

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2020-01160

Orléans, le 6 janvier 2020

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 (réacteur n°3)
Inspection inopinée n° INSSN-OLS-2020-0762 du 2 janvier 2020
« Inspection réactive suite à évènements : deux arrêts automatiques (AAR) survenus sur le réacteur 3 fin décembre 2019 »

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 2 janvier 2020 au CNPE de Dampierre-en-Burly sur le thème « Inspection réactive » suite à la survenue de deux arrêts automatiques du réacteur n° 3 fin décembre 2019.

Je vous communique, 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

L'inspection réactive du 2 janvier 2020 faisait suite à plusieurs évènements significatifs survenus entre le 20 et le 22 décembre 2019 en lien avec deux arrêts automatiques du réacteur n° 3 (AAR).

L'inspection avait pour objet essentiel d'analyser le processus mis en place par le CNPE pour gérer ces incidents. Pour cela, les inspecteurs ont demandé à l'exploitant de dérouler la chronologie des évènements et les actions associées et, enfin, de présenter les procédures déclinées pour conduire le réacteur vers un état sûr.

Au vu de cet examen par sondage, les inspecteurs ont pu reconstituer la chronologie des évènements et analyser les différentes actions mises en œuvre par le CNPE de Dampierre pour gérer les aléas rencontrés.

La transparence du site et la disponibilité des agents pour cette inspection compte tenu des circonstances (fêtes de fin d'année) ont été soulignées par les inspecteurs.

Les inspecteurs considèrent que la gestion des mises en conformité *a posteriori* des deux AAR a été effectuée de manière satisfaisante et réactive. Toutefois, les inspecteurs ont relevé plusieurs constats nécessitant d'être analysés et étudiés dans les comptes rendus d'évènements significatifs qui seront transmis à l'ASN dans un délai de deux mois suivant la déclaration de ces évènements.

Chronologie des évènements et éléments de contexte

Le réacteur n°3 est en production électrique dans la nuit du 19 au 20 décembre 2019. A 00h01 le 20 décembre, le niveau du générateur de vapeur n°2 atteint son niveau très haut, ce qui a pour conséquence de générer l'arrêt automatique du réacteur n° 3 (AAR).

L'AAR d'un réacteur nucléaire est défini comme une interruption de la réaction en chaîne, par la chute de la totalité des grappes de commande dont les mécanismes sont installés sur le couvercle de cuve, qui se déclenche automatiquement en cas de dépassement des limites du domaine de fonctionnement.

Cet AAR est intervenu à cause d'un fortuit matériel lié à une baisse de vitesse de la turbopompe alimentaire 3APP002PO. Cette situation a fait l'objet d'une déclaration d'évènement significatif pour la sûreté (ESS) le 20 décembre 2019.

Suite à cet AAR, les consignes incidentelles / accidentelles (CIA) ont été appliquées pour assurer le pilotage du réacteur vers un état sûr. Dans ce cadre, plusieurs actions sont mises en œuvre par les équipes de quart présentes en salle de commande. Bien après la sortie des consignes APE (approche par état) pour la gestion du réacteur, la conduite a détecté que plusieurs commutateurs à clefs du systèmes ASG (alimentation de secours des générateurs de vapeur) n'avaient pas été remis dans la bonne configuration de sorte à ce que la fonction de fermeture des vannes réglantes ASG sur signal très haut niveau GV soit disponible. Cette situation est donc redevable de la pose d'un évènement de groupe 1 en application du chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE). Cet écart a conduit le CNPE à déclarer un ESS le 24 décembre 2019.

Des dispositions réactives ont été mises en œuvre pour remédier aux aléas précités ayant conduit à la déclaration de ces deux ESS.

Ensuite, les opérations de redémarrage du réacteur n° 3 sont entreprises dès le 22 décembre 2019. Or, à cause d'un autre fortuit sur le système de mise en sécurité de la turbine (système GSE), de nouvelles investigations sont menées et dans le cadre de ces dernières, un déclenchement turbine doit être réalisé. Lors d'une manipulation de l'automate de régulation, les ordres de protection de la turbine sont activés, ce qui conduit de nouveau à un AAR. Cette situation a également fait l'objet d'une déclaration d'ESS le 24 décembre 2019.

Les deux AAR, survenus sur le réacteur n°3, ne sont pas liés : le premier étant dû à des aléas techniques sur du matériel et le second étant dû à des aléas organisationnels et humains.

L'inspection du 2 janvier 2020 avait pour objectif de revenir sur les différents aléas rencontrés et d'investiguer sur les dispositions mises en œuvre pour les résorber et en connaître les origines précises.

