

A Caen, le 21 avril 2021

N/Réf. : CODEP-CAE-2021- 019670

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Paluel
BP 48
76 450 CANY-BARVILLE**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
Centrale nucléaire de Paluel
Inspection n° INSSN-CAE-2021-0168 du 6 avril 2021
Inspection réactive suite à l'incendie du transformateur principal du réacteur n° 1

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V ;
[2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base ;
[3] Décision n° 2013-DC-0360 de l'ASN du 16 juillet 2013, maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des INB ;
[4] Etude de risque incendie des TP/TS/TA référencée D5310ETSPE017 à l'indice 3 ;
[5] Plan d'intervention TA-TP-TS référencé D5310SIPR012 à l'indice 5 ;

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, une inspection réactive a eu lieu le 6 avril 2021 sur la centrale nucléaire de Paluel suite à l'incendie d'un des pôles du transformateur principal du réacteur n° 1.

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 du 6 avril 2021 avait pour but de contrôler les actions mises en œuvre et les conséquences suite à l'incendie de la phase n°4 du transformateur principal du réacteur n° 1 survenu le 4 avril 2021 à 22h43. Les inspecteurs ont procédé à une visite de l'équipement sinistré et ont questionné les intervenants afin de vérifier les modalités d'intervention et de gestion de l'évènement.

Au vu de cet examen par sondage, la mise en œuvre des dispositions permettant de faire face à l'incendie est apparue globalement satisfaisante.

En effet, les inspecteurs ont pu constater que l'incidence de ce sinistre sur la sûreté de l'installation a été maîtrisée par l'exploitant. Le repli du réacteur, l'application des procédures d'approche par état et la coupure électrique de la ligne haute tension de 400 kV sont apparus conformes aux référentiels de

sûreté. En ce qui concerne l'intervention et les actions d'extinction de l'incendie, les inspecteurs ont noté une bonne réactivité des équipes de l'exploitant. Les inspecteurs ont cependant constaté des défaillances dans la gestion des effluents issus des eaux d'extinction, dont l'impact doit être évalué.

A Demands d'actions correctives

Gestion des effluents issus des eaux d'extinction de l'incendie

L'arrêté en référence [2] demande dans son article 4.1.1-II : « *L'exploitant prend toute disposition pour éviter les écoulements et rejets dans l'environnement non prévus* ».

La décision en référence [3], demande dans son article 4.3.6-I : « *Pour l'application des articles 4.1.1 et 4.3.3 de l'arrêté du 07 février 2012 susvisé, l'exploitant dispose d'un ou plusieurs bassins de confinement ou de tout autre dispositif équivalent permettant de prévenir les écoulements et la dispersion non prévus dans l'environnement de substances liquides radioactives ou dangereuses y compris celles susceptibles de résulter de la lutte contre un sinistre éventuel, et de les récupérer. Le cas échéant, ces bassins peuvent être communs avec ceux prévus à l'article 4.1.9 de l'arrêté du 07 février 2012 susvisé. Le dimensionnement de ces bassins ou dispositifs et leurs conditions de mise en œuvre sont justifiés par l'exploitant en prenant en compte le cumul possible des eaux susceptibles d'être contaminées ou polluées avec des eaux pluviales* ».

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont souhaité connaître le détail des dispositions prévues pour assurer la collecte des eaux d'extinction d'incendie au niveau du transformateur principal. En particulier, ils ont souhaité savoir comment étaient collectés les effluents, vers quelles capacités de rétention et quels étaient les systèmes de récupération ultime en cas de débordement.

