

DIVISION DE LYON

Lyon, le 4 Juillet 2014

N/Réf. : CODEP-LYO-2014-031371

Monsieur le Directeur du centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban Saint-Maurice
Electricité de France
CNPE de Saint-Alban Saint-Maurice
BP 31
38 550 SAINT-MAURICE-L'EXIL

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Alban Saint-Maurice (INB n°119 et 120)
Inspection n° INSSN-LYO-2014-0329 du 27 mai 2014
« Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements sous pression nucléaires – surveillance de la robinetterie – application des PBMP »

Référence : Code de l'environnement, notamment les articles L.596-1 et suivants

Référence à rappeler dans toute correspondance : INSSN-LYO-2014-0329

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu aux articles L.596-1 et suivants du code cité en référence, une inspection courante a eu lieu le 27 mai 2014 sur le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Saint-Alban Saint-Maurice sur le thème « Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements sous pression nucléaires ».

J'ai l'honneur de vous communiquer 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 du centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Saint-Alban Saint-Maurice du 27 mai 2014 concernait le thème « Entretien, surveillance et inspection périodique des équipements » et plus particulièrement la maintenance de la robinetterie et l'application des programmes de base de maintenance préventives qui définissent également les actions de surveillance. L'inspection avait pour objectif de vérifier l'organisation de l'exploitant vis-à-vis des différentes activités relatives à la maintenance des accessoires sous pression et de sécurité, de l'intégration du référentiel national associé aux organes de robinetterie, du suivi de ces équipements pour prendre en compte les phénomènes dégradation et le respect des exigences réglementaires. Les inspecteurs ont abordé différents sujets concernant le suivi réglementaire de certains organes de robinetterie qui, de par leur spécificité, nécessitent des contrôles adaptés à leurs modes d'endommagement. Les inspecteurs se sont également intéressés à l'application de dispositions relatives, d'une part, à la surveillance des tiges de manœuvre et des portées d'étanchéité des vannes d'isolement vapeur et des portées d'étanchéité ainsi qu'aux dispositions prises pour la requalification réglementaire du circuit secondaire principal.

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que l'exploitant exerce une surveillance des différentes opérations de maintenance réalisées sur les accessoires sous pression et de sécurité satisfaisante même si quelques points pourraient être améliorés.

A. Demande d'actions correctives

Requalification des vannes de sectionnement du circuit de contournement de la turbine à l'atmosphère (vannes GCT atmosphère)

Les vannes GCT atmosphère qui participent à l'évacuation de la vapeur lorsque la turbine est indisponible, doivent faire l'objet tous les 10 ans d'une visite complète (ou révision) en vue de la requalification décennale du circuit secondaire principal (CSP). La requalification décennale comprend une visite complète, un essai de requalification et l'épreuve hydraulique du CSP. Conformément à la règle nationale de maintenance (RNM) « requalification du CSP » et à la doctrine de maintenance de la robinetterie du CSP, les visites complètes des différents organes sous pression du CSP peuvent être réparties de la manière suivante : l'échantillon représentatif de matériel de robinetterie est visité obligatoirement lors de l'arrêt correspondant à la VCr (arrêt au cours duquel est effectuée l'épreuve hydraulique décennale du CSP) et la visite complète de tous les autres robinets peut se faire lors des arrêts antérieurs dans la limite des 2 ans avant la VCr. Cette disposition est conforme à l'article 15.II de l'arrêté ministériel du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires.

Les inspecteurs ont vérifié la conformité réglementaire des interventions réalisées sur la robinetterie du CSP pendant et en amont de l'arrêt pour maintenance de 2014 correspondant à la requalification du CSP du réacteur n°1 pour sa troisième visite décennale. Or, il a été constaté que les vannes de sectionnement du circuit GCT atmosphère repérées 1 GCT 011 à 014 VV avaient eu leur visite complète en 2009 pour trois d'entre elles et en 2011 pour la quatrième. Aucune de ces vannes n'a donc participé en 2014, à l'échantillon représentatif défini par la doctrine de maintenance et aucune d'entre elles n'a eu sa visite complète dans l'intervalle de temps accordé réglementairement (soit les 2 années précédant la VCr de 2014).