A. Demandes d'actions correctives

L'article 2.6.5 de l'arrêté INB prévoit que *« l'exploitant réalise une analyse approfondie de chaque événement significatif. A cet effet, il établit et transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, dans les deux mois suivant la déclaration de l'événement, un rapport comportant notamment les éléments suivants »*.

Evènements et situations en lien avec le 1^{er} arrêt automatique du réacteur (AAR) n° 3

Dans les causes apparentes du 1^{er} AAR survenu dans la nuit du 19 au 20 décembre 2019, l'exploitant a identifié un aléa technique sur un matériel lié au système de refroidissement et de lubrification (AGR) de la turbopompe alimentaire 3APP002PO (TPA n°2).

En effet, après investigation, le CNPE a constaté un défaut mécanique dans la position du servomoteur 3AGR010SM (la vis de pression et le « diabololo » de l'axe n'étaient pas correctement serrés) ayant pour conséquence directe une fermeture des vannes réglantes d'admission vapeur de la TPA n°2.

Lors de leur contrôle du 2 janvier 2020, les inspecteurs ont souhaité connaître l'historique de maintenance réalisée sur cette TPA ainsi que sur les matériels connexes concourant à son bon fonctionnement (dont les divers servomoteurs ainsi que les vannes réglantes et les vannes d'arrêts).

La dernière maintenance 12 cycles a été réalisée sur la visite partielle du réacteur n°3 en 2019. A ce stade de l'analyse, vos représentants n'ont pas été en mesure d'indiquer si le défaut rencontré, ayant conduit à l'AAR du réacteur n°3, était lié à une non-qualité de maintenance (NQM) de cette activité.

Les inspecteurs ont consulté toutefois les comptes rendus d'intervention des différentes expertises réalisées lors de la visite 12 cycles de la TPA n°2. Lors de cette dernière, des écarts sur des mesures d'isolement ont été observés sur des servomoteurs AGR dont le 3AGR010SM, ce qui a conduit à leur échange standard.

Après remontage de ces derniers par les mécaniciens, il est prévu que les automaticiens procèdent à un réglage des fins de courses (FdC) des positions des vannes HP (haute pression) et BP (basse pression) des TPA. Ce réglage est effectué en application de la gamme d'activité mutualisé D090013000129 de juin 2013.

Après examen de la procédure par les inspecteurs, il s'avère que préalablement à tous les réglages des fins de courses, les automaticiens doivent *« desserrer le « diabololo » de l'axe »* ainsi que procéder au desserrage de la vis de pression. Toutefois, cette gamme d'activité ne prévoit pas, une fois les fins de courses réglées, de remettre en configuration normale la vis de pression et le « diabololo ».

De plus, les comptes rendus d'OT (ordre de travail) présentés à l'ASN, suite au remplacement de 3AGR010SM, ne précisent pas la réalisation effective d'un serrage du « diabololo » et de la vis de pression après réglage des fins de course.

Ces constats peuvent suggérer que le serrage de la vis de pression et du « diabololo » de l'axe n'a pas été réalisé lors du réglage des fins de course sur le 3ASG010SM.

Cette situation doit être étudiée dans le compte rendu d'évènement significatif que le CNPE doit produire en application des dispositions de l'article 2.6.5 de l'arrêté INB.

Demande A1 : je vous demande d'analyser le constat précité dans le compte rendu d'évènement associé.

Vous ferez, en tant que de besoin, évoluer la documentation nationale pour éviter la reconduction d'un tel écart lors des maintenances ultérieures des TPA.

Compte tenu que la documentation nationale pour le réglage des fins de course sur des servomoteurs AGR date de juin 2013, les inspecteurs vous ont interrogé sur la présence de possibles écarts similaires sur d'autres TPA du CNPE.

A ce sujet, vous avez indiqué aux inspecteurs qu'un contrôle visuel du bon serrage des vis de pression avait été réalisé sur l'ensemble des TPA après le premier AAR, ce dernier ayant consisté uniquement en l'observation de la présence de coup de pointeau sur les vis de pression. La présence de ce coup de pointeau permettrait, selon vos représentants, de garantir qu'une opération de serrage aurait été effectuée lors de la précédente maintenance (sachant que lors de ces dernières, les règles de l'art prévoient que les vis de pression et les « diabolos » soient systématiquement remplacés).

Le résultat détaillé de ce contrôle de l'ensemble des TPA n'a toutefois pas été présenté aux inspecteurs. Toutefois, l'absence de coups de pointeau a été constatée à plusieurs reprises selon vos représentants.

