

Référence courrier :
CODEP-CMX-2022-046213

**Monsieur le Directeur du Centre nucléaire de
Production d'Electricité de Saint-Laurent-Des-
Eaux**
CS 60042
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

Montrouge, le 20 septembre 2022

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Saint-Laurent B
Inspection n° **INSSN-OLS-2022-0672** du 27 juin au 1^{er} juillet 2022
Management de la sûreté

Références : **[1]** Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit « arrêté INB »
[2] Décision no 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables aux installations nucléaires de base (INB) pour la maîtrise des risques liés à l'incendie
[3] Décision ASN n° 2012-DC-0291 du 26 juin 2012 fixant des prescriptions complémentaires au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de Fukushima
[4] Référentiel managérial EDF « Incendie Prévention » référencé D455020001973 en date du 8 avril 2021

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en références, une inspection de revue a eu lieu du 27 juin au 1^{er} juillet 2022 sur le CNPE de Saint-Laurent B (INB n°100) sur le thème « management de la sûreté ».

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.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

L'inspection de revue qui s'est déroulée du 27 juin au 1^{er} juillet 2022 concernait le management de la sûreté, la conduite normale des installations, la qualité de maintenance et la gestion des modifications sur l'ensemble du CNPE de Saint-Laurent B. L'équipe d'inspection était constituée de douze



inspecteurs de l'ASN ainsi que de dix accompagnateurs de l'IRSN. Les inspecteurs se sont répartis en quatre équipes, chacune d'entre elles déroulant sur la semaine l'un des thèmes précités. Une inspection inopinée, centrée sur les activités de la conduite du réacteur n°2, a par ailleurs été réalisée dans la nuit du 29 au 30 juin.

L'inspection a permis de constater la bonne implication du management du CNPE dans la recherche d'une amélioration des performances de sûreté. Les inspecteurs ont par ailleurs apprécié le travail engagé en matière de « culture juste », qui pourrait permettre de répondre aux lacunes de remontée des écarts observés sur site. L'analyse de plusieurs plans d'action « sûreté » établis par les services a montré que ceux-ci étaient pertinents au regard des faiblesses identifiées, avec cependant une tendance à ne pas chercher à capitaliser sur les points forts déjà présents. La visite des installations a confirmé que celles-ci étaient souvent en bon état, mais les inspecteurs ont cependant relevé des lacunes dans certains locaux abritant des équipements importants pour la sûreté (locaux ASG, diesels, locaux des échangeurs du circuit de refroidissement intermédiaire RRI). Les inspecteurs ont examiné la gestion prévisionnelle des emplois et compétences (GPEC) effectuée au niveau site ainsi que celle réalisée dans certains services. Le travail réalisé est apparu rigoureux.

Les inspecteurs ont observé plusieurs agents en situation de travail durant la semaine. Ils ont noté que les pratiques de fiabilisation des interventions étaient généralement mises en œuvre de manière efficace, sans que cette appréciation puisse cependant être généralisée.

La maîtrise de l'intégration documentaire est apparue satisfaisante, notamment au regard de la bonne maîtrise du volume de documents en retard d'intégration, dans le contexte d'une prochaine visite décennale.

Les inspecteurs ont apprécié la bonne tenue des comités formation, malgré le contexte difficile. Enfin, les inspecteurs ont apprécié le dynamisme de l'approche de la consultante « facteurs humains » du site.

L'inspection a par ailleurs mis en évidence plusieurs faiblesses sur lesquelles le CNPE devra travailler. La plus importante d'entre elle concerne les activités de contrôle des ancrages/supportages. Les nombreux écarts détectés par les inspecteurs lors de leur contrôle par sondage amènent à conclure que l'organisation en place au moment de l'inspection ne permettait pas d'atteindre un résultat dans lequel l'ASN peut avoir confiance. Il sera donc impératif que le CNPE fasse évoluer cette organisation en prévision du réexamen périodique du réacteur 2.

Si la dynamique impulsée par la direction est apparue satisfaisante, comme indiqué précédemment, celle-ci n'a pas encore produit ses effets sur le terrain et la plupart des dossiers concrets examinés par les inspecteurs (modifications, supportages, etc.) manquaient de rigueur.

Les inspecteurs ont pu constater que les plans d'action suite à constat (PA CSTA) étaient parfois indigents ou non mis à jour. De ce fait, leur utilisation dans le cadre de l'établissement d'un retour d'expérience fiable n'est pas possible.

Plusieurs dossiers examinés par les inspecteurs ont mis en évidence une insuffisance quant à la traçabilité des critères de requalification retenus après intervention sur un matériel.

Plusieurs écarts ont été constatés lors des visites sur le terrain en matière de gestion des potentiels calorifiques. Le site devra donc poursuivre ses efforts sur ce sujet.

Les visites sur le terrain réalisées par les inspecteurs ont également mis en évidence des lacunes dans la prise en compte du « séisme événement » (agression potentielle, en cas de séisme, d'un matériel important pour la sûreté par un matériel quelconque, tel qu'un échafaudage ou un équipement lourd non qualifié au séisme).

Les inspecteurs ont constaté d'importantes lacunes dans les processus de préparation, réalisation et contrôles des rejets d'effluents dans la Loire. Les constats énoncés durant l'inspection de revue et sa synthèse n'ont pas été suffisamment pris en compte par les services concernés puisqu'un événement postérieur à l'inspection est venu confirmer le manque de maîtrise du sujet par les acteurs concernés et les incohérences constatées.

Les inspecteurs estiment que le déploiement de la disposition transitoire DT 392, présentant des mesures destinées à atténuer les conséquences potentielles du dossier relatif à la corrosion sous contrainte des tuyauteries RIS (injection de sécurité) et RRA (refroidissement à l'arrêt du réacteur), n'est pas satisfaisant, en ce sens où les opérateurs présents en salle de commande interrogés par les inspecteurs ne maîtrisaient pas spontanément le contenu de cette disposition transitoire.

Enfin, si les inspecteurs ont apprécié les formations coaching déployées pour les cadres, il leur semble souhaitable que cette formation soit étendue rapidement aux délégués sécurité d'exploitation (DSE), dont le rôle est important vis-à-vis des agents de terrain.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Contrôle des ancrages et supportages

L'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [1] prévoit que « *L'exploitant met en place une organisation et des ressources adaptées pour définir son système de management intégré, le mettre en œuvre, le maintenir, l'évaluer et en améliorer l'efficacité. Il procède périodiquement à une revue de son système de management intégré dans le but d'en évaluer la performance, d'identifier les améliorations possibles, et de programmer la mise en œuvre des améliorations retenues.* »

Les programmes de base de maintenance préventive (PBMP) relatifs aux ancrages précisent les contrôles à réaliser sur les ancrages au génie civil et les périodicités associées. Pour les réacteurs de 900 MW réalisant leur quatrième visite décennale, le courrier de l'ASN référencé CODEP-DCN-2021-007672 du 26/02/2021 « Vérification de la conformité des réacteurs de 900 MWe pour leur quatrième réexamen périodique (RP4 900) » demande que l'ensemble des contrôles soient réalisés et les écarts traités au plus tard 6 mois après divergence. Le réacteur n°2 devant débiter sa visite décennale en octobre 2022 au moment de l'inspection, les inspecteurs ont demandé un bilan de l'avancement des contrôles et du traitement des écarts détectés. Ils ont pu disposer d'un état des lieux de l'avancement des contrôles, mais pas d'un bilan du traitement des anomalies détectées, ce dernier étant en cours de construction. S'agissant du PBMP relatif aux ancrages des tuyauteries, qui constitue le plus important



volume de contrôles à réaliser, seuls 25% des contrôles avaient été faits à ce jour. L'ASN attache une importance particulière au suivi de cette problématique et s'interroge sur votre aptitude à mener à bien les différentes activités aux échéances prévues.

