



Division de Caen

Hérouville-Saint-Clair, le 7 mars 2012

N/Réf. : CODEP-CAE-2012-011765
Affaire suivie par : Camille de Mascureau
Tél. : 02.31.46.93.36
Fax : 02.31.46.50.43
Mel : camille.de-mascureau@asn.fr
CdM /AMG

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Paluel
BP 48
76450 PALUEL**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base.
Inspection n° INSSN-CAE-2012-0271 du 16 février 2012.

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 4 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection inopinée a eu lieu le 16 février 2012 au CNPE de Paluel, sur le thème de la « conduite normale ».

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 16 février 2012 portait sur l'organisation retenue par le CNPE de Paluel pour conduire les installations. Cette inspection a été consacrée à une visite de terrain des salles de commande et des bureaux de consignation des quatre réacteurs et à une vérification par sondage du respect des exigences définies en matière de conduite et de pilotage des installations.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en œuvre sur le site pour la conduite normale de l'installation semble globalement satisfaisante. Toutefois, l'exploitant doit porter une attention particulière sur la formalisation en salle de commande de la conduite à tenir des règles générales d'exploitation, le suivi par la conduite de quart des activités de maintenance en cours sur les réacteurs et la gestion des consignes temporaires d'exploitation. Cette inspection n'a pas fait l'objet de constat d'écart notable.

.../...

A. Demandes d'actions correctives

A.1 Formalisation de la conduite à tenir des RGE¹

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 3, les inspecteurs ont examiné le respect de la conduite à tenir des RGE et notamment des STE² relatives aux paramètres chimiques et radiochimiques au vu du défaut présumé d'étanchéité de la gaine d'un assemblage combustible dans le réacteur. Les inspecteurs ont constaté que la conduite à tenir par rapport à ces spécifications est relativement mal connue des agents de conduite de quart et est essentiellement portée par le laboratoire du site en charge de la plupart des actions à réaliser le jour de l'inspection. Néanmoins, l'action « arrêt du suivi de charge » est de la responsabilité des agents de conduite de quart : cette action semblait bien connue des agents le jour de l'inspection et était transmise lors des relèves mais n'était pas formalisée en tant que conduite à tenir au sens des RGE. Il a été indiqué qu'une évolution à venir des affichages en salle de commande permettra à terme, de bien prendre en compte la conduite à tenir par rapport aux RGE et notamment les STE relatives aux paramètres chimiques et radiochimiques.

Je vous demande de veiller à une formalisation adéquate en salle de commande de la conduite à tenir pour la conduite normale au titre de l'ensemble des RGE. Vous m'indiquerez les actions prévues en ce sens et ce qui a été mis en œuvre pour le cas cité.

A.2 Information du service conduite sur les activités de maintenance en cours

Lors de leur visite au bureau de consignations du réacteur n° 4, vos représentants ont indiqué que le service conduite réalisait des relances chaque semaine vers les services de maintenance afin de connaître les raisons pour lesquelles certains régimes de consignations restaient posés pendant des durées importantes et a priori supérieures à la durée prévue de l'intervention.

Je vous demande de veiller au bon niveau d'information du service conduite sur les activités de maintenance en cours nécessitant la pose d'un régime de consignations.

A.3 Gestion des CTE³

Lors de leur visite en salle de commande des réacteurs n° 3 et 4, les inspecteurs ont examiné par sondage les CTE mises en œuvre : il apparaît qu'un nombre relativement élevé de CTE sont mises en œuvre sur ces réacteurs. Les inspecteurs ont noté la présence de plusieurs CTE traitant la même problématique mais demandant des actions différentes :

- deux CTE traitent du défaut présumé d'une gaine de combustible sur le réacteur n° 3,
- deux CTE traitent de dysfonctionnements de capteurs de régulation du circuit ARE⁴ sur le réacteur n° 3,
- deux CTE traitent de l'indisponibilité partielle JP1 de la protection incendie sur le réacteur n° 4.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté la présence de la CTE n°2010-57 sur le réacteur n° 4 portant sur un mode opératoire pour l'utilisation d'enregistreurs depuis février 2011 et qui prévoit notamment l'intégration de ce mode opératoire dans la consigne de conduite F-CFI depuis un an.