Vos représentants ont expliqué que les effluents d'arrosage du transformateur principal sont intégralement réorientés vers la cuve de rétention 1SEH001BA¹. En situation normale d'exploitation, les pompes de relevage de cette cuve renvoient les effluents liquides vers le déshuileur de site. En cas d'incendie, ces pompes sont débouchées afin de ne pas réorienter vers le déshuileur des effluents qu'il ne serait pas en capacité de prendre en charge. Les effluents d'arrosage débordent alors au niveau du plancher de la salle des machines et sont collectés par les puisards du système SEK², puis vers les cuves de rétention 1SEK011BA et 1SEK012BA. En situation normale d'exploitation, les pompes de relevage de ces cuves renvoient ensuite les effluents liquides vers d'autres cuves d'entreposage du système SEK (1SEK101/102/103/104BA) avant d'être réorientés vers le puit de rejet et le milieu naturel. En cas d'incendie, les pompes SEK sont également débouchées afin de ne pas réorienter les eaux d'extinction vers le milieu naturel. Les effluents s'accumulent alors au sous-sol de la salle des machines et sont ensuite réorientés vers le réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO. La centrale nucléaire de Paluel est équipée de deux points d'évacuation des eaux de pluie vers la mer, appelés « émissaire EST » et « émissaire OUEST ». Lors d'un incendie sur le transformateur principal du réacteur n° 1 de Paluel, les eaux d'extinction sont orientées vers l'« émissaire OUEST ». L'obturation de cet émissaire est réalisée au moyen d'une baudruche gonflable.

Le document en référence [5], utilisé pour la gestion d'un incendie du transformateur principal, confirme qu'il est nécessaire de réaliser en action immédiate en cas d'incendie sur le transformateur principal du réacteur n° 1:

- le débouchage des pompes des puisards SEH et SEK indiquées ci-dessus ;
- le déclenchement de la baudruche gonflable de l'émissaire OUEST.

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le débouchage des pompes susmentionnées n'avait pas été réalisé lors de l'intervention et que le chef des secours avait dans un premier temps réalisé un contrôle visuel au niveau de l'émissaire OUEST et condamné l'émissaire EST, qui n'était alors pas concerné par la situation. Par la suite, l'émissaire OUEST a été obturé tardivement lors de l'intervention par activation de la baudruche gonflable.

¹ Système de recueil des huiles et des effluents hydrocarbures de la salle des machines

² Système de recueil, contrôle et rejet des effluents du circuit secondaire

Par ailleurs, vos représentants ont expliqué aux inspecteurs qu'après avoir été utilisée, la baudruche est ensuite dégonflée. Ils les ont informé que le 9 avril la baudruche était de nouveau opérationnelle et qu'un contrôle serait réalisé par le fournisseur le 10 avril 2021.

Après l'inspection, vos représentants ont toutefois précisé que lors de ces contrôles réalisés par le fournisseur, celui-ci a observé que la baudruche est demeurée dans son logement et n'a pas été opérationnelle lors de l'incendie. Ces contrôles remettent donc en cause l'obturation de l'émissaire OUEST. Vos représentants ont précisé que l'agent ayant déclenché la baudruche n'était pas formé pour le faire et l'a réalisé de sa propre initiative lors de l'incendie.

L'ASN note que la thématique du confinement liquide a été abordée à plusieurs reprises lors d'inspections depuis 2019 : inspections renforcées relative à la protection de l'environnement des 21 et 22 mai 2019, inspection INSSN-CAE-2020-0174 du jeudi 5 mars 2020 relative à l'organisation et aux moyens de crise et enfin lors de l'inspection relative à la protection de l'environnement INSSN-CAE-2020-0176 du 17 novembre 2020. Des suites de ces inspections, il ressort que la centrale nucléaire de Paluel a réalisé un certain nombre de travaux, incluant la mise en place de nouveaux obturateurs, a revu ses procédures applicables en cas de sinistre et, enfin, a formé les agents à leur bonne application. Par ailleurs, l'exploitant doit encore réaliser certaines études et travaux afin de remettre en conformité l'ensemble de ses installations vis-à-vis des exigences fixées par l'article 4.3.6-I de la décision en référence [3]. Dans cette attente, et à titre de mesure compensatoire, il a été mis en avant la nécessité de disposer d'une organisation de gestion de crise robuste, propre à assurer la maîtrise de ces situations, dont en particulier les actions manuelles telles que la mise en place des obturateurs des émissaires SEO et la mise à l'arrêt des pompes de relevage. Les inspecteurs constatent que, malgré les actions déjà entreprises par la centrale nucléaire de Paluel, la maîtrise de ces situations n'est toujours pas acquise.