Par ailleurs, les inspecteurs ont vérifié sur le terrain les ancrages de plusieurs systèmes dont les contrôles étaient affichés comme terminés dans le bilan présenté. Sur le système JPP, il leur a finalement été indiqué, lors de leur départ sur le terrain, que les contrôles mentionnés comme réalisés en 2017 devaient sans doute être refaits, un ordre de travaux complémentaire en date du 20 juin 2022 ayant été identifié le jour même de l'inspection. Les inspecteurs ont effectivement constaté sur le terrain des anomalies sur plus de la moitié des ancrages contrôlés sur ce système (absence de freinage prévu par le plan, écrous non serrés, présence de trous à proximité de platines d'ancrages...), dont la très grande majorité n'avait pas été identifiée lors des contrôles de 2017.

Demande I.1 : Mettre en place les moyens nécessaires pour :

- **s'assurer de la réalisation satisfaisante des contrôles des ancrages et supportages non encore réalisés ;**
- **vérifier que les contrôles déjà réalisés, et notamment ceux annoncés comme finalisés à l'ASN, présentent la fiabilité attendue ;**
- **résorber les écarts constatés dans les échéances prévues.**

Prise en compte de la corrosion sous contrainte

Afin de prendre en compte la problématique nationale de corrosion sous contrainte des circuits auxiliaires de la chaudière nucléaire, EDF a émis la disposition transitoire n° 392 (DT 392) listant les mesures conservatoires et compensatoires à mettre en œuvre pour tous les réacteurs du Parc. Cette DT 392 a été déclinée opérationnellement par le site de Saint-Laurent notamment par la mise en œuvre d'une instruction temporaire de sûreté (IT) en salle de commande des deux réacteurs depuis le 6 avril 2022.

Le site a bien intégré la surveillance particulière à mettre en œuvre pour détecter une évolution du bilan de fuites primaires. Néanmoins, lors d'une mise en situation simulant le dépassement du critère fixé, les inspecteurs ont relevé que la conduite à tenir n'était pas évidente à mettre en œuvre pour les opérateurs. En effet, l'instruction reprend la conduite à tenir indiquée dans la DT 392 sans précision opérationnelle, comme par exemple la procédure à appliquer pour la recherche de fuite (qui semblait néanmoins connue par les opérateurs), les critères pour confirmer une fuite dans le bâtiment réacteur, la procédure à mettre en œuvre permettant d'aller inspecter en arrêt à chaud de manière réactive les portions de tuyauteries concernées par la corrosion sous contrainte. Cette situation pourrait engendrer



des retards dans la mise en œuvre de la conduite à tenir et révèle une absence de mise en situation opérationnelle lors du déploiement de cette IT.

Concernant la surveillance de la détection incendie permettant éventuellement la détection précoce d'une fuite sur une des portions de tuyauteries concernées par la corrosion sous contrainte, l'IT reprend la liste des locaux concernés identifiés dans la DT 392 ainsi que la conduite à tenir associée sans précision opérationnelle comme par exemple la liste des capteurs concernés ou les critères d'évolution d'activité dans l'enceinte et d'évolution du niveau des puisards du bâtiment réacteur. Par ailleurs, lors d'une mise en situation simulant le dérangement d'un des détecteurs concernés, les inspecteurs ont relevé que les opérateurs ne faisaient pas le lien avec l'IT et donc la conduite à tenir particulière associée. Cette situation pourrait engendrer des retards dans la mise en œuvre de la conduite à tenir et révèle une absence de mise en situation opérationnelle lors du déploiement de cette IT. A la fin de l'inspection, vos représentants ont indiqué qu'un affichage avait été mis en œuvre au niveau de la baie de surveillance des détecteurs pour appeler l'attention des opérateurs sur l'IT à prendre en compte.

Par ailleurs, la mesure compensatoire n° 3 de la DT 392 exige de planifier sous six mois une formation des agents de conduite pour limiter les risques de sollicitation des portions de tuyauteries concernées par la corrosion sous contrainte. Lors de l'inspection, vos représentants du service commun de formation (SCF) ont indiqué aux inspecteurs que vos services centraux avaient établi certains critères liés aux parcours de professionnalisation des agents et permettant de déroger à cette mesure. Les inspecteurs ont ensuite constaté que ni le SCF ni le service Conduite n'avaient effectué les contrôles des parcours de professionnalisation des agents afin de s'assurer que tous entraient bien dans les critères de dérogation. Ainsi le CNPE n'avait pas vérifié formellement l'application de la mesure compensatoire n°3 de la DT392.

Pendant l'inspection, il est apparu que cette instruction n'était pas suffisamment maîtrisée par les opérateurs en l'absence notamment de mise en situation et que son caractère opérationnel était perfectible malgré l'enjeu associé aux mesures définies dans la DT 392.

Demande I.2 : Veiller sans délai au caractère opérationnel de l'IT déclinant les mesures définies dans la DT 392 et procéder autant que de besoin à des mises en situation des opérateurs pour assurer une bonne maîtrise des enjeux et des attendus de cette IT.



Processus d'autorisation d'un rejet en Loire d'un réservoir d'effluents du circuit primaire (KER)

Les décisions ASN-2015-DC-0499 et ASN-2017-DC-0588 définissent notamment les prescriptions applicables aux rejets d'effluents liquides dans la Loire par le CNPE de Saint-Laurent. Afin de répondre à ces exigences et conformément à l'arrêté [1], la procédure n°402 définit l'organisation mise en œuvre dans le cadre des rejets en Loire des effluents liquides issus des réservoirs KER.

Le jeudi 30 juin 2022 les inspecteurs ont suivi le processus d'autorisation de la réalisation du rejet dans la Loire du réservoir 0KER006BA par les équipes de conduite (service SCO) en salle de commande. Lorsque le process nécessite de vider un réservoir KER afin d'y libérer du volume d'entreposage pour contrôler l'activité d'effluents provenant de l'îlot nucléaire, le service Conduite sollicite le service « chimie/environnement » qui va déterminer les conditions de rejets en fonction des caractéristiques du milieu récepteur et de l'effluent concerné. Le dossier utilisé par l'équipe de conduite en charge de l'autorisation et la réalisation du rejet comprend plusieurs documents :

- une « fiche échantillonnage analyse rejet » (EAR) signée par le laboratoire et le chef d'exploitation. Cette fiche consigne les paramètres du milieu, les principales valeurs de débits et formalise l'autorisation du rejet par la chef d'exploitation ;
- un logigramme issu de la procédure n°402 « Réaliser les rejets d'effluent liquide » qui établit le débit de rejet maximum en Loire en fonction de la concentration en tritium ;

Parmi les documents supports on note la présence d'une fiche de décision opérationnelle (FDO PRO0662) qui présente des mesures compensatoires à mettre en œuvre suite à une perte de la communication entre la station de rejet B et le CNPE, les alarmes n'étant visibles qu'en local ainsi que d'une fiche qui détermine le débit de pré-dilution mis en œuvre qui est fonction des configurations de lignages des pompes.

Les opérateurs et l'agent de terrain disposent également de consignes S.KER qui formalisent les contrôles à réaliser et les manœuvres à effectuer pour réaliser le rejet.

Concrètement, le calcul du débit de rejet en Loire d'effluents par le CNPE (débit 1) est la somme du débit directement issue de la bache (débit 2) et d'un débit de pré-dilution dépendant de la situation de la tranche (débit 3). Le débit 3 étant connu à un instant donné (configuration des pompes dans le process du réacteur), le service Chimie/Environnement est sollicité par le service Conduite afin de déterminer le débit 2. Ce débit 2 est déterminé de deux manières différentes, par l'outil SIRENE (débit 2a) et par la procédure n°402 (débit 2b) afin de respecter une concentration en tritium limite (déterminée en fonction du débit de la Loire). Les débits 2a et 2b sont souvent différents, il convient de retenir le plus faible pour favoriser une meilleur dilution des effluents.