Au vu de ces éléments, de l'exigence de réexamen périodique bimestriel des CTE et de l'exigence de ré-indiçage des CTE qui nécessitent une durée supérieure à quatre mois, les inspecteurs considèrent qu'un travail de mise à jour des CTE pour réduire leur nombre est à réaliser.

¹ RGE : règles générales d'exploitation

² STE : spécifications techniques d'exploitation

³ CTE : consigne temporaire d'exploitation

⁴ ARE : circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur

Je vous demande de réduire le nombre de CTE mises en œuvre en salle de commande notamment à l'occasion des réexamens périodiques de ces CTE. Vous m'indiquerez les actions entreprises pour les cas cités ci-dessus.

A.4 Validité des CTE

Dans la note de gestion des CTE de Paluel, référence D5310-IS/PRO-012, il est indiqué que la durée maximale d'une CTE est de deux mois, qu'il est nécessaire de la prolonger si besoin et éventuellement de la ré-indicer si elle est maintenue au delà de quatre mois.

Les inspecteurs ont relevé par sondage, sur le réacteur n°2, la présence de certaines Consignes Temporaires d'Exploitation (CTE) qui ont une durée de validité pour tout le cycle, notamment la CTE n°11/042 sur le circuit ASG⁵ qui date de juillet 2011 et qui n'a fait pas fait l'objet d'un ré-inciçage.

Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé par sondage, sur les réacteurs n° 3 et 4, la présence de certaines CTE qui ont une durée de validité pour tout le cycle, notamment les CTE 2010-507, 2011-83 et 2011-067 et qui n'ont fait pas fait l'objet d'un ré-inciçage.

Je vous demande, sur les 4 réacteurs, d'identifier les CTE en cours qui ont une durée supérieure à deux mois et de m'indiquer la stratégie retenue pour les gérer en cohérence avec votre note de gestion des CTE.

A.5 Régime intitulé « défaut d'isolement RCP20RS »

Lors de la visite au bureau de consignation du réacteur n°2, le régime 2 RM 73792 intitulé « défaut d'isolement RCP20RS » du 25 mars 2010 était toujours délivré à la date de l'inspection. Les inspecteurs ont cherché à connaître les actions menées pour remédier à ce défaut d'isolement. Dans votre base informatique de suivi des interventions, le chargé de consignation a trouvé un enchaînement de demandes d'intervention (DI) et d'ordres d'intervention (OI) mais qui étaient tous clôturés alors que le régime était toujours posé. Il n'a pas été porté à la connaissance des inspecteurs les actions prévues pour solutionner ce défaut.

Je vous demande de me présenter tant au plan technique qu'administratif (régime toujours en cours) les actions prévues pour clôturer cette affaire.

A.6 Dispositions et Moyens Particuliers

Les inspecteurs ont procédé par sondage à l'examen des DMP⁶. Selon votre Directive Interne n° 74 intitulée « définition et principes d'organisation pour la gestion des DMP et des MTI », les DMP sont posées et déposées en fonction de l'état du réacteur. Pour les DMP GEX 50 et KCO 51 qui datent respectivement du 11 juillet 2008 et du 24 mai 2007, l'historique des poses et déposes n'était pas présent et n'a pu être porté à la connaissance des inspecteurs. Les inspecteurs s'interrogent sur le fait que ces DMP soient davantage assimilables à des MTI.

Je vous demande de me préciser l'organisation mise en place pour la traçabilité des poses et déposes des DMP et de m'indiquer l'historique des poses et déposes des DMP GEX 50 et KCO 51 au cours de leur cycle de vie et de vous positionner quant à leur statut vis-à-vis de votre Directive Interne n°74.

