



**DIRECTION REGIONALE DE L'INDUSTRIE,  
DE LA RECHERCHE ET DE L'ENVIRONNEMENT  
BASSE-NORMANDIE**

**Division de Caen**

Hérouville-Saint-Clair, le 04/11/2003

Monsieur le Directeur  
du CNPE de FLAMANVILLE  
B. P. n° 4  
50340 LES PIEUX

**OBJET** : Contrôle des installations nucléaires de base.  
Inspection n° 2003-12004 du 27 août 2003.

**N/REF** : DSNR CAEN/0904/2003

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, une inspection annoncée a eu lieu le 27 août 2003 au Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Flamanville.

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 annoncée réalisée le 27 août 2003 sur le site de Flamanville a été consacrée aux systèmes de contrôle volumétrique et chimique (système RCV) et d'appoint d'eau et bore (système REA) du circuit primaire principal. Cette inspection a permis de contrôler les actions de maintenance et de réparation réalisées sur les matériels de ces systèmes. Une attention particulière a été portée sur l'organisation en place sur le site pour le suivi des anomalies matérielles.

Les inspecteurs ont principalement retenu de cette inspection :

- l'absence de réalisation de bilans « fonctions » et/ou « matériels » pour les systèmes REA et RCV mais la réalisation notamment d'analyses de tendances à l'issue des opérations de maintenance ;
- l'identification de matériels sujets à défaillances récurrentes : vannes de fourniture SIERS ou clapet RCV 276 VP d'isolement enceinte de fourniture VELAN RATEAU ;

... / ...

- l'insuffisance a priori de la sensibilisation des agents d'Electricité de France ou des agents prestataires à la qualification des matériels aux conditions accidentelles ;
- la volonté du site de reconduire en 2004 une organisation pourtant non satisfaisante mise en place en 2003 pour l'arrêt programmé du réacteur n°1 ;
- l'initiative prise par le CNPE de ne pas appliquer strictement les spécifications techniques d'exploitation en vigueur, sans information de l'Autorité de sûreté, ni même accord formalisé des services centraux d'Electricité de France.

## A. Demandes d'actions correctives

### **A.1. Evénements des 11 mai 2003 et 25 mai 2001**

A la demande des inspecteurs, vous avez présenté les événements survenus le 11 mai 2002 sur le réacteur n°1 et le 25 mai 2001 sur le réacteur n°2. Dans les deux cas, vous avez été confrontés à un problème d'interprétation des spécifications techniques d'exploitation. L'événement du 11 mai 2003 est relatif à un non-respect du volume requis « REA bore » lorsque le réacteur est à l'arrêt et refroidi par les générateurs de vapeur avec une concentration en bore supérieure à la concentration en bore en arrêt à froid. L'événement du 25 mai 2001 est relatif à l'absence de pose d'une condamnation administrative pour engager le repli du réacteur à 6 bar et 50°C (sortie « REA eau » condamnée fermée) lorsque le réacteur est connecté au circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt.

Dans les deux cas, vous avez traité seul ce problème d'interprétation des spécifications techniques d'exploitation (traitement en local par des comités) en établissant des fiches « question-réponse » sans requérir de position formalisée de vos services centraux. Aussi, la démarche sur le plan organisationnel est-elle critiquable.

S'agissant du premier événement, une demande de dérogation aux spécifications techniques d'exploitation aurait dû être formulée à l'Autorité de Sûreté (demande qui était générique pour le parc).

S'agissant du second événement, il faut noter que votre interprétation et votre analyse sont erronées. Les conclusions techniques sont toutefois valides et corrigent un certain flou dans les spécifications techniques d'exploitation.

Le passage au palier technique et documentaire des spécifications techniques d'exploitation lors de l'arrêt du réacteur n°1 en 2003 formalise les choix que vous avez ainsi effectués localement par « anticipation » dans le cadre du traitement de ces deux événements.

**Je vous rappelle que de façon générale, lorsque vous êtes confrontés à un problème d'interprétation des spécifications techniques d'exploitation, un contact formalisé avec les services centraux d'Electricité de France et une information de l'Autorité de sûreté sont nécessaires.**

**Je vous demande par ailleurs de me transmettre une copie des fiches question-réponse traitant de problème d'interprétation des spécifications techniques d'exploitation, s'il en existe d'autres, quel que soit le système concerné.**

### **A.2. Retours d'expériences technique et organisationnel**

Le chef du Service Maîtrise des Arrêts de tranche (SMA) a précisé aux inspecteurs que si le retour d'expérience technique à l'issue des arrêts de réacteurs, de responsabilité métiers, n'était pas systématique, le retour d'expérience organisationnel, de responsabilité SMA, était bien effectué.

Il ressort principalement de ce retour d'expérience organisationnel que les agents du CNPE affectés à un arrêt ne sont plus du tout disponibles dans les services. Aussi, vous jugez que l'organisation en place pour l'arrêt programmé du réacteur n°1 en 2003, issue du retour d'expérience négatif de la préparation des arrêts précédents (arrêts de 2000 et de 2001, les arrêts pour simple rechargement de 2002 ayant été mieux préparés selon vous), n'est pas satisfaisante. Malgré tout, vous envisagez de maintenir cette organisation pour l'arrêt programmé de 2004.