La fiche EAR indique les éléments suivants :

- dans la partie détermination des conditions de rejet,
 - o une valeur du débit de pré-dilution (débit 3a), il s'agit de la première valeur utilisée dans SIRENE pour ce rejet. En cas de nouveau calcul (le rejet est reporté sur le quart suivant), cette valeur est toujours affichée même si la valeur réelle est modifiée dans le calcul. Une autre valeur de débit de pré-dilution est présente, il s'agit de la valeur utilisée dans le calcul selon vos représentants (débit 3b) ;

- Deux valeurs de débit pour le milieu récepteurs, qui sont différentes sans qu'il ne soit possible de savoir pourquoi ;
- une valeur de débit Rejet autorisé (débit 2a), calculé par l'outil SIRENE
- dans la partie autorisation du rejet
 - un « débit Rejet choisi autorisé » (débit 2b) calculé sur la base de la procédure n°402 à partir des concentrations en tritium ;
 - un débit de pré-dilution qui correspond au débit 3b.

Durant le suivi de la réalisation de ce rejet les inspecteurs ont noté positivement l'attitude interrogative des opérateurs devant une incohérence de la fiche EAR (celle-ci indiquait un débit de pré-dilution utilisé pour le calcul des conditions de rejet différent du calcul de pré-dilution réelle sur l'installation) et l'application de la FDOPRO662 pour la partie conduite. Néanmoins, ils ont également constaté des écarts et des manquements liés aux outils utilisés, à la maîtrise par les opérateurs du processus global et dans le processus d'autorisation du rejet.

a) Les outils mis à disposition génèrent une confusion des paramètres principaux du rejet

Vos représentants ont réalisé une présentation de l'outil SIRENE qui permet de renseigner les principaux paramètres utilisés pour le calcul du débit de rejet. Le produit de sortie de cet outil est la fiche EAR, transmise au service Conduite pour formaliser l'autorisation du rejet. Les inspecteurs ont constaté que cette fiche comportait des erreurs et ne disposait pas de la robustesse nécessaire pour diminuer le risque de rejet au mauvais débit :

- Les calculs ont été réalisés sur SIRENE en plusieurs fois afin d'affiner le débit de rejet de l'effluent (débit 2) et la fiche EAR indique un débit de prédilution (débit 3a) correspondant au premier calcul réalisé durant le quart du mercredi 29 juin après-midi et qui s'avère erroné par rapport aux conditions de l'installation le jeudi 30 juin, jour du rejet. Néanmoins la fiche EAR dans sa partie « détermination des conditions de rejet » précise un débit de prédilution à 2,90 m³/s (débit 3a) et dans sa partie « débits limites autorisés par » précise un débit de prédilution de 2,24 m³/s (débit 3b). Or le débit le plus conservateur pour le milieu récepteur est bien le débit de prédilution le plus élevé qui n'est donc a priori pas celui utilisé réellement ici. Vos représentants ont indiqué que la valeur indiquée dans la première partie de la fiche EAR était issue du premier calcul et n'était pas modifiable, cela a créé une confusion chez les opérateurs et rend la fiche EAR non lisible. Par ailleurs on retrouve la notion de débit de prédilution dans la fiche EAR dans un troisième endroit avec une valeur de 16,10 m³/h (les inspecteurs n'ont pas identifié son rôle et son origine) ;
- La fiche EAR indique dans la détermination des conditions du rejet un « débit limite autorisé » vis-à-vis du tritium de 17,40 m³/h (débit 1) et un débit de rejet calculé vis-à-vis du débit du milieu récepteur et de la réglementation afférente à 16,10 m³/h (débit 2a). La partie « Autorisation de rejet » signée par le chef d'exploitation délégué (CED) précise un « débit de rejet choisi autorisé » à 6,7 m³/h (débit 2b). La dénomination des différents items est source de confusion, puisque le logigramme de la procédure n°402 précise le débit maximum autorisé vis-à-vis du tritium à 6,7 m³/s, (il y a une erreur d'unité par ailleurs sur cette dernière fiche puisque le calcul

donne bien une valeur en m^3/h), sans préciser s'il s'agit du débit de l'effluent (débit 2a ou 2b) ou du débit de rejet (débit 1), l'erreur d'unité ne facilitant pas la compréhension.

La fiche EAR apparaît obsolète, elle donne des informations erronées (qualificatifs des débits limite autorisés, débit limite vis-à-vis du tritium) aux équipes de conduite et présente des informations contradictoires (débit de prédilution, débits maximums autorisés).

b) La maîtrise du processus global lié au rejet du réservoir KER par les équipes de conduite est perfectible

Durant le rejet, les opérateurs se sont interrogés par rapport aux incohérences de la fiche EAR. A cette occasion les inspecteurs ont constaté que la notion de débit de prédilution qui, d'un point de vue tritium, est conservatif lorsque la valeur est élevée, n'était pas maîtrisée par l'ensemble des équipes de conduite. Il en est de même pour la valeur de débit de rejet autorisé (débit 2, $16,10 \text{ m}^3/\text{h}$ ici) qui laisse penser aux équipes de conduite qu'ils disposent d'une marge par rapport au $6,70 \text{ m}^3/\text{h}$ (débit 2b) indiqué comme « débit de rejet choisi autorisé » (alors qu'il s'agit du débit maximum de rejet, sans marge pour respecter la limite en tritium dans la procédure n°402).

Bien que les équipes de conduite maîtrisent les actions dictées par la FDO PRO662 sous leur responsabilité, ils n'ont pas d'attention particulière vis-à-vis des actions à réaliser par le service Chimie Environnement, qui constituent néanmoins des préalables à l'autorisation de rejet.

Par ailleurs vos représentants n'ont pas été en mesure de présenter les modes de preuve de réalisation des actions de nettoyage des pompes de la station juste avant le rejet et la surveillance accrue de la station avec 3 rondes par jour durant le rejet.

c) Processus d'autorisation du rejet

Les inspecteurs ont constaté que le contrôle réalisé par le chef d'exploitation délégué (CED) consistait uniquement en la lecture de la fiche EAR, sans contrôle de la cohérence de son contenu et de la consigne S.KER où sont cochées les différentes actions de contrôle à effectuer. Le chef d'exploitation (CE) est pourtant le responsable de la réalisation des rejets liquides (et gazeux) du CNPE.

Par ailleurs, les pratiques de fiabilisation des interventions (PFI) n'ont pas été appliquées durant l'ensemble du processus d'autorisation du rejet, et l'ensemble révèle un manque de robustesse du processus.

L'ASN rappelle que l'analyse du dépassement de valeur limite réglementaire en activité volumique en tritium dans la Loire à Chinon en 2020 a identifié comme cause apparente un manque de connaissance sur cette thématique par les équipes de conduite et notamment les chefs d'exploitation, ce qui limite l'analyse critique des éléments contenus dans les fiches EAR. Il avait également été identifié que le processus de décision opérationnelle était perfectible et que les agents en charge des actions de conduite ne disposaient pas de repères en termes de débits de rejet.



Globalement, les inspecteurs ont constaté que les éléments détaillés ci-dessus constituent des points faibles de votre organisation dans l'autorisation et la réalisation de rejet de réservoir KER dans le milieu récepteur et pourraient à terme avoir pour conséquences des erreurs dans la détermination des débits de rejet.

Cette appréciation a malheureusement été confirmée postérieurement à l'inspection, malgré l'alerte explicitement et lourdement formulée en synthèse de l'inspection de revue, lors de l'événement du 12/08/2022 ayant conduit à une reprise du rejet du réservoir 0 KER 007 BA avec prise en compte erronée du débit de rejet.