Demande A1 : Je vous demande de procéder a minima au prochain arrêt pour maintenance programmé à la visite complète d'une des vannes de sectionnement du circuit GCT atmosphère du réacteur n°1 qui aurait dû participer à l'échantillon représentatif afin de confirmer la requalification du CSP réalisée en 2014.

Requalification des vannes d'isolement vapeur

Les vannes d'isolement vapeur (VIV) qui permettent d'alimenter la turbine avec la vapeur produite par les générateurs de vapeur doivent, elles aussi, faire l'objet tous les 10 ans d'une visite complète dans le cadre de la requalification du CSP. D'après la doctrine de maintenance et la RNM « requalification du CSP », une VIV sur quatre fait partie de l'échantillon représentatif, les trois autres devant être révisées au cours des 2 ans qui précèdent la VCr. Cet étalement des visites complètes permet à EDF d'éviter le risque de défaillance de mode commun au cours de la maintenance. Or, les inspecteurs ont constaté que pour le réacteur n°1, les quatre VIV ont été révisées, au cours du même arrêt pour maintenance en 2014 lors de la VCr. Ceci n'est pas conforme aux exigences définies par le référentiel de maintenance. Les inspecteurs ont alors demandé à voir l'analyse de risque correspondant à cette quadruple intervention afin de vérifier si des mesures compensatoires avaient été prises dans le but de minimiser le risque de défaillance de mode commun.

L'exploitant considère que la parade consistait à utiliser des équipes d'intervenants différentes pour les visites des quatre VIV. Or, les inspecteurs ont identifié dans les dossiers de suivi des interventions que les équipes étaient les mêmes par paires de VIV.

Les inspecteurs considèrent que la note d'analyse de risque sûreté liée à ces interventions devrait mentionner en tant que parade au risque de défaillance de mode commun, le changement d'équipe pour la réalisation des visites complètes des VIV lorsqu'elles sont faites durant le même arrêt pour maintenance.

Demande A2 : Afin d'éviter le risque de défaillance en mode commun lors d'interventions multiples sur les VIV durant le même arrêt pour maintenance, je vous demande de renforcer les parades indiquées dans l'analyse de risque sûreté de l'intervention en précisant la nécessité d'un changement d'équipe entre chaque intervention.

Intégration du prescriptif

En ce qui concerne les relations entre EDF et ses fournisseurs de services, une note référencée NT0085114 a été émise récemment afin de compléter la directive DI 130 relative à la qualification des intervenants extérieurs. Cette note a été mise à jour à l'indice 17 en 2013 afin d'intégrer les exigences de l'arrêté INB du 7 février 2012 ainsi que le retour d'expérience et les évolutions majeures de type : intégration du guide du primo-intervenant, plan de surveillance des sous-traitants par le titulaire de la prestation, règle d'archivage, etc

Une note de l'entité EDF-UTO référencée D4507RPDPF000313 émise en juillet 2013 demandait la diffusion et la mise en application de cette note à l'indice 17 dès le 1^{er} janvier 2014 sur toutes les centrales nucléaires du parc EDF.

Les représentants de la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice n'ont pas été en mesure de fournir la fiche d'application du prescriptif correspondante permettant aux inspecteurs de vérifier la mise en application du dernier indice de la note référencée NT0085114 pour l'arrêt pour maintenance du réacteur n°1 en 2014.

Demande A3 : Je vous demande de procéder dans les plus brefs délais à la mise en application de l'indice 17 de la note référencée NT0085114 relative aux relations entre EDF et ses fournisseurs de services. Vous me préciserez l'échéance fixée pour cette mise en application.