⁵ ASG : circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur

⁶ DMP : Dispositions et Moyens Particuliers

A.7 Cohérence de traitement des dysfonctionnements de capteur

Lors de leur visite en salle de commande des réacteur n° 3 et 4, les inspecteurs ont constaté que le traitement des dysfonctionnements des capteurs de niveau du circuit ARE avait été réalisé de manière différente sur les réacteurs n° 3 et n° 4 :

- les actions à réaliser pour la prise en compte de ces dysfonctionnements sur le réacteur n° 3 sont formalisées dans des CTE mises à disposition des agents de conduite de quart et qui relatent notamment les dysfonctionnements. Des macarons sont présents sur les commutateurs de régulation par ces capteurs afin de rappeler aux opérateurs la nécessité de mettre en œuvre les CTE ;
- les actions à réaliser pour la prise en compte de ces dysfonctionnements sur le réacteur n° 4 sont formalisées de manière manuscrite sur des macarons posés sur les commutateurs de régulation par ces capteurs sans autre explication. Les inspecteurs considèrent cette pratique peu rigoureuse et ne permettant pas de connaître l'origine des actions à entreprendre.

Je vous demande de veiller entre les réacteurs 3 et 4 à la cohérence de traitement des dysfonctionnements de capteur qui ont un impact sur la conduite normale.

B. Compléments d'information

B.1 Régulation du niveau d'eau dans les générateurs de vapeur

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 3, les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre de la consigne dite « I-RAAR » à la suite d'oscillations du niveau d'eau constatées dans le GV⁷ n° 43 durant la nuit précédent l'inspection. Le jour de l'inspection, des diagnostics étaient en cours afin de connaître l'origine de ces variations de niveau qui est normalement régulé. Par ailleurs, les inspecteurs ont attiré votre attention sur la défiabilisation de la régulation du niveau d'eau dans les générateurs de vapeur sur le réacteur n° 3 mais également sur le réacteur n° 4 au vu des dysfonctionnements constatés sur plusieurs capteurs de niveau du circuit ARE.

Je vous demande de m'informer du résultats de vos investigations sur l'origine des oscillations du niveau d'eau constatées dans le GV n° 43 du réacteur n° 3 durant la nuit du 15 au 16 février 2012. Vous veillerez par ailleurs, à me fournir une analyse de sûreté sur le cumul des dysfonctionnements constatés sur les capteurs de niveau du circuit ARE des réacteurs n° 3 et 4.

B.2 Origine de l'apparition de l'alarme KRT12AA1

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 3, l'alarme dite « DOS⁸ » KRT12AA1 est apparue et a été traitée par les équipes de quart. Afin de ne pas perturber les agents, les inspecteurs ont suivi le traitement de cette alarme en observant les agents en situation de travail. Il apparaît que chaque agent a décliné sa procédure et que les agents se sont consultés afin de décider de la sortie des procédures DOS au vu du caractère à priori « fugitif » de l'alarme et des vérifications réalisées. Les inspecteurs ont noté la sérénité en salle de commande et les actions menées auprès des services par l'opérateur « pilote de tranche » en parallèle de l'application des procédures par les autres agents. Les inspecteurs se sont interrogés sur l'absence de débriefing collectif sur les actions réalisées à l'issue de la sortie du DOS. Vos représentants ont indiqué qu'ils n'avaient pas jugé nécessaire ce débriefing au vu du déroulement de l'événement et du caractère présumé « fugitif » de l'alarme.

⁷ GV : Générateurs de vapeur

⁸ DOS : Document d'Orientation et de Stabilisation

Je vous demande de m'indiquer le résultat de vos investigations sur l'origine de Palarme KRT12AA1 apparue le 16 février 2012 sur le réacteur n° 3. Vous m'indiquerez par ailleurs, les exigences associées à la sortie du DOS et les actions qui ont été entreprises pour les respecter.

B.3 Traitement de l'écart sur l'accumulateur 3RIS304BA

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 3, les inspecteurs ont examiné une CTE portant sur des actions à réaliser pour le remplissage d'un accumulateurs du circuit RIS⁹. Cette CTE est mise en oeuvre au vu d'une fuite suspectée sur l'accumulateur 3RIS304BA et demande des actions à prendre en compte dans le cadre du retour d'expérience d'un EIS¹⁰. Le jour de l'inspection, vos représentants n'ont pu fournir aucune information sur les actions à entreprendre pour investiguer sur l'origine de la fuite présumée de l'accumulateur en cours de cycle et/ou lors du prochain arrêt de réacteur afin notamment de résorber cet écart.