Ces situations sont susceptibles, à l'instar du défaut observé sur 3ASG010SM ayant conduit à un arrêt automatique du réacteur, d'être également à l'origine de dysfonctionnement sur le bon fonctionnement des vannes d'admission vapeur des TPA concernées. En cas de défaillances, des variations significatives des niveaux dans les générateurs de vapeur (côté secondaire) pourraient apparaître, et en fonction du niveau d'eau, conduire à un signal d'AAR.

Demande A2 : je vous demande de programmer, dans les meilleurs délais, les opérations de resserrage des vis de pression et des « diabolos » sur les servomoteurs (capteurs fin de courses) AGR concernés par une absence de serrage lors du dernier réglage de leurs fins de courses.

Vous préciserez les interventions à réaliser dans le compte rendu d'évènement significatif.

∞

Evènements et situations en lien avec le 2nd arrêt automatique du réacteur (AAR) n°3 (ESINB-OLS-2019-1314)

L'article 2.4.1 de l'arrêté INB requiert notamment que « *le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant [...] de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience* ».

Dans le cadre de la préparation de l'inspection du 2 janvier 2020, l'ASN s'est intéressée aux AAR survenus sur le parc depuis 2010 ayant les mêmes origines que celui rencontré sur le CNPE de Dampierre le 22 décembre 2019.

Suite à ce contrôle par sondage, l'évènement significatif déclaré par le CNPE de Gravelines (« *AAR initié par activation d'un signal fugitif « perte du vide au condenseur » en concomitance avec une puissance du réacteur de 12%Pn (P>P10) et une turbine déclenchée* », ayant fait l'objet du compte rendu d'ESS référencé RS 03 12 002 du 9 mars 2012, »), a retenu l'attention de l'ASN au regard des similitudes avec le deuxième AAR rencontré à Dampierre le 22 décembre 2019. De nombreuses actions, dont une remontée des écarts rencontrés vers l'UNIE (Unité nationale de l'ingénierie en exploitation), avaient été définies par Gravelines pour éviter la reconduction de ces écarts.

Vos représentants ne semblaient pas avoir connaissance *a minima* de cet évènement survenu sur le parc. Afin de savoir si le CNPE avait capitalisé et exploité ce retour d'expérience (REX), les inspecteurs ont contrôlé, par sondage, les fiches alarmes du système GSE (lié à la mise en sécurité de la turbine) pouvant conduire à un AAR si la puissance du réacteur est supérieure à 10%Pn (dont l'alarme GSE020AA).

Aucune de ces fiches alarmes n'intègre d'informations précisant que les situations, ayant conduit à ces alarmes, peuvent générer un AAR si la puissance du réacteur est au-dessus de P10. Si le REX du CNPE de Gravelines avait été intégré sur le CNPE de Dampierre, une modification de ces fiches alarmes aurait nécessairement été effectuée ? Puisqu'il s'agissait d'une action corrective proposée dans le rapport d'évènement précité référencé RS 03 12 002.

Ainsi, ce constat tend à montrer que les dispositions mises en place par le CNPE de Dampierre et la n'ont pas permis dans cette situation de collecter et d'exploiter le REX parc. Les inspecteurs ont bien conscience que cette mission de collecte du REX parc est effectuée par vos services centraux.

Demande A3 : je vous demande de veiller à ce que le retour d'expérience des évènements survenus sur le parc, et susceptibles de concerner le CNPE de Dampierre, fasse l'objet d'un traitement de collecte et d'exploitation conforme aux dispositions de l'arrêté INB. Vous me préciserez dans le cas présent, en lien avec vos services centraux, pour quelles raisons le REX n'a pas été diffusé sur le CNPE de Dampierre.

Demande A4 : je vous demande d'analyser l'ensemble du REX du parc existant pouvant avoir un lien avec l'évènement survenu le 22 décembre 2019 sur Dampierre. Cette analyse devra vous amener, au travers du compte rendu d'évènement significatif, à définir l'ensemble des actions préventives et correctives adéquates pour éviter qu'un nouvel AAR ayant des causes similaires ne se reproduise sur site.