Demande I.3 :

- **Adapter les outils servant à la prise de la décision d'autorisation d'un rejet du réservoir KER, notamment la fiche EAR ;**
- **Améliorer la maîtrise par les équipes de conduite des principales données utilisées pour la détermination des conditions de rejet d'un réservoir KER ;**
- **Fiabiliser le processus d'autorisation de rejet par les équipes de conduite, y compris par un vrai contrôle de la tête d'équipe.**

II. AUTRES DEMANDES

Gestion des événements identifiés en salle de commande

Les inspecteurs ont examiné la gestion des événements identifiés au tableau des événements en salle de commande.

Concernant l'événement dit « DVL 1 » de groupe 2 des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE), identifié sur le réacteur n° 1 et relatif à l'absence de ventilation de certains locaux dans le cadre de travaux en cours, les inspecteurs ont relevé que la conduite à tenir affichée identifiait les locaux spécifiques pour lesquels il fallait opérer une surveillance en local de la température, ce qui paraît être une bonne pratique. Néanmoins, à la lecture des schémas mécaniques de ventilation présents en salle de commande, les inspecteurs ont relevé qu'un local concerné n'avait pas été identifié. La conduite à tenir a alors été modifiée de manière réactive pour prendre en compte ce local.

Les inspecteurs ont assisté au relevé de température sur le terrain par un agent de terrain pour le local concerné. Il s'est avéré délicat sur le terrain d'identifier avec certitude ce local et de réaliser la mesure adaptée. De retour en salle de commande, les inspecteurs ont relevé que le fonctionnement de la ventilation des locaux était difficilement compréhensible uniquement sur la base de schémas mécaniques et nécessitait une confrontation avec d'autres outils et la connaissance des installations sur le terrain.



Demande II.1 : Veiller à la bonne identification des locaux concernés par une perte de la ventilation en confrontant les différents outils à disposition en salle de commande avec la vision de terrain des locaux.

Concernant l'événement dit « DVL 1 » susmentionné, les inspecteurs ont également relevé qu'aucun résultat de mesure de température des locaux concernés n'était documenté, la traçabilité se bornant à documenter le fait que la température était conforme au critère à respecter. A la demande des inspecteurs, il a finalement été jugé pertinent de documenter les valeurs numériques dans le cahier de quart afin de détecter une éventuelle dérive de la température et d'anticiper l'atteinte du critère.

Demande II.2 : Documenter les valeurs numériques relevées attestant du respect de la conduite à tenir d'un événement et permettant d'anticiper le dépassement des critères à respecter.

Concernant l'événement dit « DVL 1 » susmentionné, les inspecteurs ont relevé que l'événement était identifié deux fois sur le tableau de la salle de commande. Interrogés, vos représentants ont indiqué qu'il s'agissait d'une bonne pratique locale car l'indisponibilité était liée à deux activités distinctes et que le fait de l'identifier deux fois permettait d'éviter le risque de supprimer l'événement au tableau lorsqu'une seule des deux activités est terminée. Néanmoins, les inspecteurs ont relevé que la butée calendaire du deuxième événement posé ne coïncidait pas avec le premier ce qui n'est pas conforme aux STE. Vos représentants ont modifié la butée calendaire du second événement en cohérence avec le premier.

Demande II.3 : Veiller à mettre en cohérence les butées calendaires de deux événements STE similaires lorsqu'ils sont identifiés au tableau des événements pour des causes distinctes.

Concernant des événements identifiés comme « RGE9 » sur le réacteur n° 2, c'est-à-dire relatif à la détection du non-respect d'un critère défini dans les essais périodique (chapitre 9 des Règles Générales d'Exploitation) mais sans impact sur les STE, les inspecteurs ont souhaité consulter les analyses associées à l'absence d'impact sur les STE ainsi que les actions initiées pour traiter cet écart dans le délai d'un mois associé. Les inspecteurs ont relevé que seul un des trois événements identifiés au tableau faisait l'objet d'une analyse documentée dans le cahier de quart. Le chef d'exploitation a néanmoins formulé sa propre analyse à l'oral qui semblait appropriée.

Demande II.4 : Veiller à documenter l'analyse associée aux événements « RGE9 » précisant le critère concerné, l'absence d'impact sur le respect des exigences des STE et les actions initiées pour traiter cet écart dans le délai associé.

Vérifications périodiques du respect des exigences définies dans les STE

Les inspecteurs ont examiné la réalisation de Points d'Arrêt Statiques (PAS) relatifs à la vérification d'exigences définies des STE lors de chaque quart. Ils ont pu apprécier la rigueur de réalisation de ces PAS. Néanmoins, ils se sont interrogés sur l'exhaustivité des exigences vérifiées chaque semaine. Par exemple, il apparaît les éléments suivants :

- La chaîne de mesure référencée KRT 007 MA du système de contrôle de la radioprotection n'apparaît pas dans la liste des contrôles à effectuer alors que toutes les autres chaînes de ce système sont listées ;
- Les paramètres chimiques et radiochimiques des STE ne sont pas listés exhaustivement dans les vérifications à réaliser ;
- La disponibilité des systèmes du noyau dur post-Fukushima ne semble pas faire l'objet de vérifications ;
- La disponibilité du dispositif d'arrêt automatique des pompes primaires sur haute température ne semble pas faire l'objet de vérifications.

Demande II.5 : Réaliser une revue de prise en compte de l'ensemble des exigences définies des STE dans les PAS. Le cas échéant, justifier l'absence de vérification de certaines exigences définies lors de la réalisation de ces PAS.

Conduite normale en situation d'agressions

Les inspecteurs ont procédé à des mises en situation d'opérateurs et d'agents de terrain en salle de commande du réacteur n° 1. Ces mises en situation étaient relatives à l'inondation interne et au séisme.

Concernant l'inondation interne, les inspecteurs ont relevé qu'il n'y avait *a priori* pas d'exercice simulant ce type de situation pour les opérateurs. Par ailleurs, la fiche d'alarme référencée RPE 201 comportait une erreur de référence de la note à appliquer pour l'identification des rétentions ultimes ; cette erreur n'a cependant pas posé de difficulté, l'opérateur connaissant la note adéquate et l'ayant retrouvée rapidement. Enfin, les inspecteurs ont relevé qu'il n'existait pas *a priori* de procédure réactive de basculement de voie électrique et de coupure du tableau référencé LHA pour la mise en sécurité des biens et des personnes en cas d'inondation de ce local.

Concernant le séisme, les inspecteurs ont relevé qu'il n'y avait *a priori* pas d'exercice simulant ce type de situation pour les opérateurs et les agents de terrain malgré les exigences de la décision [3]. La prescription [ECS-10] de cette décision précise : « Avant le 30 juin 2012, l'exploitant transmettra à l'ASN un programme de formation des équipes de conduite permettant de renforcer leur niveau de préparation en cas de séisme. Ce programme doit notamment comprendre des mises en situations régulières. Ce programme doit être suivi par le personnel de conduite du réacteur en charge de la baie sismique et des mesures d'exploitation associées au plus tard le 31 décembre 2012. Les autres équipes de conduite du site doivent recevoir une information au 31 décembre 2012 et avoir suivi l'ensemble du programme au plus tard au 31 décembre 2013 ». Lors de la mise en application de la fiche référencée FAAT n° 11 par un agent de terrain, les inspecteurs ont relevé que les localisations de la mallette dite PUI (Plan d'Urgence Interne) et du sismographe en salle de commande n'étaient pas précisées, ce qui pourrait conduire à des délais supplémentaires de mise en œuvre. Par ailleurs, la mise en œuvre de cette fiche n'a pu aboutir, l'agent de terrain n'étant pas en capacité de réaliser les actions demandées du fait de l'absence de formation ou de mise en situation sur l'application de cette fiche et de l'utilisation de matériels spécifiques peu connus par les agents de terrain. Enfin, les inspecteurs ont relevé que la fiche d'alarme référencée EAU001AA laissait la possibilité de traiter un dysfonctionnement de la baie sismique sans mettre en œuvre la procédure dédiée dite « I-EAU » qui permet justement de diagnostiquer ce type de dysfonctionnement.



