

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2016-032735

Orléans, le 10 août 2016

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

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Dampierre-en-Burly - INB n° 85  
Inspection n° INSSN-OLS-2016-0736 du 8 août 2016  
« Réactive suite à événement du 4 août 2016 sur échangeurs RRI/SEC »

**Réf. :** [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) précisées en référence [1] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection inopinée a eu lieu le 8 août 2016 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Réactive suite à événement du 4 août 2016 sur échangeurs RRI ».

Veillez trouver, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

### Synthèse de l'inspection

Les personnels du réacteur n°4 du CNPE de Dampierre-en-Burly ont connu, durant la nuit du 4 au 5 août 2016, une indisponibilité simultanée des deux files d'échangeurs RRI/SEC, permettant de refroidir le système de réfrigération intermédiaire du réacteur (RRI) à partir de la source froide (SEC). L'inspection avait pour but d'examiner les circonstances de cet événement, sa chronologie et sa gestion, en rencontrant certains des acteurs ayant vécu la situation.

Cet événement est toujours en cours d'analyse par EDF. Les inspecteurs de l'ASN notent d'ores et déjà que le référentiel EDF ne couvre pas la situation rencontrée, qui va au-delà des cas de situation dégradée prévus aux spécifications techniques d'exploitation (STE) sans pour autant vous conduire à entrer dans les consignes incidentelles / accidentelles (CIA) du chapitre VI de vos règles générales d'exploitation (RGE).

.../...

Les inspecteurs ont également relevé qu'il existe une forte discontinuité entre les deux outils mis à votre disposition pour déterminer le niveau d'encrassement de vos échangeurs de chaleur RRI/SEC, conduisant à les déclarer indisponibles juste au-dessus de 7,5 MW de puissance thermique échangée alors qu'ils étaient vus peu encrassés juste en-dessous de 7,5 MW échangés.

Les inspecteurs relèvent que les décisions prises pour gérer cette situation vous ont permis de retrouver la disponibilité totale de vos matériels dans des délais conformes aux STE, ne vous conduisant pas à replier la tranche, y compris en corrigeant l'heure à laquelle vous avez daté le début de l'événement, que les inspecteurs considèrent trop tardive.

## **A. Demandes d'actions correctives**

### Horaires de pose de l'événement RRI 6

Vos réacteurs sont équipés de deux voies RRI composées chacune de deux échangeurs capables d'assurer individuellement 50% du refroidissement et dénommés « échangeurs 50% » dans les STE. Ces STE prévoient que l'événement de groupe 1 « RRI5 » soit posé lorsque vous avez une voie RRI indisponible et « RRI6 » lorsque vous avez une voie RRI indisponible plus un échangeur 50% ou une pompe (RRI ou SEC) indisponible sur l'autre voie.

Le 4 août 2016 à 12h30, l'ingénieur sûreté relève lors de son évaluation de sûreté quotidienne que votre baie informatique SAPA, prévue pour comparer l'encrassement réel de vos échangeurs à leur encrassement admissible, indique une marge nulle conduisant à considérer les deux échangeurs de la voie A indisponibles au sens des STE. L'événement RRI5 n'est posé qu'à 14 heures après caractérisation de l'écart.

Compte tenu d'un essai périodique ininterrompu, en cours sur le système de protection du réacteur (RPR), la voie B ne peut être mise en route qu'à 21 heures (en même temps est lancé le nettoyage de l'un des échangeurs de la voie A). A l'issue de la période de stabilisation nécessaire pour pouvoir tester l'encrassement de la voie B, la marge nulle constatée vous conduit à considérer également la voie B indisponible à partir de 22 heures.

Après nettoyage et requalification de l'échangeur de la voie A, vos agents considèrent qu'ils se retrouvent exactement dans les conditions prévues par l'événement RRI6 avec une voie complète plus un échangeur 50% indisponibles. L'événement RRI6 est posé à 0h30.

L'ASN considère qu'avec deux voies indisponibles, soit quatre échangeurs 50%, vous étiez *a fortiori* dans les conditions de l'événement RRI6 (3 échangeurs 50% indisponibles) dès 22 heures.