Demande A-1. Je vous demande de revoir, d'ici trois mois, vos processus afin qu'en cas d'incendie survenant sur la centrale nucléaire de Paluel, les opérations de collecte des effluents liquides soient correctement réalisées, telles que demandées par vos procédures d'intervention. Vous veillerez en particulier à mieux définir et former les personnes en charge de mettre en œuvre le système d'obturation des émissaires du réseau des eaux pluviales.

Une problématique similaire concernant l'absence de gonflement d'une baudruche était survenue lors de la réalisation d'un exercice dans le cadre de l'inspection renforcée relative à la protection de l'environnement réalisée en 2019 sur la centrale nucléaire de Paluel. En effet, postérieurement à l'inspection, vous aviez informé l'ASN que les baudruches utilisées lors de l'exercice ne s'étaient pas gonflées. Vous aviez alors déclaré un événement intéressant pour l'environnement, et mis en œuvre des actions visant à éviter le renouvellement de ce type d'écarts. A l'évidence, ces actions non pas été suffisantes.

Demande A-2. Je vous demande de réaliser un audit du système d'obturation de l'émissaire OUEST du réseau SEO. Vous me ferez part de ses conclusions et préciserez les actions que vous comptez mettre en œuvre afin que ce système puisse être déclenché conformément à l'attendu lorsque cela est nécessaire.

Demande A-3. Je vous demande de vous prononcer sur le caractère déclaratif de cet écart récurrent sur la centrale nucléaire de Paluel, et de définir des actions robustes visant à éviter un nouvel incident similaire.

Lors de la visite des locaux, les inspecteurs sont allés en salle des machine, jusqu'à la cuve 1SEH001BA. Ils ont alors demandé à vos représentants comment était estimé le volume d'effluent présent dans la cuve. Vos représentants ont répondu qu'il n'était pas possible de connaître le volume exact des effluents contenus, la cuve n'étant équipée que d'un indicateur de niveau haut et d'un indicateur de niveau très haut.

Les inspecteurs ont fait valoir qu'il n'était alors pas possible d'évaluer de manière précise la dynamique de transfert des effluents depuis cette cuve vers le sol de la salle des machines si le volume initialement présent dans la cuve n'était pas connu.

Cette spécificité n'est d'ailleurs prise en compte, ni dans le document en référence [4], ni dans le document en référence [5].

Demande A-4. Je vous demande de revoir vos processus de gestion des eaux d'extinction en cas d'incendie au niveau des transformateurs principaux, de soutirage et auxiliaires, afin qu'ils prennent en compte le volume réellement disponible dans la bache 1SEH001BA.

B Compléments d'information

Analyse des effluents dans les bache 1SEK101BA et 1SEK103BA ainsi qu'au niveau de l'émissaire OUEST

Vos représentants n'ont pu garantir que toutes les eaux d'extinction de l'incendie aient bien été collectées par le réseau de collecte des effluents au niveau du transformateur principal. Il est donc possible qu'une partie de ces eaux ait été collectée par le réseau de récupération des eaux de pluviale, qui n'a pas été obturé par les équipes d'intervention.

Vos représentants ont informé les inspecteurs que les émissaires de rejet de ces eaux sont équipés de système de prélèvement en continu.

Par ailleurs, les effluents issus des eaux d'extinction ont été transféré *in fine* dans les cuves 1SEK101BA et 1SEK103BA.