Pratiques de fiabilisation des soupapes du circuit de vapeur principal

Le 30 août 2013, l'exploitant a déclaré un événement significatif pour la sûreté lié à l'ouverture par erreur de trois soupapes non prévues au programme d'interventions sur le circuit de vapeur principal (circuit VVP) du réacteur n°2. Les inspecteurs se sont intéressés aux actions proposées par l'exploitant pour éviter que ce type d'erreur ne se reproduise. Le compte-rendu d'événement significatif pour la sûreté proposait, entre autres, la formation externe « *des chefs de chantier et du management de l'entreprise prestataire aux pratiques de fiabilisation* » avec une échéance fixée au 25 avril 2014. Les inspecteurs ont constaté qu'un seul chef de chantier sur les dix qu'emploie la société prestataire avait reçu cette formation en plus du représentant du management. Ils considèrent que l'exploitant n'aurait pas dû se satisfaire de ce faible ratio et aurait dû mieux préciser son niveau d'exigence dans sa demande d'action corrective auprès de son prestataire.

De plus, cet événement significatif pour la sûreté aurait dû amener l'exploitant à mettre en place une surveillance renforcée de ce prestataire lors des interventions suivantes, ce qui n'a pas été fait.

Demande A4 : Je vous demande de mieux préciser votre niveau d'exigence en matière de formation des intervenants sur vos équipements important pour la protection dans le cadre notamment des actions visant à traiter des défaillances liées au facteur humain.

Assurance qualité requise au titre de l'arrêté INB

L'article 2.7.1 de l'arrêté INB du 7 février 2012 demande que « *l'exploitant réalise manière périodique une revue des écarts afin d'apprécier l'effet cumulé sur l'installation des écarts qui n'auraient pas encore été corrigés et d'identifier et analyser des tendances relatives à la répétition d'écarts de nature similaire* ».

Les inspecteurs ont vérifié si d'un point de vue organisationnel, cette disposition réglementaire avait été mise en application sur la centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice.

Il ressort de cet examen que l'exploitant n'a pas modifié son organisation pour intégrer cette exigence. L'exploitant organise cependant des réunions hebdomadaire pour le service travaux durant lesquelles sont présentées les fiches d'écart en retard de traitement, ainsi que des réunions relatives à la fiabilisation de certains organes de robinetterie (dont les vannes d'isolement vapeur, les robinets électriques motorisés, etc ...) dans le but d'établir des bilans matériels afin de mettre en évidence les bénéfices des modifications effectuées sur ces robinets.

Demande A5 : Je vous demande de formaliser votre organisation pour la réalisation d'une revue des écarts permettant d'apprécier l'effet cumulé sur l'installation des écarts qui n'auraient pas encore été corrigés et d'identifier et analyser des tendances relatives à la répétition d'écarts de nature similaire tel que cela est explicitement demandé par l'article 2.7.1 de l'arrêté INB.

Chargés de surveillance

Concernant le guide de professionnalisation des chargés de surveillance, deux documents ont été présentés successivement lors de l'inspection l'un datant de 2009 et l'autre datant de mai 2013. Ces deux documents émanent de l'entité EDF-UNIE et le second précise qu'il remplace le document de 2009. Les inspecteurs ont donc identifié un retard de mise à jour de la base de données des documents applicables.

Demande A6 : Je vous demande de mettre à jour la liste des documents de maintenance applicables, notamment ceux en lien avec la prise en compte des exigences de l'arrêté INB du 7 février 2012.



B. Demande d'informations complémentaires

Sous-traitance des activités importantes pour la protection relatives aux soupapes du circuit VVP

La visite interne des soupapes du circuit VVP est sous-traitée à une entreprise prestataire. Les interventions effectuées sur les soupapes ont été découpées en sous-activités possédant chacune un dossier de suivi de l'intervention et une analyse de risque. Parmi ces interventions, plusieurs sont regroupées dans un programme de contrôle technique ainsi que dans un programme de surveillance. Tous ces documents supports portent l'entête du groupe industriel dont fait partie l'entreprise prestataire, y compris le programme de surveillance.