**Demande A1 : je vous demande de considérer, dans votre analyse de cet événement, que la conduite à tenir de l'événement RRI6 doit être appliquée dès 22 heures.**

A 0h55 du matin le 5 août 2016, vous engagez le nettoyage du second échangeur de la voie A et la stabilisation des paramètres pression et température du circuit primaire (pression de 142 bars et température de 265°C). Vous avez en effet estimé à ce moment-là, compte tenu de la pose de l'événement RRI6 à 0h30, que même en cas d'aléa ou de glissement de planning lié au nettoyage, vous seriez en mesure d'atteindre les conditions de l'état de repli prévu aux STE dans le délai imparti : la conduite à tenir liée à la pose de l'événement RRI6 est de « *baisser la pression et la température du circuit primaire aux conditions de connexion du RRA sous 8 heures* ».

.../...

La disponibilité de la voie A est retrouvée à 4h57 du matin, soit 6h57 après l'heure de pose de l'événement RRI6 considérée par l'ASN.

**Demande A2 : je vous demande de vérifier si la baisse de pression et de température du circuit primaire aux conditions de connexion du RRA était encore possible en une heure et trois minutes, à partir des valeurs de pression et température mentionnées ci-dessus. Vous tiendrez compte de cette réponse, dans l'analyse de l'événement, vis-à-vis d'un potentiel non-respect de la conduite à tenir associée à l'événement RRI6.**

La voie B a été considérée indisponible dès 22 heures mais la décision de poser l'événement RRI5 associé n'a été prise qu'à 4h57. Rétroactivement, la pose a bien été datée, sur le cahier de quart, le 4 août à 22 heures.

**Demande A3 : je vous demande d'analyser les raisons de la pose tardive de l'événement RRI5, de la non prise en compte de l'événement RRI6 dès 22 heures ainsi que le cumul des événements RRI5 et RRI6 entre 0h30 et 4h57.**

**Demande A4 : je vous demande de déclarer à l'ASN un événement significatif pour la sûreté et d'intégrer les réponses à ce courrier dans le rapport d'événement.**

∞

## **B. Demandes de compléments**

### *Marge à l'encrassement calculée par la baie informatique SAPA*

Les inspecteurs ont contrôlé les gammes des essais périodiques réalisés avant l'événement aux différents changements d'état de la chaudière pour contrôler le niveau d'encrassement de vos échangeurs RRI/SEC. Tous les essais réalisés avant d'atteindre une puissance thermique échangée de 7,5 MW étaient satisfaisants. Ces essais s'appuient sur des critères physiques de température et de pression (température RRI en aval de l'échangeur et débit SEC de la source froide).

Au-delà des 7,5 MW de puissance thermique échangée, votre référentiel vous demande de prendre en compte l'état d'encrassement indiqué par votre baie informatique SAPA. Les valeurs mesurées après 7,5 MW sur la baie SAPA vous ont conduit à considérer les échangeurs indisponibles alors que les critères physiques mesurés avant 7,5 MW vous avaient permis de statuer sur la validité de la capacité d'échange des échangeurs RRI/SEC.

Les inspecteurs ont pu noter que le calcul réalisé par la baie SAPA semble prendre en compte des incertitudes (ou une marge) importantes. En effet, lors des fonctionnements à faible puissance échangée, la valeur lue d'encrassement admissible est supérieure à la valeur lue d'encrassement réel ; pourtant le calcul réalisé par la baie SAPA donne un résultat de marge négative, obligeant à conclure à l'indisponibilité des échangeurs.

Dans l'état actuel de votre référentiel, vous indiquez qu'il ne vous est pas possible de réaliser, avant l'atteinte effective des critères d'encrassement, un nettoyage chimique préventif de vos échangeurs (nécessitant d'indisponibiliser volontairement des matériels requis par les STE), sans demande explicite d'autorisation auprès de l'ASN.

.../...

**Demande B1 :** je vous demande de statuer sur la capacité réelle d'échange des deux files RRI/SEC de Dampierre 4, avant les nettoyages chimiques des échangeurs réalisés les 4 et 5 août 2016, afin de vous assurer de la cohérence de la marge à l'encrassement fournie par la baie SAPA.

**Demande B2 :** je vous demande de vous rapprocher de vos services centraux et de m'indiquer, au titre du retour d'expérience de cet événement, les actions qui vont être engagées pour supprimer cet effet de seuil et fiabiliser la mesure d'encrassement des échangeurs RRI/SEC à faible puissance thermique échangée.

**Demande B3 :** je vous demande de m'indiquer si, autour de 7,5 MW de puissance thermique échangée par RRI, le calcul réalisé par la baie SAPA est effectivement trop conservatif ou si, au contraire, il prend en compte des cas de figure incidentels que le calcul par les critères physiques ne prend pas en compte, ce qui vous conduit à sous-estimer la capacité d'échange de RRI/SEC dans l'état AN/GV sous 7,5 MW thermiques échangés.