**Je vous demande de me communiquer un point précis du retour d'expérience organisationnel de l'arrêt programmé du réacteur n°1 en 2003. Vous m'apporterez la justification du maintien pour l'arrêt programmé de 2004 de l'organisation mise en place dans le cadre de cet arrêt alors que vous la jugez non satisfaisante. Le cas échéant, des propositions d'amélioration devront être formulées. Les échéances de mise en application de ces propositions me seront communiquées.**

### **A.3. Analyses de risques associées aux interventions sur les matériels REA ou RCV**

Les inspecteurs ont consulté l'analyse de risques « ADR 35-RCV » relative aux interventions sur le moteur RCV 172 MO et les robinets RCV 232 et 264 VP. Ils ont noté l'inexactitude de la mention relative au risque non existant de remise en cause de la qualification du matériel, le moteur RCV 172 MO notamment étant qualifié aux conditions accidentelles. Vous avez alors précisé qu'il s'agissait d'un problème d'édition de l'analyse de risques.

**Je vous demande de prendre sans délai les dispositions nécessaires pour que la sensibilisation du personnel EDF et prestataire à la qualification des matériels aux conditions accidentelles soit effective et perceptible au travers des dossiers d'intervention et notamment des analyses de risques.**

### **A.4. Evénement du 4 septembre 2001 sur le réacteur n°2**

A la demande des inspecteurs, vous avez présenté l'événement survenu le 4 septembre 2001 sur le réacteur n°2. Lors d'un essai périodique, un niveau vibratoire hors critère a été relevé sur la pompe RCV 172 PO. L'origine du niveau vibratoire élevé résidait dans le blocage d'un accouplement suite à une fuite d'huile. La cause identifiée de cette fuite est le non-respect du temps de séchage de la pâte d'étanchéité avant mise en huile de l'accouplement (non-respect d'une procédure d'intervention).

**Je vous demande de prendre sans délai les dispositions nécessaires pour que les actions de vérification et de contrôle soient correctement réalisées et tracées dans le cadre des interventions que vous menez sur les matériels.**

## **B. Compléments d'information**

### **B.1. Fonctionnement des systèmes REA et RCV**

Si aucun bilan « matériels » sur les systèmes REA et RCV n'est effectué, une analyse de tendance est menée par la section Méthodes (automaticiens et électriciens) sur la base des résultats de toutes les opérations de maintenance réalisées.

**Je vous demande de me préciser le mode de formalisation et de validation ainsi que l'utilisation que vous faites des analyses de tendance menées par le service Automatismes à l'issue des opérations de maintenance sur les matériels des systèmes REA et RCV.**

## **B.2. Vannes SIERS REA 023 et 024 VB**

Les vannes REA 023 et 024 VB de fourniture SIERS font l'objet de défaillances récurrentes depuis 1996. La vanne REA 023 VB du réacteur n°1 a ainsi fait l'objet d'un réglage de fin de course en 2002.

Vous avez par ailleurs indiqué que vous teniez à jour un tableau de suivi des robinets sujets à visites internes « chroniques » (environ 40 robinets concernés par réacteur).

**Je vous demande de me communiquer un bilan des défaillances récurrentes observées sur les vannes SIERS depuis 1996. Ce bilan devra mettre en évidence l'origine de ces défaillances, leur impact sur la sûreté des réacteurs et les actions correctives engagées.**

## **B.3. Organes d'étanchéité de l'enceinte des réacteurs**

Le clapet RCV 276 VP de fourniture VELAN RATEAU est testé à chaque arrêt de réacteur dans le cadre des tests d'étanchéité menés sur chacune des enceintes de confinement.

Depuis 1999, des fuites supérieures à la valeur admissible de 10 Nm<sup>3</sup>/h ont été observées sur le clapet RCV 276 VP du réacteur n°2. Des visites complètes de ce matériel ont été entreprises, la dernière visite ayant révélé le marquage de son battant. Une expertise du clapet est prévue au prochain arrêt du réacteur n° 2.

**Je vous demande de me communiquer le résultat de l'expertise qui sera réalisée sur le clapet RCV 276 VP du réacteur n°2 lors de son arrêt programmé de 2004. Plus généralement, s'agissant des organes inétanches associés aux enceintes de confinement des réacteurs n°1 et 2, vous devrez mener des investigations visant à déterminer l'origine de ces fuites (notamment les défauts matériels récurrents) et définir les actions correctives à réaliser.**

## **B.4. Température des locaux renfermant du bore**

Vous avez indiqué aux inspecteurs que des actions étaient entreprises sur les capteurs analogiques impliqués dans la surveillance de la température des locaux renfermant du bore. Une demande de modification locale visant à améliorer la surveillance de la température dans les locaux a ainsi été validée en comité de direction le 1<sup>er</sup> juillet 2003. Elle consiste à déplacer si nécessaire les stats de sorte que les valeurs qu'ils donnent soient bien représentatives de la température ambiante dans le local (déplacement des stats à proximité des capteurs de température).

Il faut noter également le traitement en cours d'un dossier national relatif à l'abaissement du seuil de température minimale à 20°C dans les locaux renfermant du bore (lié à la relaxation de la valeur de la concentration en bore dans les bâches des locaux bore) ainsi que la mise en place de convecteurs supplémentaires dans le cadre de l'affaire « grands froids ». Le jour de l'inspection, l'intégration de ce dossier national était cours sur le réacteur n°1 et programmé en semaine 38 sur le réacteur n°2.

**Je vous demande de me communiquer le bilan d'avancement de l'intégration de la modification locale relative à la surveillance de la température dans les locaux bore (modification touchant les capteurs analogiques). Vous m'indiquerez par ailleurs l'état de réalisation des modifications nationales liées à l'abaissement du seuil de température minimale dans les locaux bore et à l'ajout de convecteurs supplémentaires dans le cadre de l'affaire « grands froids ».**

C. Observations

RAS.

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 et par délégation,  
Le chef de division,

SIGNE PAR

Franck HUIBAN