Or l'article 2.2.3 de l'arrêté INB du 7 février 2012 stipule que la surveillance d'une activité importante pour la protection réalisée par un intervenant extérieur ne peut pas être confiée à un prestataire. L'exploitant peut toutefois se faire assister dans cette surveillance mais à condition de préciser les motivations de ce recours.

Demande B1 : Je vous demande de me communiquer les documents qui prouvent que la surveillance des visites des soupapes du circuit VVP du réacteur n°2 réalisées au cours de l'arrêt pour maintenance de 2013 a bien été réalisée par EDF ou les justifications qui ont motivé votre recours à une assistance externe.



C. Observations

Obsolescence des programmes de base de maintenance préventive du palier 1300 MWe

Les inspecteurs ont constaté des écarts entre les doctrines de maintenance de la robinetterie du circuit primaire principal, du circuit secondaire principal et le **programme de base de maintenance préventive** (PBMP) du palier 1300 MWe en termes de prise en compte de certains types de dégradations.

Ainsi pour les clapets du circuit d'alimentation du réacteur en eau (circuit ARE), la doctrine CSP indique que l'obturateur des clapets ARE de marque SEREG est sujet à un phénomène de corrosion-érosion depuis sa découverte en 2000 sur la centrale nucléaire de Cruas-Meysses. Cette dégradation a été attribuée, après expertise, à la faible teneur en chrome (0,03% de taux de chrome) de l'acier AF42C20 constituant l'obturateur. Des constats similaires ont ensuite été répertoriés sur d'autres sites et tout particulièrement sur le palier 1300 MWe pour des clapets cumulant de 10 à 20 ans de service.

Or, les inspecteurs ont relevé dans les PBMP du palier 1300 MWe qui datent de 2001 que cette dégradation n'a pas été prise en compte, tout comme dans les fiches d'amendement (FA) à ces PBMP qui datent quand à elles de 2006 et 2013.

Les inspecteurs ont vérifié dans la gamme d'intervention relative à la visite interne de ces clapets si la recherche de corrosion-érosion était requise. Elle apparaît effectivement dans le paragraphe descriptif de la visite interne en ces termes : vérifier « *la présence de corrosion, d'érosion, de rayure ...* ». Toutefois, dans le compte-rendu que doit renseigner l'intervenant, aucun champ relatif à cet type de dégradation n'est prévu.

En conséquence, il apparaît que l'absence de mise à jour des PBMP du palier 1300 MWe prévu initialement pour 2010 ait pu pénaliser le suivi en exploitation des 8 clapets du circuit ARE vis-à-vis du risque de corrosion-érosion.

La révision des PBMP est prévue prochainement à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MWe. L'exploitant du centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban Saint-Maurice devra veiller à faire remonter cette information aux services centraux d'EDF lors de leur consultation sur les projets de PBMP.

Par ailleurs, la doctrine CSP évoque le cas du clapet repéré 2 ARE 074 VL du site de Saint-Alban Saint-Maurice comme sensible à la stratification thermique (tout comme le tronçon commun des circuits d'alimentation normale et d'alimentation de secours des générateurs de vapeur en eau ARE-ASG) et dont l'expertise réalisée en 1999 avait révélé la présence de quelques amorces de fissures de fatigue thermique (de profondeur en moyenne égale à 0,2 mm) au niveau des raccords de congé du corps du clapet.

La doctrine CSP indique que ces défauts ne sont pas suffisamment significatifs pour justifier la mise en œuvre d'un suivi particulier des clapets ARE-ASG. De ce fait, les PBMP ne prennent pas en compte le risque fissuration par fatigue de ces clapets, alors même la doctrine CSP reconnaît que « *tout risque de fissuration significative ne peut être écarté* » au regard notamment du retour d'expérience américain sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.

Aussi, le suivi des clapets ARE par le PBMP du palier 1300 MWe mériterait d'être réactualisé afin d'établir un point zéro à l'approche des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MWe.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai de deux mois, sauf mention contraire. 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. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

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

L'adjoint au Chef de la division de Lyon de l'ASN

Signé par

Olivier VEYRET