Demande II.6 : Intégrer dans le programme de formation des agents de conduite concernés des formations et des mises en situation sur le traitement de l'inondation interne et du séisme dans le respect notamment de la prescription [PT ECS-10] de la décision [3].

Demande II.7 : M'informer des améliorations apportées pour corriger les différents dysfonctionnements susmentionnés.

Gestion des inhibitions et dérangements des détecteurs d'incendie

Les inspecteurs ont examiné la gestion des inhibitions et dérangements des détecteurs d'incendie au niveau de la baie de surveillance de ces capteurs en salle de commande. La gestion en temps réel est assurée par l'intermédiaire d'une feuille affichée à côté de la baie qui liste les inhibitions et les dérangements actifs. Les inspecteurs ont relevé que cette fiche était renseignée à la main sans soin particulier. Par ailleurs, aucun lien n'est fait vers une documentation permettant de connaître les causes de l'inhibition ou du dérangement, la conduite à tenir associée avec les éventuels moyens compensatoires à mettre en œuvre et les conditions de levée des inhibitions notamment.

Demande II.8 : Renforcer la gestion en temps réel des inhibitions et dérangements des détecteurs d'incendie en assurant notamment une documentation adéquate et soignée.

Sérénité en salle de commande

Les inspecteurs ont examiné la gestion des anomalies présentes en salle de commande du réacteur n°1. Le dysfonctionnement d'un matériel, d'un capteur, d'une alarme ou d'un enregistreur sans impact réel sur la sûreté de l'installation est normalement signalé par un affichage en salle de commande pour avertir les opérateurs de ce dysfonctionnement. La gestion de ces anomalies contribue à la sérénité en salle de commande en veillant notamment à traiter ces anomalies dans des délais appropriés.

Les inspecteurs ont relevé qu'aucun outil et aucune organisation ne permettait d'assurer le suivi de ces anomalies en salle de commande avec notamment la réalisation de revues périodiques afin de relancer les métiers en charge du traitement des anomalies ou la vérification que des affichages ont bien été mis en place ou retirés à l'issue du traitement des anomalies.

Demande II.9 : Mettre en place un outil et une organisation pour le traitement approprié des anomalies et affichages associés en salle de commande.

Les inspecteurs ont relevé une véritable difficulté rencontrée par les équipes de quart sur la cohérence du planning. Il est apparu à plusieurs reprises la nécessité que les équipes consacrent du temps pour se faire confirmer ou infirmer des opérations prévues sur le planning avec parfois des plannings prévoyant un nombre très important d'activités sur un quart. D'après vos représentants, cette difficulté était accentuée notamment en début de semaine le lundi matin et de manière générale en début de matinée et d'après-midi. Il apparaît que cette situation était plus marquée sur le réacteur n° 2 alors en arrêt fortuit et qui ne bénéficiait pas des structures mises en œuvre pour les arrêts de réacteur.



Demande II.10 : Analyser l'opportunité de mettre en œuvre des actions de fiabilisation du planning pour améliorer la sérénité en salle de commande.

Identification de l'impact d'activités périodiques sur les exigences des STE

Les inspecteurs ont assisté à la réalisation de l'essai périodique référencé « DIV130 » et relatif au remplacement périodique des enregistreurs en salle de commande. Ils ont relevé que pour effectuer le remplacement de l'enregistreur référencé 1 RRA 401 EN, l'opérateur effectuait une analyse en temps réel de l'impact de ce remplacement sur les exigences des STE, aucun point de vigilance n'étant néanmoins mentionné dans sa procédure pour cette opération. Cette analyse a été validée par le chef d'exploitation et a permis d'identifier la nécessité de poser l'événement correspondant avec la conduite à tenir associée le temps du remplacement. S'agissant de remplacements périodiques selon une procédure dédiée, les inspecteurs ont appelé votre attention sur la nécessité de privilégier une analyse anticipée de l'impact sur les STE selon l'état du réacteur et de retranscrire les conclusions de cette analyse directement dans la procédure opérationnelle pour guider les opérateurs dans leur analyse et vous assurer d'une certaine vigilance des opérateurs dans la réalisation de cette activité.

Demande II.11: Améliorer la procédure de remplacement périodique des enregistreurs pour *a minima* porter un point de vigilance sur le remplacement d'enregistreurs pouvant avoir un impact sur les exigences des STE.

Amélioration continue de la sûreté des installations

Les inspecteurs ont examiné la déclinaison opérationnelle de la feuille de route dite « sûreté » du site dans le plan d'actions du service conduite et dans les projets d'équipes de quart. Cette feuille de route et les projets d'équipe qui en découlent sont valorisés comme un axe fort d'amélioration pour la sûreté du site.

Il apparaît que les projets d'équipe sont porteurs d'engagements qui ne font pas l'objet d'un suivi périodique particulier et qui paraissent parfois difficilement quantifiables. Les inspecteurs ont néanmoins relevé une vraie dynamique d'amélioration dans les équipes par les chefs d'exploitation mais dont le projet d'équipe n'est pas le socle principal.

Demande II.12 : Définir et mettre en œuvre des projets d'équipe de conduite en quart déclinant notamment la feuille de route « sûreté » ainsi que les axes d'amélioration spécifiques à chaque équipe et dont les engagements sont opérationnels et peuvent être suivis périodiquement.

Les inspecteurs ont examiné la mise en œuvre du Plan de Contrôle Interne (PCI) du service conduite pour l'année 2022. Il apparaît que le management du service ne disposait pas d'une vision claire de l'avancement de ce PCI à fin juin 2022, dont le taux de réalisation paraissait faible *a priori*. Prenant en compte la période de congés estivaux et la forte charge de travail industrielle au second semestre, cette situation pourrait conduire à ne pas mener à terme le PCI annuel dans des conditions adéquates. Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé que les outils utilisés pour la réalisation du PCI, des Visites



Managériales Terrain (VMT) et des Observations en Situation de Travail (OST) étaient similaires et s'interrogent ainsi sur l'atteinte effective des objectifs de ces trois démarches.

Demande II.13 : Assurer un suivi rapproché du PCI au sein du service Conduite et veiller à cadencer sa réalisation en lien avec la charge de travail industrielle et la disponibilité des agents.

Demande II.14 : Se positionner sur l'adéquation de mise en œuvre d'outils similaires pour la réalisation du PCI, des VMT et des OST vis-à-vis des objectifs de ces trois démarches.

Lors de l'examen des différents comités d'amélioration auxquels participent le service Conduite, les inspecteurs ont relevé que les actions d'amélioration définies n'étaient pas systématiquement documentées dans votre outil dédié. C'est le cas notamment des actions du groupe de travail sur la maîtrise de la réactivité mais également des actions menées pour la capitalisation du retour d'expérience dans des outils dédiés au pré-job briefing et au débriefing alors que ces dernières actions semblent structurantes pour le service. Cette situation peut constituer un risque dans le suivi des actions d'amélioration définies.

Demande II.15 : Veiller à la documentation et au suivi des actions d'amélioration pour la sûreté dans les outils dédiés.

