



Division d'Orléans

DEP-ORLEANS-0322-2007

L:\Classement sites\CNPE Dampierre\09 - Inspections\07 - 2007\INS-2007-EDFDAM-0021, lettre de suite.doc

Orléans, le 30 mars 2007

Monsieur le Directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Dampierre en Burly
BP 18
45570 OUZOUEUR SUR LOIRE

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base.
Centre nucléaire de production d'électricité de Dampierre - INB 85
Inspection n°INS-2007-EDFDAM-0021 des 1^{er} et 6 mars 2007.
« Visite de chantiers - Arrêt du réacteur n°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, 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 inopinée a eu lieu les 1^{er} et 6 mars 2007 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Visite de chantiers - Arrêt du réacteur n°2 ».

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 des principales constatations, demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

Dans le cadre de l'arrêt pour rechargement du réacteur n°2, les inspections des 1^{er} et 6 mars 2007 avaient pour objectif de contrôler les chantiers en termes de sûreté, de radioprotection et de sécurité du travail.

Ces visites ont concerné les chantiers en cours dans le bâtiment réacteur, les casemates vapeur et l'aéroréfrigérant ainsi que des activités en salle de commande.

Ces inspections ont fait l'objet de deux constats, concernant :

- l'absence de prise en compte d'actions correctives suite à un accident de personne ayant eu lieu sur un chantier de « Vérification des bouteilles CO2 d'extincteurs de groupe motopompe primaire (GMPP) » sur le CNPE de Belleville en 2006 ;

- l'absence de contrôle préalable de mesure de débit de dose par les intervenants du chantier « DAB GMPP » ce qui aurait entraîné un dépassement de la dose prévisionnelle totale d'un des intervenants si cette situation n'avait pas été détectée par les inspecteurs.

D'une manière générale, le mode de fonctionnement des nouveaux Régimes de Travail Radiologique (RTR) n'est pas maîtrisé par une majorité d'intervenants, qu'ils soient EDF ou prestataires. De plus, des erreurs qualité et de préparation ont été observées dans plusieurs analyses de risques de chantiers.



A. Demands d'actions correctives

Sur divers chantiers inspectés lors de l'arrêt de tranche, les inspecteurs ont noté que les principes d'utilisation et de fonctionnement du RTR n'étaient pas maîtrisés par une majorité d'intervenants.

En effet, les documents étaient souvent non remplis pour ce qui concerne le débit de dose mesuré à la mise en place du chantier. Ceci laisse à penser que les intervenants ne contrôlent pas l'ambiance radiologique de leur chantier et que ce débit de dose mesuré n'est pas comparé avec la dose prévue au poste de travail inscrite sur leur RTR. Par conséquent, en cas d'écart relevé lors de cette mesure, aucune alerte ne serait donnée au service compétent en radioprotection.

Ce point a d'ailleurs fait l'objet d'un constat des inspecteurs lors de la visite du chantier d'intervention de maintenance sur la DAB de la GMPP n°1 le 1^{er} mars 2007. En effet, les intervenants ne possédaient pas de radiamètre portable. Ils n'ont pas réalisé le contrôle préalable de débit de dose au poste de travail. Lors de leur visite, les inspecteurs ont pu mesurer une ambiance dosimétrique supérieure à celle du prévisionnel, et ont identifié un point chaud non repéré à 2.2 mSv/h dans le local LR571 à côté du robinet 631VP. La dosimétrie active d'un des deux intervenants, qui n'était alors intervenu que sur la première GMPP, indiquait une dose absorbée quasiment égale à la dose prévisionnelle individuelle pour l'ensemble de l'intervention, c'est à dire sur les 3 GMPP.

Les visites de chantiers en arrêt de tranche 3 de 2006 (DEP- DSNR Orléans-0923-2006) reprenaient déjà ces observations. Vous nous aviez présenté alors votre plan d'actions pour améliorer ce point sur la campagne de 2007. Force est de constater que ces actions ne portent pas encore aujourd'hui satisfaction.

D'autre part, les alarmes automatiques générées par les dosimètres opérationnelles et associées à des dépassements de seuil de débit de dose ne semblent pas connues de tous les intervenants pénétrant en zone contrôlée, qu'ils soient prestataires ou EDF.

