification à 50 GBq/t lors de l'ASR 2005, les inspecteurs ont constaté qu'il n'existe pas de compte-rendu de cette décision. Toutefois, vos représentants ont indiqué qu'un OSRDE (observatoire sûreté radioprotection disponibilité environnement) serait réalisé pour analyser le processus de cette décision.

Demande n° B.6 : **Je vous demande de me transmettre le compte-rendu de cet OSRDE.**

◆ **Couplage de l'alternateur avant la réalisation de la carte de flux**

Les inspecteurs ont ensuite interrogé vos représentants sur l'incident significatif survenu en tranche 1 lors de son redémarrage le 5 décembre 2005. Une variation de puissance sur la turbine avait entraîné un refroidissement de la température du circuit primaire sous la température minimale autorisée. En effet, vous aviez couplé le groupe turbo-alternateur dès l'atteinte d'une très basse puissance du réacteur, et avant la réalisation de la carte de flux. Un événement similaire était déjà survenu le 20 mai 2001 sur le réacteur n° 1

La règle de conduite normale (RCN) du réacteur DEM3 vous laisse la possibilité de réaliser ce couplage de la turbine avant ou après réalisation de la carte de flux. Cette RCN souligne que la première possibilité permet de « *réduire la durée administrative de l'arrêt* », mais précise un risque de « *refroidissement incontrôlé du circuit primaire* » et vous prescrit alors une surveillance particulière.

Demande n° B.7 : **Je vous demande de me transmettre sous deux mois une montée d'indice du compte-rendu de l'incident significatif survenu le 5 décembre 2005. Vous m'expliquerez, pour chacun des arrêts ultérieurs à l'incident du 20 mai 2001 pour lesquels une décision de coupler avant de réaliser la carte de flux a été prise, les raisons de ces choix, compte tenu d'une part de votre expérience du 20 mai 2001, et d'autre part des recommandations de la RCN.**

◆ **Pression du planning et incidents significatifs**

Vous avez indiqué que l'évolution de statut d'EDF n'a eu aucun impact sur la perception des agents et ne pas avoir connaissance de dérive ayant eu pour origine la compétitivité. Cette position est cohérente avec celle de l'inspecteur général d'EDF pour la sûreté nucléaire et la radioprotection qui indique dans son rapport de l'année 2005 qu'il n'a « *eu connaissance d'aucun arbitrage fait au détriment de la sûreté* ».

Toutefois, j'ai noté dans plusieurs de vos comptes-rendus d'incident significatif des références explicites au planning et à des activités urgentes car sur le chemin critique. En outre, et bien que vous ayez rappelé en introduction à l'inspection que la sûreté est la première de vos priorités, vos intervenants ont mentionné que certains des agents se mettaient eux-mêmes la pression dans le cadre de leurs activités.

Demande n° B.8 : **Je vous demande de caractériser ce phénomène et de m'indiquer les moyens mis en œuvre pour en assurer la surveillance et le cas échéant y remédier.**

◆ **Diesel 2 LHG**

Enfin, les inspecteurs ont abordé le thème de la requalification du diesel voie A (LHG) lors de la dernière VP du réacteur n° 2.

Suite à une intervention de maintenance de ce diesel, vous avez réalisé sa requalification au moyen de la gamme d'essai LHG 311.

Trois essais de requalification du diesel ont eu lieu les 16 et 17 mai 2006, les deux premiers ayant été arrêtés avant terme, du fait d'un manque d'huile et d'une fuite de fioul. Le troisième essai a révélé un dépassement du critère de pression d'eau haute température (5,7 bar pour un critère de 5,2 bar). Vous avez néanmoins décidé de réaliser le basculement de voie électrique (le diesel LHG n'était pas requis précédemment à ce basculement) pour réaliser les travaux sur la voie B, en considérant le diesel disponible.

Vous avez interrogé le constructeur qui vous a indiqué que le fonctionnement du diesel à cette pression ne posait pas de problèmes particuliers vis-à-vis de fuites éventuelles, et vous a conseillé de vérifier le manomètre et la ligne de mesure, ainsi que le fonctionnement de la vanne thermostatique. Ces précisions ont été reçues le 31 mai 2006, alors que vous aviez considéré le diesel comme disponible le 18 mai 2006 et que la coupure de la voie B a été réalisée à cette même date.

À la suite de l'inspection, vous avez déclaré un incident significatif classé au niveau 0 de l'échelle INES pour non respect de la section 1 du chapitre IX des RGE et planification différée des investigations complémentaires permettant de confirmer l'origine de l'écart sur la pression de l'eau haute température. En effet, vous avez prévu de réaliser ces contrôles lors de la prochaine maintenance préventive.

Demande n° B.9 : ***Je vous demande d'expliquer très clairement dans le compte rendu d'incident significatif les raisons pour lesquelles vos services ont déclaré le diesel disponible sans attendre la réception de l'avis du constructeur. Ce compte rendu devra également justifier votre décision d'ajournement des investigations proposées par le constructeur.***

C. Observations

C.1 La notification du contrat de gestion, et les décisions de report budgétaire, ont été trop tardives (février et mars 2006) pour disposer d'un budget stabilisé en 2006.

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 directeur régional
Le chef de division

SIGNÉ PAR

Guillaume WACK