Des échantillons des eaux de rejet de l'émissaire OUEST et des eaux collectées dans les cuves 1SEK101BA et 1SEK103BA ont été envoyés pour analyses dans des laboratoires agréés par l'ASN. Ces analyses permettront de savoir si des rejets ont eu lieu vers le milieu naturel.

Demande B-1. Je vous demande de me faire part des résultats de ces analyses dès réception.

Gestion des effluents issus des eaux d'extinction de l'incendie

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que, contrairement à ce qui est demandé par le document en référence [5], le débouchage des pompes des cuves 1SEK011BA et 1SEK012BA n'avait pas été réalisé par les équipes d'intervention.

De ce fait, les effluents contenus dans ces cuves, au lieu de rester contenus au niveau du sous-sol de la salle des machines, ont été renvoyés vers les cuves 0SEK101BA et 0SEK103BA, communes aux quatre réacteurs de la centrale.

Ces cuves assurent, en fonctionnement normal, le stockage des effluents liquides issus de la salle des machines et des auxiliaires généraux, avant transfert vers le milieu naturel. Vos représentants ont indiqué que ces deux cuves étaient inutilisables dans l'attente d'un nettoyage et d'analyses permettant de justifier l'absence de pollution.

Ainsi, la centrale nucléaire de Paluel ne dispose plus que de deux cuves disponibles pour gérer les effluents issues du circuit secondaire des quatre réacteurs. Vos représentants ont indiqué que, pour palier l'indisponibilité des deux cuves mentionnées ci-dessus, la cuve 0TER011BA sera utilisée exclusivement pour la collecte des effluents du réacteur n° 3.

Le système TER (réservoirs complémentaires de santé) a pour rôle de stocker des effluents lors de circonstances exceptionnelles.

Demande B-2. Je vous demande de :

- m'indiquer la date planifiée du nettoyage des cuves 0SEK101BA et 0SEK103BA et du délai selon lequel elles pourront être remise en service ;
- me faire part de votre analyse quant au risque de pollution de ces cuves par les eaux d'extinction de l'incendie, malgré le nettoyage prévu ;
- justifier la capacité du site à maîtriser les effluents générés par les quatre réacteurs alors que deux cuves de gestion des effluents du secondaire sur quatre sont indisponibles ;
- de justifier qu'aucun effluent issu des eaux d'extinction de l'incendie du transformateur principal issue des cuves 0SEK101BA et 0SEK103BA n'a été renvoyé vers les puits de rejet et de là vers le milieu naturel.

Risque d'explosion des bouteilles de gaz présentes à proximité du transformateur principal

Le parc à gaz est positionné pour chaque réacteur à proximité de la salle des machines et du transformateur principal. Ce parc à gaz reçoit principalement des bouteilles d'azote et d'hydrogène nécessaires au fonctionnement des réacteurs.

Lors de la visite du transformateur principal du réacteur n°1, les inspecteurs ont relevé que les casemates en béton du parc à gaz les plus proches du transformateur principal contenaient des bouteilles d'hydrogène.

Vos représentants ont indiqué que lors de l'incendie, les équipes d'intervention s'étaient d'ailleurs posé la question de mettre en place une protection des bouteilles d'hydrogène contre la chaleur. Cette mesure a été finalement abandonnée du fait de l'extinction rapide de l'incendie.

Vos représentants ont indiqué après l'inspection que, selon la « Note d'étude AP 06-001 Lot N°4 Guide méthodologique d'application aux parc à gaz du référentiel de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne aux CNPE : ETSEE/130183 A », en annexe 5 « Détermination du flux rayonné par un incendie de transformateur non casematé », il est indiqué : *« Il peut être conclu que le risque « incendie » engendré par l'inflammation d'un transformateur non casematé sur les parcs à gaz est nul au-delà de 11 m du front de flamme. Etant donné le respect effectif du critère de 11 mètres (13 mètres en local pour le réacteur), il est donc considéré que le risque d'explosion des bouteilles d'hydrogène n'est pas présent ».*

Or, les inspecteurs ont relevé dans le document en référence [4] que la distance prise en compte entre le transformateur principal et le parc à gaz est de 8 mètres.