Par ailleurs, lors de leur contrôle du 2 janvier 2020, les inspecteurs ont également relevé plusieurs points qui devront être étudiés dans le compte rendu d'évènement :

- l'analyse de risque (AdR) établie entre le service conduite et l'astreinte SAE (Service Automatismes et Essais) pour la réalisation du diagnostic des cartes électroniques sur l'automate GSE (protection turbine) identifiait le risque d'AAR à une puissance supérieure à 10%Pn et en parade associée « *pas de nécessité de faire la RAZ [remise à zéro] sur les automates pour cette invention en lien avec la CPUUS4 [carte de puissance n°4]* ». Finalement, l'activité a tout de même été réalisée à une puissance au-delà de 10%Pn malgré le fait que l'AdR prévoyait un risque d'AAR à ce niveau de puissance. La traçabilité de la prise de décision, qui acte le maintien à une puissance du réacteur au-delà de 10%, n'a pas été présentée aux inspecteurs. Le retour d'expérience sur le parc, notamment l'évènement survenu à Gravelines en 2012, a également montré qu'une des causes de l'arrêt automatique du réacteur, était que le réacteur

était également supérieur à 10%Pn. Cette situation aurait donc dû être connue sur le parc et également sur le CNPE de Dampierre au vu de la considération faite dans l'AdR.

- l'AdR précitée, établie dans la nuit du 22 décembre 2019, n'a été visée que par l'agent d'astreinte SAE et le chef d'exploitation délégué (CED) de l'équipe de quart en poste. Toutefois, d'un point de vue qualité, il est demandé que le BPE (bon pour exécution) soit validé par le chef d'exploitation en poste. Or dans le cas présent, cela n'a pas été le cas alors que ce BPE peut constituer une ligne de défense supplémentaire pour identifier, le cas échéant, des omissions dans l'AdR et/ou dans les prérequis liés à l'activité ;
- bien que les défauts fictifs en cas de remise à zéro de l'automate GSE ne donnent pas lieu à de remontées d'alarmes en salle de commande, les inspecteurs ont constaté que les défauts fictifs, s'ils sont mémorisés par l'automate, font l'objet d'une information visuelle au droit de l'armoire dudit automate (présence d'une diode passant au rouge en cas de mémorisation d'un défaut fictif). Ce 1^{er} niveau d'information aurait dû conduire l'intervenant à s'interroger avant de poursuivre son activité de diagnostic des cartes électroniques.
De plus au droit des armoires 3GSE005 et 006AR, deux affichages sont présents l'un précisant « *Attention risque AAR* » et l'autre indiquant « *Faire une RAZ (arrêt/marche) d'un automate simule Pcondenseur>250mbar et provoque un AAR si groupe [turbine] non couplé et P>10%Pn* » (affichages mis en place suite à un ESS survenu sur Dampierre en 2003 ayant conduit également à un AAR).
Malgré la présence des affichages en local et les informations signalant localement la possibilité qu'un défaut fictif sur GSE soit mémorisé par l'automate, il n'y a pas eu de posture interrogative suffisante sur la forte probabilité de provoquer un AAR.

En sus des différents points précités, le compte rendu d'évènement significatif devra également s'intéresser à la suffisance de l'effectif déployé pour ce type d'activité (surtout en période nocturne et en week-end durant les fêtes de fin d'année) ainsi qu'à la connaissance des agents du service SAE des automates GSE et des risques sûreté induits en cas d'intervention sur ces derniers.

Demande A5 : je vous demande d'analyser l'ensemble des points listés ci-dessous dans le compte rendu d'évènement significatif associé au 2nd AAR survenu le 22 décembre 2019.

Vous définirez en conséquence les actions préventives et correctives adéquates pour éviter le renouvellement de ces écarts.

»

B. Demandes de compléments d'information

Application des consignes de conduite incidentelle / accidentelle après le 1^{er} AAR

L'article 2.5.3 de l'arrêté INB dispose que « *chaque activité importante pour la protection fait l'objet d'un contrôle technique, assurant que :*

- *l'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés ;*
- *les actions correctives et préventives appropriées ont été définies et mises en œuvre. Les personnes réalisant le contrôle technique d'une activité importante pour la protection sont différentes des personnes l'ayant accomplie. »*

A la suite du premier arrêt automatique du réacteur (AAR) n° 3 sur niveau très haut du générateur de vapeur n° 2, l'équipe de conduite en quart applique les consignes incidentelles / accidentelles (CIA) afin de mettre le réacteur dans un état sûr.

Plusieurs documents supports, ayant un format de logigrammes, sont utilisés par les opérateurs primaire (OP réacteur) et secondaire (OPEV).

L'application de ces consignes constitue une activité importante pour la protection des intérêts (AIP) au sens de l'arrêté INB, ce qui implique nécessairement, en application de l'article 2.5.3 précité, qu'un contrôle technique soit réalisé, par une personne distincte, pour s'assurer que l'activité est réalisée conformément à l'attendu.

