

Lyon, le 15 février 2010

N/Réf. : CODEP-LYON-2010-009060

Monsieur le directeur
EDF - CNPE de Cruas-Meysses
BP 30
07 350 CRUAS

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base
Centre nucléaire de production d'électricité de Cruas, INB n°111 et 112
Inspection n° INS-2009-EDFCRU-0006 du 15 décembre 2009 «Systèmes de contrôle-commande de protection KRG, RPR et RPN »
- Réf. :** Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 4 et 40

Monsieur le directeur,

Dans le cadre de la surveillance des installations nucléaires de base prévue à l'article 40 de la loi citée en référence, une inspection annoncée a eu lieu le 15 décembre 2009 au centre nucléaire de production d'électricité de Cruas sur le thème «Systèmes de contrôle-commande de protection ».

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 constatations, demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 15 décembre 2009 portait sur les systèmes de contrôle-commande et de protection des réacteurs.

L'inspection a donné lieu à deux constats notables, liés au non respect de dispositions identifiées dans les procédures internes du site relatives à la mise en œuvre de dispositifs et moyens particuliers sur les systèmes classés de sûreté et au traitement de l'obsolescence des matériels classés de sûreté. Les inspecteurs ont également constaté que le contenu et la qualité des documents opérationnels examinés au bureau des consignations administratives n'étaient pas satisfaisants.

A. Demandes d'actions correctives

Processus de traitement de l'obsolescence des matériels classés de sûreté mis en œuvre par le CNPE

Les inspecteurs ont pu constater que l'obsolescence du commutateur de choix des chaînes neutroniques de puissance du système de mesure de la puissance nucléaire (RPN) a été détectée, et a ensuite fait l'objet de la fiche SAPHIR n°9944611 du 28 septembre 2009. Outre l'analyse de sûreté associée à cette fiche qui n'a pas pu être présentée aux inspecteurs, votre note interne traitant du processus d'obsolescence des matériels (réf. D5180/NE/EF/06106) précise que cette information doit être communiquée à l'Unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF pour être intégrée dans le fichier national géré par cette entité, ce qui n'a pas été réalisé.

Demande A1 : Je vous demande de communiquer les raisons de l'absence d'identification du matériel déclaré comme obsolète par le CNPE dans le fichier national d'obsolescence des matériels géré par EDF/UTO et le traitement retenu pour cet écart.

Demande A2 : Je vous demande également de présenter les actions correctives que vous mettrez en œuvre pour traiter les écarts concernant la non-réalisation d'une analyse de sûreté associée à chaque fiche SAPHIR.

∞

Dispositifs et moyens particuliers, et modifications temporaires de l'installation mis en œuvre sur les systèmes classés de sûreté

Lors de leur visite au bureau des consignations administratives, les inspecteurs ont pu constater que le dispositif et moyen particulier (DMP) mis en œuvre sur le matériel classé de sûreté (IPS) repéré 3 RPN 409 AA (régime de consignation 8 RC 30623) n'a pas fait l'objet d'une analyse de sûreté telle que prescrite par votre directive interne (DI) n°74 et votre note interne réf. D5180/NE/EA/04085. Plus généralement, les inspecteurs ont constaté que de nombreux DMP ou modifications temporaires de l'installation (MTI) mis en place sur des systèmes IPS ne présentaient aucune analyse permettant de s'assurer que leur mise en œuvre n'induisait aucune régression du niveau global de sûreté de l'installation, ou ne présentaient aucune date de dépose, ce qui n'est pas conforme à votre DI n°74. Les inspecteurs ont notamment relevé des écarts sur les DMP/MTI mis en œuvre sur les matériels suivants :

- 2 RPN 10 MA ;
- 2 RIC 033 MT ;
- 2 RCV 002 MT ;
- 2 RIC 017 MT ;
- 2 DVC 006 AA.

Demande A3 : Je vous demande d'expliquer les raisons de ces écarts à l'application de votre directive interne n°74. Vous présenterez également les actions correctives que vous mettrez en œuvre afin de vous conformer à cette directive pour l'ensemble des DMP et MTI mis en œuvre sur les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas.

☺

B. Demandes de compléments d'information

Déclaration de modifications matérielles en application de l'article 26 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007

L'examen par les inspecteurs du régime n°8 RC30623 lié à la pose d'un DMP sur le matériel classé de sûreté 3 RPN 409 AA n'a pas fait l'objet d'une déclaration de modification à l'ASN en application de l'article 26 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007.

Demande B1 : Je vous demande de présenter l'analyse qui a permis de conclure au fait que la mise en œuvre de ce dispositif n'était pas redevable d'une déclaration de modification en application de l'article 26 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007.