Risque d'explosion en cas d'indisponibilité du système DVE

Les inspecteurs ont examiné la gestion de l'événement DVE2 des STE en cours pendant l'inspection sur le réacteur n° 2. Cet événement avait été posé suite à l'indisponibilité d'un ventilateur du système de ventilation de locaux abritant des batteries. Il apparaît que la conduite à tenir prescrite par les STE a bien été respectée, ce qui est satisfaisant. Cependant, les inspecteurs se sont interrogés sur la suffisance du taux de renouvellement d'air des locaux concernés dans la configuration de l'installation vis-à-vis du risque d'explosion interne.

Demande II.16 : Justifier de la suffisance du taux de renouvellement d'air des locaux concernés en cas d'indisponibilité de matériels du système de ventilation DVE.

Prise en compte du retour d'expérience

Les inspecteurs ont assisté à la réalisation d'une confrontation entre le chef d'exploitation et l'ingénieur de sûreté. A l'issue de cette confrontation, les inspecteurs ont interrogé les agents sur leur connaissance de l'action corrective n° 3 du compte-rendu d'événement significatif pour la sûreté référencé D5160-RES-2-011-21. Cette action consistait en une mise à jour de la note régissant la confrontation. Les inspecteurs ont relevé que la mise à jour de cette note n'était pas connue par les agents et que l'action corrective mise en œuvre n'était ainsi pas efficace. Par ailleurs, la pertinence de cette action apparaissait limitée du fait de la difficulté à identifier en temps réel les événements dits « à détection tardive ».



Demande II.17 : Veiller à évaluer l'efficacité des actions correctives mises en œuvre et faisant suite à des événements significatifs notamment lorsqu'il s'agit de mises à jour documentaires. Pour le cas susmentionné, m'informer de l'évaluation menée et, le cas échéant, d'actions correctives complémentaires à engager.

Gestion des pertes d'intégrité de sectorisation (PI) et de fragilité de sectorisation (FS)

Les articles 4.1.1 et 4.1.2 de l'annexe à la décision [2] disposent respectivement que « *la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie permet d'identifier et de justifier les secteurs et zones de feu de l'INB* » et que « *des dispositions sont prises afin qu'un même incendie ne puisse pas affecter simultanément des EIP [éléments importants pour la protection des intérêts] à protéger des effets d'un incendie et assurant une redondance fonctionnelle. A ce titre, ceux-ci ne sont pas placés dans un même secteur ou zone de feu ou, à défaut, disposent d'une protection suffisante afin de prévenir une défaillance causée par un même incendie* ».

La sectorisation vise donc à séparer physiquement des locaux par des éléments constructifs résistants au feu afin d'éviter la propagation d'un incendie. Elle permet de s'assurer qu'un même incendie ne puisse pas affecter simultanément des équipements assurant une redondance fonctionnelle. Plusieurs éléments concourent à la sectorisation incendie comme les portes coupe-feu ou les siphons de sol.

Les dispositions réglementaires précitées ont été intégrées au référentiel managérial [4], interne à EDF, qui porte notamment les exigences suivantes applicables aux CNPE en ce qui concerne la sectorisation incendie :

- l'état de la sectorisation doit être connu en temps réel ;
- toute rupture de sectorisation doit faire l'objet d'une caractérisation ; les ruptures de sectorisation sont ainsi caractérisées soit en perte d'intégrité (PI) soit en fragilité de sectorisation (FS), associées à une classe qui définit le délai de réparation de l'anomalie de sectorisation) ;
- le nombre de perte d'intégrité de classe 1 est limité à 2 par réacteur, le délai de réparation étant de 14 jours ; toutefois, le référentiel [4] mentionne que « *certaines travaux de grande ampleur ne permettent pas de respecter les délais de réparation, les limitations du nombre de pertes d'Intégrité de classe 1 et/ou 2 et la gestion en temps réel dans le système d'information. Ils sont identifiés et traités comme chantier à fort enjeu incendie* ».

Le rapport opérationnel 22 (ROP22) mentionne les indisponibilités de sectorisation (PI et FS) en cours au niveau des différentes installations du CNPE. Vos représentants ont explicité les différents objectifs de ce document, dont la mise à jour est quotidienne et qui doit être disponible en salle de commande :

- Permettre aux opérateurs de connaître les PI et FS en cours dans le cadre de leurs missions en lien avec le risque incendie (visa des permis de feu, inhibition du système de détection incendie) ;

- Connaître et suivre les PI et FS dans le temps et leurs mesures compensatoires ;
- Informer le chef des secours en cas d'intervention sur le terrain liée à la détection d'un incendie.

Sur ce dernier point, vos représentants ont précisé aux inspecteurs que chaque perte d'intégrité programmée ou fortuite faisait l'objet d'une analyse de risques, avec des plans précis qui permettent au chef des secours d'identifier clairement les contraintes et la propagation potentielle d'un incendie avant une intervention. Les inspecteurs ont consulté le classeur utilisé par le chef des secours à cet effet et ont effectué les constats suivants :

- Le ROP22 n'a pas été mis à jour le 30 juin du fait d'un problème informatique ;
- De nombreuses PI et FS présentes dans le ROP22 n'ont pas fait l'objet d'analyse de risques dans le classeur utilisé par le chef des secours pour préparer ses interventions. Le classeur contenait des PI et des FS qui n'étaient pas dans le ROP22.

Par ailleurs des dépassements des délais de réparation de PI et FS sont visibles dans le ROP22. Bien que vos représentants aient apporté des justifications en lien avec ces dépassements de délais de réparation, l'ASN vous invite à en réduire au maximum les délais.

Demande II.18 : Mettre en place une organisation permettant de connaître en temps réel les PI et les FS, y compris pour le chef des secours via les analyses de risques.

Demande II.19 : Transmettre à l'ASN la liste des PI et des FS en vigueur à la réception de ce courrier et en dépassement de délai de réparation, avec leur délai prévisionnel de réparation.

Gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des Modifications temporaires d'installation (MTI)

Les inspecteurs ont contrôlé la gestion des DMP et des MTI en sélectionnant par sondage plusieurs DMP et MTI figurant sur les listes tenues en local. Il en est ressorti les observations suivantes :

- MTI SLB 1 RAZ015VZ : la date de rédaction de la FACR (fiche d'analyse du cadre réglementaire), mentionnée comme étant le 29/09/2010, est postérieure à la date de pose de la MTI du 08/07/2010.

La FACR présentée était incomplète et n'incluait pas les informations techniques de la MTI en question pourtant attendues en pièce jointe de la FACR.

Aucune date de dépose prévisionnelle n'a pu être communiquée et il n'a pas pu être retrouvé de demande (TOT) de dépose dans l'EAM.

- MTI SLB 0 KRS901AA : cette MTI datant du 08/04/2016 fixe la condition de dépose suivante : « dans l'attente résolution problème liaison balise 0 KRS 931 MA ». Aucune demande de travaux (DT) ou plan d'action (PA) de résolution du problème en question n'a été trouvée. En

outre deux TOT de dépose de la MTI ont été trouvées, mais à l'état annulée. Aucune information concernant le motif d'annulation et le devenir de cette MTI n'a pu être donnée.

- MTI SLB 2 DEL009MT : La FACR présentée était incomplète et n'incluait pas les informations techniques de la MTI en question pourtant attendues en pièce jointe de la FACR.

La TOT de pose de la MTI mentionnait une dépose sur le code projet 2C3520 (échu) en incohérence avec la date de dépose prévisionnelle (31/12/2025) figurant dans la TOT de dépose.

Par ailleurs, il a été indiqué qu'une analyse de bonne gestion des DMP/MTI et de suivi des actions de résorptions était réalisée périodiquement par le service conduite mais également par le responsable du processus DMP/MTI. Néanmoins il apparaît que ces remontées d'anomalies ne conduisent que partiellement à la résolution des anomalies identifiées. Par exemple, la MTI SLB 1 RAZ015VZ (posée en juillet 2010) figurant dans le ROP 5 (Rapport opérationnel de toutes les DMP/MTI posées par tranche) fait apparaître en rouge une anomalie de gestion liée à l'absence de date de dépose prévisionnelle sans aucune correction malgré son ancienneté.