Demande B-3. Je vous demande de me transmettre le document ETSEE/130183 A. Vous préciserez si ce document indique les cas pour lesquelles une protection spécifique des bouteilles d'hydrogène contre la chaleur est nécessaire et si ce n'est pas le cas, comment cela est justifié.

Demande B-4. Je vous demande de justifier quelle est la distance de référence entre le parc à gaz et le transformateur principal à prendre en compte pour les analyses de risque d'explosion.

Demande B-5. Je vous demande de mettre en cohérence l'ensemble de votre documentation opérationnelle vis-à-vis de la distance à prendre en compte entre le parc à gaz et le transformateur principal pour la prise en compte du risque d'explosion.

Risque d'explosion des tuyauteries d'hydrogène à proximité de la phase 0 du transformateur principal

Les inspecteurs ont observé que des tuyauteries d'hydrogène étaient présentes à proximité de la phase 0 du transformateur principal, sur le voile béton de la salle des machines.

Vos représentants ont indiqué qu'il s'agit des tuyauteries de vidange rapide de l'alternateur. Ils ont précisé que certaines de ces tuyauteries contiennent de l'hydrogène lorsque l'état de fonctionnement de l'alternateur le requière.

Lors de l'incendie du 4 avril 2021, la phase 0 du transformateur principal n'a pas été impactée par les flammes.

Demande B-6. Je vous demande :

- de préciser les états de fonctionnement de l'alternateur nécessitant l'utilisation d'hydrogène,
- de me transmettre l'analyse de risque réalisée par le CNPE, prenant en compte le risque d'explosion d'hydrogène en cas d'incendie sur la phase 0 du transformateur principal.

Gestion de l'obturation de l'émissaire OUEST

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que, suite à la mise en œuvre de la boudruche de confinement au niveau de l'émissaire OUEST, celle-ci restait en place jusqu'à ce qu'une intervention soit réalisée pour la dégonfler et remettre le système de déclenchement en fonction.

Ils ont indiqué aux inspecteurs par téléphone après l'inspection que la boudruche serait de nouveau opérationnelle le 9 avril, soit quatre jours après l'incendie.

Il n'a pas été précisé lors des échanges si l'émissaire OUEST est effectivement resté obturé pendant quatre jours, avant la remise en position de la boudruche le 9 avril.

Les inspecteurs s'interrogent également quant à la capacité du système SEO à assurer sa fonction vis-à-vis du risque d'inondation externe, notamment en cas de fortes pluies, si l'émissaire OUEST reste obturé pendant plusieurs jours.

Il a été par ailleurs indiqué aux inspecteurs que le fournisseur du système d'obturation réaliserait un contrôle le 10 avril soit cinq jours après la fin de l'incendie.

Les échanges lors de l'inspection n'ont pas permis de déterminer avec précision si le système d'obturation de l'émissaire OUEST était pleinement opérationnel entre la fin de l'incendie et l'intervention du fournisseur le 10 avril.

Demande B-7. Je vous demande de :

- m'indiquer le processus exact de remise en fonction de la boudruche de confinement de l'émissaire OUEST après son déclenchement et le délai de mise en œuvre ;
- justifier du bon fonctionnement du système d'obturation de l'émissaire OUEST entre la fin de l'incendie et le contrôle réalisé par le fournisseur le 10 avril ;
- m'indiquer les mesures compensatoires éventuelles prévues pour garantir l'obturation de l'émissaire OUEST entre le déclenchement du système d'obturation, sa remise en fonctionnement et le contrôle de son bon fonctionnement par le fournisseur ;
- de justifier de la capacité du système SEO à assurer sa fonction, entre la fin de l'incendie et l'intervention du 10 avril ;

C Observations

Sans objet



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.

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 et conformément à l'article R.596-5 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 division,

Signé par

Adrien MANCHON