Demande B2 : plus généralement, pour chacun des DMP ou MTI mis en œuvre sur les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas, je vous demande de réexaminer le cadre réglementaire associé à la mise en œuvre de ces dispositifs, et de présenter vos conclusions à l'issue de ce réexamen.

☺

Traçabilité des actions de formation des agents

Vous avez décidé de mettre en œuvre des actions de formation interne des agents du service « SAE » au titre des actions correctives définies à la suite de l'événement significatif pour la sûreté survenu le 24 janvier 2008. Cependant, vous n'avez pas pu présenter aux inspecteurs la preuve que cette formation avait bien été réalisée.

Demande B3 : je vous demande de présenter les éléments attestant la mise œuvre de cette formation.

☺

Concernant la protection des systèmes classés de sûreté contre la foudre, l'ASN note que, en dépit de la mise en œuvre des actions issues des conclusions de l'analyse parc n°03-012, un nouveau coup de foudre survenu sur la centrale le 19 août 2009 vous a de nouveau conduit à déclarer un événement significatif pour la sûreté. Par ailleurs, vous avez indiqué aux inspecteurs que les préconisations issues de cette analyse parc n'étaient visiblement pas suffisantes pour assurer la protection du site face à ce phénomène. Enfin, vous avez indiqué qu'un rapport d'essais sur cette problématique serait diffusé au premier trimestre 2010 (essais réalisés à la centrale du Blayais).

Demande B4 : je vous demande de présenter, au plus tard en juin 2010, les nouvelles mesures préventives ou correctives que vous mettrez en œuvre sur la centrale de Cruas au vu des résultats des essais sus-mentionnés.

C. Observations

C1. Lors de la réunion de bilan des essais de l'arrêt du réacteur 1 de Cruas du 29 septembre 2009, le dysfonctionnement du commutateur 1 RPA 069 CC du panneau de repli, a fait l'objet de discussions entre vos représentants et ceux de l'ASN. Ce dysfonctionnement, à savoir la difficulté de le manœuvrer, a été découvert lors d'un essai périodique réalisé sur la voie A le 7 août 2009 (EPC « RPR »). L'essai en question, d'une périodicité de 2 mois, consiste à simuler des ordres d'action par stimulation électrique. Durant cet essai, il est demandé lors de la séquence 23 de manœuvrer ce commutateur.

Le bon fonctionnement de ce commutateur est un critère A listé dans la section 4 du chapitre IX, qui est vérifié, voie A, par l'EPC RPR 023 (« EP RPR 2 »). En effet, l'impossibilité de manœuvrer ce commutateur rend possible, en cas d'incendie en salle de commande, l'émission d'un ordre de déclenchement intempestif de l'injection de sécurité. Cet EPC, de périodicité 3 rechargement, a été réalisé la dernière fois en 2008 et a été déclaré satisfaisant.

Cette question a fait l'objet d'une information de votre part par courrier en date du 14 août 2009. Vous avez également précisé que la remise en l'état du commutateur interviendrait au plus tôt à l'occasion d'un arrêt fortuit, et, au plus tard, à l'occasion du prochain arrêt pour rechargement prévu en juin 2010.

Vous justifiez le maintien en l'état du commutateur par :

- le fait que la consigne I14, qui permet d'amener et de stabiliser le réacteur dans un état sûr à partir du panneau de repli, gère déjà un départ intempestif de l'injection de sécurité ;
- la rédaction d'une instruction temporaire de sûreté (ITS) pour l'application de la consigne I14 qui permet d'intervenir en local sur ce commutateur dans un délai restreint.

Or lors de l'inspection, les inspecteurs de l'ASN ont demandé à ce que soit simulé un départ de feu dans la salle de commande du réacteur n° 1 afin de vérifier comment est géré le dysfonctionnement du commutateur.

Ce test a permis de constater que :

- l'intervention des automaticiens sur ce commutateur conformément à l'ITTS, a nécessité un temps qui dépassait largement l'estimation annoncée (les intervenants ont mis 50 minutes pour arriver sur les lieux auxquels doivent s'ajouter 30 minutes d'intervention) ;
- la gestion d'un ordre de déclenchement de l'injection de sécurité provenant de la salle de commande par la consigne I14 s'est avérée être délicate.

A la suite de ces constats, j'ai bien noté que le remplacement du commutateur 1 RPA 069CC, a finalement été réalisé, réacteur en puissance, le 28 janvier 2010.



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 ce qui concerne la demande B4 (réponse demandée pour juin 2010). Pour les engagements que vous seriez amené à prendre, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, le service responsable de sa réalisation et l'échéance associée.

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,
l'adjoint au chef de la division de Lyon**

SIGNE : Olivier VEYRET