Demande II.20 : Réaliser une revue exhaustive des DMP/MTI et corriger les écarts de gestion (établissement de la FACR, date de dépose prévisionnelle, TOT de dépose...) identifiés à cette occasion.

Demande II.21 : Veiller à prendre en compte de façon rigoureuse les conclusions des analyses périodiques de gestion des DMP/MTI et traiter les anomalies ainsi identifiées au fil de l'eau.

Activités de lignage

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par le CNPE pour la gestion des activités de lignage. Cette activité fait l'objet d'un plan d'action prioritaire préconisant une présence terrain accrue et une formation renforcée des acteurs. Ainsi, des objectifs d'observation de terrain sont définis pour les DSE (Délégué sécurité exploitation) ou les HMT (Haute maîtrise terrain) supervisant les activités de lignage. A ce titre les inspecteurs ont pu consulter une Fiche d'observation d'agent (FOA), une Mise en situation professionnelle (MESP) ainsi qu'un carnet de suivi d'agent de terrain. Ils ont également noté positivement l'utilisation par les DSE d'une check-list des équipements et connaissances essentielles pour l'intégration des nouveaux agents de terrain.

Il a toutefois été mis en exergue que la formation de coaching des managers déployée suite à l'audit WANO de 2020 ne visait ni les DSE ni les PT (pilote de tranche) mais seulement les chefs d'exploitation (CE) et chefs d'exploitation délégués (CED).



Demande II.22 : Evaluer la pertinence d'associer les DSE et PT aux formations de supervision créées avec WANO.

Les inspecteurs ont vérifié le respect des STE sur plusieurs lignages requis selon l'état de tranche. A cette occasion il a été mentionné que l'outil informatique VESPA avec l'importation des données AICO, dont l'utilisation est préconisée dans la procédure locale n°115 (*traitement d'une demande de mise sous régime*) pour vérifier l'état des lignages, était jugé peu fiable. Le moyen le plus sûr – selon les interlocuteurs des inspecteurs - utilisé pour vérifier l'état d'un lignage reste à ce jour l'utilisation simultanée d'un schéma mécanique et de l'outil informatique AICO pour connaître la position à l'instant t d'un robinet. Ce moyen reste néanmoins plus fastidieux et chronophage. En conséquence, l'utilisation de VESPA couplée à AICO, s'il s'avère que cette application ne représente pas la réalité des lignages, induit un risque d'erreur à enjeux potentiellement importants pour la sûreté.

Demande II.23 : Evaluer la fiabilité de l'outil informatique VESPA (importation des données issues de AICO) et statuer quant à sa mise à disposition des équipes de conduite.

Les inspecteurs ont consulté le dossier d'activité de lignage (DAL) relatif à l'appoint en eau borée de 2 REA004BA via 9 REA003BA, réalisé le 29 juin 2022. Il en ressort que l'analyse de risque (AdR) associée à cette activité n'était que partiellement présente dans le dossier papier (1^{ère} page seulement). Cette page de signature n'était en outre signée que d'un seul chargé de travaux alors que l'ADR est sensée refléter dans ce cas de lignage la prise en compte des risques et parades par *a minima* un agent de terrain et un opérateur. Par ailleurs, le préjob-briefing (PJB) associé à ce lignage sensible, bien prévu selon le DSE interrogé, n'est pas précisé dans la fiche de manœuvre (FM) de l'opérateur. Ainsi, il n'est pas avéré qu'un PJB ait été réalisé permettant à l'agent de terrain de prendre connaissance des risques et parades mentionnés dans l'AdR.

Demande II.24 : Veiller à la bonne constitution des DAL en amont de l'activité et tracer la réalisation des PJB le cas échéant.

Demande II.25 : Veiller à ce que soit mentionnée l'étape de réalisation d'un PJB dans la FM de l'opérateur conduite sur les lignages le nécessitant.

Condamnations administrative (CA)

Les inspecteurs ont contrôlé la gamme de pose de la CA 16.C en tranche 2 relative notamment à la mise en position ouverte de la vanne 2 ASG 603 VD. Bien que celle-ci soit identifiée comme DCAP (Difficilement contrôlable a posteriori) conformément à la procédure n°507 (*gérer les condamnations administratives au service conduite*), ils ont constaté que la gamme opératoire de pose de la CA consultée ne présentait pas d'éléments prouvant la bonne réalisation du contrôle technique de conformité de



position de l'organe DCAP, qui doit être mené en temps réel (avant sa condamnation physique) par une légère manœuvre effectuée par le contrôleur.

Demande II.26 : Tracer dans les gammes opératoires concernées la réalisation en temps réel du contrôle de position lors de la pose de CA sur des organes identifiés comme DCAP.

L'observation d'une activité de pose et de dépose de CA dans les locaux électriques (niveau +7 m) a permis de constater que de nombreux tiroirs de commande 125V n'était pas verrouillés à clef, certains étant en outre associés à des CA posées sur le tiroir de puissance correspondant.

Demande II.27 : Entreprendre une revue de l'ensemble des tiroirs verrouillables des locaux électriques et renforcer la rigueur attendue sur le verrouillage de ces tiroirs.

Rondes d'exploitation

Les inspecteurs ont, à plusieurs occasions, accompagné et observé le travail d'agents de terrain sur des rondes de relevés et d'observation. Il en ressort une assez bonne maîtrise de l'activité que ce soit par la préparation de l'activité, la connaissance des locaux et des attendus, la gestion du stress mais également par la formation et le maintien en compétence des agents de terrain.

Néanmoins il ressort de ces accompagnements un certain manque de rigueur dans les suites données aux constats terrain avec les remontées d'anomalies identifiées pendant la ronde non systématiques sur le quart en question et des constats issus des rondes non tracés de façon exhaustive dans le relevé de ronde.

Les inspecteurs ont par ailleurs constaté pendant une ronde d'observation deux portes coupe-feu (2 HW 0523 PD et 9 HL 612 PD) dont le joint était détérioré vraisemblablement depuis un certain temps.

Demande II.28 : Renforcer la rigueur relative à la remontée des constats terrain afin de corriger au plus tôt les anomalies décelées.

Les inspecteurs ont constaté le non-respect généralisé d'un affichage apposé sur certaines armoires des locaux électriques et mentionnant « DECT interdit devant cette porte ouverte ». Une des raisons données aux inspecteurs est le caractère historique de cet affichage et la méconnaissance, voire le déni, du risque associé.

Demande II.29 : Veiller à ce que tous les affichages d'obligation et d'interdiction soient respectés et rappeler les risques associés à ces situations aux personnels concernés. Evaluer périodiquement leur pertinence.

Les inspecteurs ont constaté la présence d'un écoulement d'eau important dans le local 2W266 (local ASG). Une pancarte signalait la prise en compte d'une fuite sur 2 ASG 022 VD remontant au 25 mai 2021. La consultation de la demande de travaux (DT) associée à cette fuite a permis de constater l'absence de réévaluation du débit d'écoulement depuis le 28 mai 2021 et une prévision de réparation lors de la prochaine visite décennale de la tranche 2 fin 2022. Par ailleurs la DT n'indiquait aucun impact sur la disponibilité de la vanne suite à l'évaluation réalisée le 28 mai 2021. Or les inspecteurs ont constaté une présence d'eau au sol significative qui semble nécessiter un suivi régulier incluant une réévaluation de l'impact sûreté et de la disponibilité matérielle de l'organe concerné au sens des STE.

Demande II.30 : Suivre l'évolution de la fuite dans le local 2W266 et actualiser les conclusions de la DT en conséquence.