L'affaire PNPP 1086 « Suivi automatique d'encrassement des échangeurs », via l'application SAPA, s'inscrit sur les réacteurs du CPY dans le cadre des études de déclinaison du référentiel « Grands chauds ».

L'impact de cette modification sur le chapitre IX des RGE se situe au niveau de la vérification de la capacité d'échange des échangeurs RRI/SEC réalisé par la méthode de calcul de la marge à l'encrassement pour les tranches en RP ou en AN/GV avec une puissance à échanger supérieure à 7,5 MW.

En outre, cette modification a pour but d'optimiser le nombre de nettoyages des échangeurs RRI/SEC.

**Demande B4 :** je vous demande de vous rapprocher de vos services centraux afin d'établir un retour d'expérience de la mise en application de la modification PNPP 1086 sur les réacteurs CPY, en précisant notamment les éventuels dysfonctionnements qui auraient pu être observés sur la baie SAPA à faible puissance thermique échangée. Ce retour d'expérience précisera en particulier le nombre annuel de nettoyages des échangeurs RRI/SEC réalisés avant et depuis la mise en application de la baie SAPA sur les réacteurs du CPY.

∞

### Gestion de l'événement

Les inspecteurs ont constaté que vous vous étiez trouvé, formellement, au-delà de la dernière situation dégradée prévue par vos STE, sans pour autant qu'aucun des critères d'entrée dans vos procédures de conduite incidentelle / accidentelle (CIA), appelées par le chapitre VI de vos RGE, ne soit atteint. Les inspecteurs ont noté que vous aviez tenté malgré tout, sans résultat, de les appliquer.

**Demande B5 :** je vous demande de vous rapprocher de vos services centraux et de m'indiquer, au titre du retour d'expérience de cet événement, les actions qui vont être engagées pour intégrer dans vos RGE la situation rencontrée.

.../...

Le relevé de décision n°2016/31/n°03 du 4 août 2016 trace la « stratégie de nettoyage de la source froide de la tranche 4 » afin de revenir dans une situation conforme aux STE. La décision de la Direction, après écoute des arguments du Chef d'Exploitation du service conduite et de ceux de l'Ingénieur Sûreté était la suivante :

*« Suite aux positions CE et IS, je retiens que la priorité est d'enclencher le nettoyage d'un demi-échangeur RRI voie A. Pour cela, il est demandé de réduire la puissance thermique à extraire par RRI puis basculer sur la voie B dans la configuration d'un EPC RRI 070. En cas de marge négative, je demande le repli de la tranche afin d'avoir une puissance à évacuer par le RRI compatible avec la capacité d'échange »*

Les inspecteurs notent que l'EPC RRI 070 réalisé à 22 heures donne une marge négative. Le CE demande à poursuivre la demande issue du relevé de décision en baissant seulement, dans un premier temps, la température (à pression constante) puis, dans un deuxième temps, simultanément la pression et la température. Ces actions n'ayant pas, ou ayant peu, d'effet sur la puissance à évacuer, le réacteur est stabilisé à 265°C et 142 bars alors que la puissance thermique minimale échangée par RRI est relevée à 8,2 MW.

**Demande B6 : je vous demande de m'indiquer pourquoi le repli de la tranche a été interrompu avant 0h55, sans nouveau relevé de décision formalisé, alors que la puissance à évacuer par le RRI n'est redevenue compatible avec la capacité d'échange qu'à 4h57 lorsque la marge SAPA a de nouveau été relevée positive.**

∞

### **C. Observations**

C1 : Les inspecteurs ont noté que vous n'aviez pas envisagé l'arrêt des pompes du système SEN dans votre stratégie de traitement de l'événement.

C2 : Les modalités d'information de l'ASN par le CNPE, lors de la phase d'analyse d'un événement, méritent d'être clarifiées.

C3 : Les inspecteurs ont apprécié la richesse des analyses menées individuellement par le Chef d'Exploitation et l'Ingénieur Sûreté. Le début de confrontation engagé lors de l'inspection a d'ores et déjà fait ressortir des problématiques méritant d'être investiguées.

∞

Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L.125-13 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'assurance de ma considération distinguée.

L'adjoint au Chef de la division d'Orléans

Jacques CONNESSON

Copie externe

- IRSN/SSREP : Tiphaine FELDNER, Manuel LAMBERT

Copie interne (électrique ou SI)

- . ASN/DCN : Jean-Dominique LOISEAU