Dans ce cadre, un opérateur superviseur est présent pour s'assurer que les documents supports aux consignes CIA sont correctement appliqués par les opérateurs primaire et secondaire. Cette action de supervision vaut donc contrôle technique au sens de l'arrêté INB.

Dans le DOS (document d'orientation et de stabilisation) de l'OPEV (opérateur eau-vapeur dit opérateur secondaire), il est demandé, après que le démarrage du système ASG (alimentation de secours des GV) ait été effectif, de mettre en position hors service les commutateurs ASG507 et 508CV pour réaliser la stabilisation du niveau des GV.

L'équipe de conduite poursuit alors l'application de ces consignes dans l'optique de sortir du chapitre VI des RGE et de remettre la tranche en configuration normale au sens des STE (spécifications techniques d'exploitation).

Après plusieurs autres actions menées en vue de quitter le DOS, il est demandé à l'opérateur de remettre en service les commutateurs ASG afin de rendre de nouveau disponible l'automatisme de fermeture des vannes réglantes ASG.

Or, cette action n'a pas été réalisée à temps par l'opérateur. Cette situation n'a également pas été identifiée par l'opérateur superviseur en charge du contrôle technique.

L'absence de réalisation de cette action a conduit EDF à poser un événement de groupe 1 en application du chapitre III des RGE. Cet écart a fait l'objet d'une déclaration d'ESS.

Demande B1 : je vous demande d'analyser quels pourraient être les axes d'amélioration à décliner pour disposer d'une supervision plus efficace des opérateurs lors de l'application des consignes CIA.

∞

C. Observation

C1 : Sur le parc, de nombreux arrêts automatiques de réacteurs (AAR) surviennent pour des problématiques de fiabilité des turbopompes alimentaires et des équipements qui leurs sont connexes (AGR, AFR...).

Lors de leur contrôle du 2 janvier 2020, les inspecteurs ont souhaité connaître les modalités de prise en compte de ces retours d'expérience par le CNPE de Dampierre.

Il a été indiqué oralement que ces éléments étaient pris en considération par l'ingénierie de site dans le bilan de la fonction associée aux générateurs de vapeur.

Ces éléments oraux n'ont toutefois pas fait l'objet de vérifications approfondies de la part de l'ASN.

C2 : Lors d'inspections menées sur l'arrêt du réacteur n° 1 en 2019 et sur le thème de l'incendie le 22 octobre 2019, dans plusieurs locaux des BL (bâtiments électriques) des réacteurs n° 1 et n° 3, il a été constaté que les dalles PVC au sol étaient présentes et qu'aucune analyse de leur charge calorifique n'avait été réalisée. A ce jour, le CNPE n'a toujours pas apporté de réponse sur le traitement proposé pour remédier à ces situations.

Lors de leur contrôle du 2 janvier 2020, les inspecteurs de l'ASN ont de nouveau remarqué la présence de dalles PVC au sol dans le local L607 (niveau +15,5m du bâtiment électrique du réacteur n° 3) situé dans le secteur de feu de sûreté (SFS) à fort enjeu incendie.

Vos représentants ont indiqué que l'analyse menée par le site conduirait à retirer de manière définitive ces dalles PVC compte tenu de leur pouvoir calorifique important et non nécessaire dans ces locaux à fort enjeu de sûreté.

C3 : *Bilan des situations de conception*

La comptabilisation des situations visent à garantir le respect des marges prévues à la conception pour le dommage de fatigue conformément aux dispositions prises dans l'arrêté d'exploitation du 10 novembre 1999.

La comptabilisation des situations permet en outre de savoir si le circuit primaire principal (CPP) n'est pas soumis à des évolutions de pression et de température plus sévères ou plus nombreuses que celles prévues à la conception de l'installation grâce à :

- une surveillance des transitoires par rapport aux critères de détection ;
- une analyse des transitoires d'exploitation pour identifier et affecter les situations ;
- un suivi du nombre des situations pour détecter un dépassement éventuel par rapport aux marges prévues.

En outre, les deux AAR, survenus sur le réacteur n°3 de Dampierre en décembre 2019, constitue des transitoires devant être pris en compte dans le bilan situations de conception pour ce même réacteur.



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois au maximum, et au plus tard dans tous les cas dans les comptes rendus d'évènements significatifs cités dans le présent courrier, 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).

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

Le Chef de la division d'Orléans

Signée par : Alexandre HOULÉ