Demande A1 - Je vous demande de me communiquer sous un mois votre retour d'expérience sur l'utilisation des RTR sur l'arrêt de la tranche 2 et de me présenter les objectifs que vous vous fixez pour les prochains arrêts de 2007.

Demande A2 - Je vous demande de me communiquer les actions entreprises par vos services et votre prestataire suite au constat des inspecteurs sur le chantier d'intervention de maintenance sur la DAB de la GMPP n°1.



Sur divers chantiers inspectés lors de l'arrêt de tranche, les inspecteurs ont noté que les analyses de risques (ADR) présentaient de nombreuses erreurs qualité (incohérences entre la pré-analyse, les tableaux d'analyse thématique et le tableau d'identification des risques et des parades associées), des manques dans l'exhaustivité des risques identifiés, une hétérogénéité entre les ADR dans le niveau de précision de définition des risques, et une appropriation difficile de l'analyse de la part des intervenants. Pour exemple :

- l'ADR de l'intervention de fermeture des trous de poing n'identifie pas le risque de manutention de charges lourdes, alors qu'ils pèsent près de 80 kg.
- l'ADR de l'intervention de contrôle périodique des bouteilles CO2 des extincteurs des pompes GMPP n'identifie pas le risque de manutention de charges lourdes, alors que les bouteilles pèsent près de 150 kg ;
- l'ADR de l'intervention de réparation d'une membrane d'une électrovanne SAR sur REN186VV n'identifie pas le risque sur la fonction de sûreté alors que les intervenants intervenaient sur du matériel Important Pour la Sûreté (IPS). De plus, le risque électrique et le risque relatif à la requalification sont identifiés sans parade associée ;
- le risque de mode commun n'est pas tracé dans l'ADR de l'intervention de maintenance courante sur la file EVF 001ZV et 02ZV ; par contre, ce risque a été pris en compte dans l'organisation du chantier ;
- l'ADR de l'intervention de maintenance courante sur la file EVF 001ZV et 02ZV identifie le risque radiologique pour cette intervention, alors que d'autres ADR ne l'identifient pas pour des interventions avec un enjeu dosimétrique supérieur.

Demande A3 - Je vous demande de me communiquer votre retour d'expérience sur l'élaboration, la diffusion et l'utilisation des analyses de risques des chantiers de l'arrêt de tranche n°2 de 2007.



Lors de la visite du 6 mars 2007 du chantier de remontage des trous de poing (TP) du Générateur de Vapeur (GV) n°3, les intervenants de la société GADS et les chargés d'affaires EDF de ce chantier nous ont présenté l'incident relatif au remontage du TP sur le GV n°1. En effet, les trous de poing et trous d'homme (TH) des GV de la tranche n°2 sont soutenus par une potence intégrée au GV au moyen d'une boulonnerie intégrée à la potence. La vis de supportage du TP s'est rompue et le TP est tombé sur une tuyauterie APG 50 cm plus bas faisant une marque sur la tuyauterie. Des analyses pour caractériser le défaut ont été réalisées quelques jours après et n'ont pas révélé de dégradation de la tuyauterie.

Demande A4 – Je vous demande de me présenter vos conclusions sur les raisons de la rupture de la potence de support du tampon du trou de poing du GV1 de la tranche 2.

Demande A5 – Je vous demande de dresser un inventaire de tous les équipements de même type que ces potences présentes sur le site.

Demande A6 – Je vous demande de me communiquer votre retour d'expérience de cet incident notamment en terme d'actions de contrôle de ces potences en vous référant à l'arrêté du 1er mars 2004 relatif à la vérification des appareils et accessoires de levage, ainsi qu'en terme d'actions de mise à jour des gammes d'intervention relatives à la fermeture et ouverture des tampons associés à ce type de potence.

Demande A7 – Je vous demande de me préciser si ce type de matériel, pouvant être un agresseur potentiel de matériel IPS en cas de séisme, répond aux exigences de sûreté de la protection contre les séismes. Dans le cas où la potence ne répond pas aux exigences de sûreté en terme de tenue aux séismes, à quelles conclusions a abouti la démarche ECOT vis-à-vis de ce matériel ?