Je vous demande de m'informer des actions prévues pour traiter l'écart portant sur la fuite de l'accumulateur 3RIS304BA.

B.4 Traitement de l'écart sur la nature des joints en aval de vannes importantes pour la sûreté

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 3, les inspecteurs ont examiné une CTE portant sur la détection, dans le cadre d'une intervention de maintenance, de joints inadapés en aval de la vanne 4ASG401VV du circuit ASG. Selon cette CTE, un risque « d'effacement du joint avec projection de vapeur » est présent sur cette vanne mais également sur les vannes 3ASG401VV et 3ASG 402VV du réacteur n° 3. La CTE évoque les parades mises en œuvre pour la sécurité des travailleurs mais n'aborde pas le risque sur la sûreté lié à un éventuel effacement de ces joints. Vos représentants n'ont pu fournir une analyse de sûreté formalisée sur ce point lors de la journée d'inspection.

Je vous demande de me fournir l'analyse de sûreté du risque d'effacement des joints concernés. S'il se confirmait que cette analyse n'ait pas été formalisée dès la détection de l'écart, vous mettez en œuvre des actions préventives afin de réaliser systématiquement une analyse de sûreté lors de la détection d'écarts pouvant avoir un impact sur des matériels importants pour la sûreté.

B.5 Traitement pérenne des MTI¹¹

Lors de leur visite au bureau de consignations du réacteur n° 4, les inspecteurs ont examiné par sondage les MTI mises en œuvre sur le réacteur. Il se sont interrogés sur le traitement pérenne des MTI DVZ50, ABP54 et LHP50.

Je vous demande de me tenir informé du traitement pérenne des MTI DVZ50, ABP54 et LHP50 sur le réacteur n° 4 et de mettre à jour les MTI en conséquence.

⁹ RIS : circuit d'injection de sécurité

¹⁰ EIS : événement intéressant la sûreté

¹¹ MTI : Modification Temporaire de l'Installation

C. Observations

C1. Réorganisation en cours des équipes de conduite

Lors de leur visite des réacteurs n° 3 et n° 4, les inspecteurs ont constaté la présence d'un opérateur « pilote de tranche » gréé dans le cadre du projet d'exploitation en cours de déploiement sur ces réacteurs. Au vu de ses activités le jour de l'inspection, les inspecteurs considèrent que ce poste constitue une bonne pratique pour la sûreté des réacteurs.

C.2 Capteur de niveau de l'accumulateur 4RIS304BA

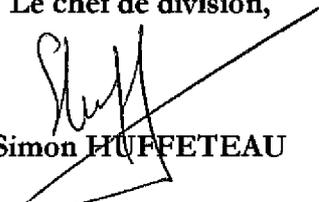
Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 4, les inspecteurs ont examiné une CTE portant sur un dysfonctionnement des capteurs de niveau de l'accumulateur 4RIS304BA du circuit RIS. Ils ont formulé plusieurs demandes de compléments directement auprès de vos services après inspections. Au vu des éléments fournis, une inspection réactive a été réalisée par l'ASN le 6 mars 2012 sur ce sujet.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas **deux mois**. 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 directeur général de l'ASN et par délégation,
Le chef de division,**


Simon HUFFETEAU

Copies internes :

- Division de Caen :
 - CdM/PiC/LS/SG
 - Classement VDS
 - Chrono
 - Revue de Contrôle

Copies externes :

- IRSN/FAR :
 - M. le Directeur de la DSR :
 - lene.bilde@irsn.fr;
 - jad.el-masri-alfadir@irsn.fr

PAR MAIL :

- CNPE Paluel :
- christophe.limon@edf.fr
- michelle.leroy@edf.fr
- Clm.paluelpenly@cg76.fr