☺

Au cours des visites, les constats suivants ont été réalisés :

- un câble sorti de son chemin de câble à l'aplomb de l'affiche du local R650 (dans le bâtiment réacteur à 16 m) ;
- une fuite d'eau à côté de la vanne 2RCP153VY (dans le bâtiment réacteur) ;
- une fuite d'eau provenant du plafond dans la cage d'escalier venant de la salle de commande et accédant au toit du bâtiment des auxiliaires nucléaire à 24,1 m (local L800) (l'eau coulait le long de câbles électriques et à proximité d'une armoire électrique) ;
- un câble électrique en attente détérioré par l'ouverture de la porte 2 JSR413PD à l'entrée du local GV1 (+8m).

Demande A8 - Pour chacun des points évoqués ci-dessus, je vous demande de remédier à ces points.

☺

L'analyse de risque concernant l'intervention de contrôle périodique des bouteilles CO2 des extincteurs des pompes GMPP ne mentionnait pas le risque pression dû à l'ouverture du circuit de raccordement des bouteilles. L'absence de prise en compte de ce risque laisse penser que le REX de l'accident de personne qui s'est déroulé au CNPE de Belleville sur une opération similaire en 2006 n'a pas été intégré au CNPE de Dampierre.

Demande A9 – Je vous demande de prendre en compte ce retour d'expérience pour les interventions de ce type sur ces matériels. Je vous demande de me fournir les conditions de sécurité requises pour ouvrir les circuits de ces bouteilles.

☺

Sur le chantier relatif au contrôle périodique des 2 bouteilles CO2 des extincteurs des pompes GMPP n°1, les inspecteurs s'interrogent également quant à la fiabilité de ce pesage réalisé avec un appareil non horizontal.

Demande A10 – Je vous demande de prendre les mesures adéquates pour que ce type d'intervention :

- se déroule dans des conditions de sécurité acceptables,
- fournisse une mesure avec une précision à la hauteur de l'enjeu de sûreté du pesage.

☺

Au cours de l'inspection du 6 mars 2007, les inspecteurs ont constaté un panneau sur lequel était inscrit au stylo effaçable « accès interdit – présence d'eau contaminée » dans le local R464 à +4,60 m.

Demande A11 – Je vous demande d'utiliser un formalisme qualité spécifique et adéquat pour signaler ce type de risque.

∞

Les inspecteurs ont visité le 1^{er} mars 2007 à deux reprises les chantiers de l'entreprise POLYNORSUD : mise en place d'un échaffaudage dans le BR et à proximité de l'aéroréfrigérant. A chaque fois, les intervenants n'ont pu présenter aux inspecteurs les documents relatifs à la sécurité de leur chantier, à savoir leur analyse de risques et leur RTR.

De plus, la fiche d'identification de la pose d'échafaudage à proximité de l'aéroréfrigérant n'identifiait pas le risque pathogène et n'indiquait pas le port du masque obligatoire. Cependant, ce risque avait été pris en compte par les intervenants qui portaient des masques de protection respiratoire.

Demande A12 - Je vous demande de rappeler aux différents intervenants la nécessité de posséder sur le lieu du chantier la totalité des documents opérationnels de suivi d'intervention.

Demande A13 - Je vous demande de me préciser si l'analyse de risques du CNPE a été rédigée pour ces activités et de me justifier son absence dans le dossier d'intervention.

Demande A14 – Je vous demande de me transmettre le bilan des actions de surveillance et la fiche d'évaluation de la prestation de la société POLYNORSUD rédigée après l'arrêt.

∞

B. Demandes de compléments d'information

Pour l'intervention sur le robinet 2 RRI318VN à enjeu « connectique K1 », le chargé de travaux possédait 11 gammes sans plan qualité « chapeau ». Par conséquent, aucun point d'arrêt de contrôle n'a été identifié, et notamment pour la phase de requalification des connectiques K1 (pourtant identifiée comme un risque potentiel dans l'analyse de risque).

Demande B1 – Je vous demande de me justifier l'absence de parade associée au risque relatif à la requalification du matériel identifié dans l'analyse de risques.

∞

L'ordre d'intervention de la visite interne de 2RRI318VN identifiait le risque amiante alors que ce risque était absent de l'analyse de risques. Les agents n'avaient d'ailleurs pris aucune disposition pour appréhender ce risque.

Demande B2 - Je vous demande de m'indiquer les raisons pour lesquelles le risque amiante n'a pas été identifié dans l'analyse de risque.

∞

.../...

Le 6 mars 2007, la tranche était en RCD (Réacteur Complètement Déchargé). Lors de leur visite, les inspecteurs ont constaté une température ambiante élevée en salle de commande (entre 25 et 30°C). Il a été indiqué que la ventilation DVC était indisponible car une intervention était en cours sur son circuit de refroidissement. Une climatisation d'appoint avait été mise en service temporairement dans le local électrique qui jouxte la salle de commande et le condenseur soufflait l'air chaud dans le couloir d'accès à la salle de commande ; la température du couloir était supérieure à 30°C.

Les STE indique qu'en RCD « la température de la salle de commande et des locaux contenant du matériels IPS, normalement ventilés par DVC, doit être inférieure à 40°C ». Le chef d'exploitation a indiqué qu'il contrôlait la température par un thermomètre présent au bureau des consignations.

D'autre part, la salle de commande de la tranche 2 communiquait par la « salle inter-tranche » avec celle de la tranche 1 qui était en production.

Demande B3 – Dans le cas d'une indisponibilité de DVC pour maintenance, je vous demande de mettre en place une organisation pour pallier les inconvénients de cette indisponibilité.

Demande B4 – Je vous demande d'analyser l'impact réel et potentiel de l'indisponibilité de DVC tranche 2 sur la tranche 1 lorsque les deux salles de commande communiquent entre elles.



Le 1^{er} mars 2007, l'équipe de conduite de la tranche 2 préparait le passage du réacteur en API SO (Arrêt Pour Intervention – suffisamment ouvert). Lors de leur visite en salle de commande, les inspecteurs ont remarqué la pose d'un événement de groupe 2 EAS1 sur le tableau des événements en cours, sans que soient précisés la conduite à tenir et le délai de repli.

Le CE a expliqué aux inspecteurs que cet événement avait été posé volontairement (mise en place de tappes sur aspiration EAS des vidanges piscine BR rendant partiellement indisponible EAS) afin de préparer le passage du réacteur de l'état API NSO en API SO.

Demande B5 – Je vous demande de veiller à ce que les éléments « délai de repli » et « conduite à tenir » soient systématiquement renseignés sur le tableau des indisponibilités en salle de commande lorsqu'un événement est posé volontairement ou involontairement.

Demande B6 – Les Spécifications Techniques d'Exploitation du palier CPY ne prévoient pas de prescriptions particulières pour la pose volontaire de l'évènement groupe 2 EAS 1 en API lors de l'ouverture directe cuve. Est-il prévu une évolution nationale des STE à ce sujet ?



Les intervenants du chantier démontage/remontage des TP/TH des GV ont fait remarquer aux inspecteurs qu'il était intéressant de séparer au niveau du RTR la phase démontage et la phase de remontage car la dose ambiante varie de manière significative entre ces deux phases.

Demande B7 - Je vous demande de m'informer de la suite que vous donnerez à cette demande.



C. Observations

C1. Lors de leur visite dans le BR le 6 mars 2007, les inspecteurs ont remarqué une forte odeur de « brûlé » vers le ventilateur RRM 003 ZV à +11m ;

C2. Sur le saut de zone de la porte 2JSW228QB située dans le BAN, les inspecteurs ont noté une absence de système de contrôle de contamination type MIP 10.

C3. Lors de la visite de chantiers du 6 mars 2007, les inspecteurs ont constaté que les plans de prévention affichés à l'entrée du SAS +8m du BR n'avaient pas été remis à jour depuis la semaine précédente.

C4. Le dossier de suivi d'intervention du chantier « Prestation Intégrée Cuve » ne fait pas apparaître la tâche du contrôle technique et qualité que réalise la société TUNZINI sur ses prestataires et notamment sur l'entreprise WENUTEC responsable de l'opération de dévissages des goujons.

C5. La phase de contrôle des joints des TP des GV demandée dans le DSI n'apparaît pas dans la gamme (ref. SYGMA15892).

☺

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas deux mois, excepté pour la demande A1. Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande, de 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
Le chef de la division d'Orléans,

Copies :
IRSN – DSR
ASN/DEP

Signé par : Nicolas CHANTRENNE.