Entreposage de matière combustible dans un secteur de feu de sûreté (SFS)

La décision [2] précise, en son article 2.2.1, que « *l'exploitant définit des modalités de gestion, de contrôle et de suivi des matières combustibles ainsi que l'organisation mise en place pour minimiser leur quantité, dans chaque volume, local ou groupe de locaux, pris en compte par la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie.*

La nature, la quantité maximale et la localisation des matières combustibles prises en compte dans la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie sont définies dans des documents appartenant au système de management intégré de l'exploitant ».

Par ailleurs, l'article 2.2.2 de la même décision impose que « *l'exploitant limite les quantités de matières combustibles dans les lieux d'utilisation à ce qui est strictement nécessaire au fonctionnement normal de l'INB et, en tout état de cause, à des valeurs inférieures ou égales à celles prises en compte dans la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie* ».

Dans ce cadre, la note nationale d'EDF relative à la prévention des risques incendie et à la gestion de la sectorisation incendie (référéncée D4550.34-06/4301 indice 1 du 22 août 2016) précise les règles de gestion de la sectorisation incendie et est déclinée, pour ce qui concerne l'identification des SFS notamment, dans la procédure n° 0244 du CNPE de St Laurent visant à « Gérer les ruptures de la sectorisation incendie et du confinement ». Ainsi, la prescription n°3 relative aux limites des SFS, ZFS et ZFA précise que lesdites limites *sont identifiées par une bande de couleur sur les murs des locaux.*

Les limites des volumes de feu sont matérialisées par une bande de peinture sur les faces internes des locaux concernés sur laquelle est porté le repère fonctionnel du volume de feu concerné.

Lors de leur visite terrain, l'équipe d'inspecteurs en charge de la vérification de diverses modifications mise en œuvre au sein du CNPE a constaté la présence d'un entreposage important de produits combustibles non strictement nécessaires (des bureaux, des sièges, des classeurs, un aspirateur, un téléphone en charge...) dans un SFS du bâtiment électrique du réacteur 1 (local L651, SFS L 06 82).

Il convient de noter que ce local comportait également deux des nouvelles armoires de détection incendie liées à la modification PNPP 1196 relative à la « rénovation globale de la détection incendie »,

ce qui soulève la question de la posture interrogative de la surveillance du CNPE lors de la mise en place de cette modification.

Demande II.31 : Procéder, dans les meilleurs délais à une évacuation des matières combustibles présentes en 1L651 et transmettre le mode de preuve de cette évacuation.

S'assurer que ce type d'écart n'est pas également présent sur les autres SFS des bâtiments électriques du site

Le même contrôle de terrain a également permis de constater les difficultés rencontrées par le CNPE concernant l'entreposage de matières combustibles au sein du bâtiment des auxiliaires de conditionnement (BAC) du fait de l'indisponibilité d'un compacteur de déchets.

Les alvéoles d'entreposage dont l'affichage demande un remplissage à moins de 40 % étaient toutes remplies à plus de 80%. Les inspecteurs ont cependant pu constater que la réparation du compacteur était en cours le jour de l'inspection.

Demande II.31 : Renforcer votre organisation concernant la gestion des charges calorifiques et des entreposages dans les secteurs de feu de sûreté mais plus largement dans l'ensemble des bâtiments du CNPE.

S'assurer que la charge calorifique présente dans le BAC pendant l'indisponibilité du compacteur était compatible avec les conclusions de l'analyse du risque incendie réalisée pour ce local et que les éventuels moyens compensatoires étaient adaptés à la situation constatée.

Mise en œuvre de la modification référencée PNPP 1870A et relative à la «robustesse du dispositif U5 au SMHV »

La modification PNPP 1870A, relative à la «robustesse du dispositif U5 au SMHV», relève des dispositions de la décision n° 2017-DC-0616 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 30 novembre 2017 relative aux modifications notables des installations nucléaires de base. Cette modification a fait l'objet de l'autorisation ASN référencée AUT26-DCN-2017-0014.

L'article 2.1.5 de cette décision précise que « *dans le cas où la mise en œuvre d'une modification autorisée par l'Autorité de sûreté nucléaire s'écarte des éléments du dossier ou des conditions de l'autorisation délivrée, l'exploitant en informe l'Autorité de sûreté nucléaire dans les cinq jours ouvrés suivant la détection de cette situation, sans préjudice des dispositions du chapitre VI du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé. L'exploitant dépose, le cas échéant, une nouvelle demande d'autorisation* ».

Le dossier EDF de demande d'autorisation de cette modification, référencé D455616078765 ind. A, prévoit le remplacement des sondes de température DVN271/272MT et du thermostat de sécurité DVN271/272ST. Lors de leur contrôle de terrain, les inspecteurs ont relevés diverses anomalies entre le dossier de modification fourni par le CNPE, et notamment la note de définition PNPP1870A ind. C, les plans et schémas de raccordement des capteurs et armoires concernées et la réalisation effective des travaux sur le terrain :

- la note de définition PNPP1870 ind. C fournie par le CNPE présente des montages photos en situation finale faisant apparaître deux thermostats de sécurité par platine (1DVN271/273ST et

2DVN272/274ST) ; un seul thermostat est présent en tranche 1 comme en tranche 2 sur la platine finale.

- cette note de définition identifie donc la présence de deux thermostats de sécurité par tranche alors que sur le terrain et sur les plans de raccordement il semble exister 1 thermostat et 1 sonde de température par tranche, les sondes absentes des platines finales étant placées chacune dans un autre tableau,
- afin de se prémunir du risque séisme événement, les armoires DVN007AR et DVN273AR doivent être implantées avec un écart minimal de 100 mm selon la même note de définition ; il n'a été mesuré que 90 mm entre les armoires 2 DVN007AR et 2DVN273AR (les autres cotes mesurées lors de l'inspection se sont révélées satisfaisantes),
- une sonde de température n'est pas identifiée sur le terrain (absence de repère fonctionnel),
- plusieurs coquilles sont présentes dans la note de définition PNPP1870A (en page 28/60) concernant les débranchements d'une armoire et l'identification des armoires concernées par les règles d'implantation.

Demande II.32 : Analyser les écarts constatés à l'aulne du dossier EDF ayant permis l'obtention de l'autorisation ASN référencée AUT26-DCN-2017-0014.

Transmettre les conclusions de cette analyse et notamment son impact sur la note d'analyse du cadre réglementaire initiale.

Demande II.33 : Concernant le risque séisme événement, justifier de la suffisance des 90 mm séparant les armoires DVN007AR et DVN273AR.

Demande II.34 : Compléter votre organisation afin de vous assurer, avant l'annonce de la finalisation sans écart d'une modification, de son adéquation complète sur le terrain avec le dossier de mise en œuvre autorisé et les documents d'application utilisés pour la mise en place des matériels.

Organisation du site pour le traitement des écarts et gestion des plans d'actions (PA-CSTA)

L'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [1] prévoit que : « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

— *son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;*

— *s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;*

— *si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre. »*

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour suivre et traiter les écarts détectés sur les installations. Ils ont notamment constaté que, si l'organisation est normalement conçue pour permettre un suivi effectif de ces écarts, dans la pratique, le suivi au travers des plans d'actions (PA-

CSTA) n'est pas effectué de façon optimale. Ainsi, certains PA-CSTA tardent à être ouverts (les inspecteurs ont ainsi constaté un délai de 2 mois pour l'ouverture d'un PA-CSTA suite au non-respect d'un critère A lors de l'essai périodique LLS 040). Les PA-CSTA ne sont ensuite pas mis à jour de façon réactive, ce qui ne permet pas un suivi du traitement aisé.

Demande II.35 : Faire évoluer vos pratiques pour renforcer le suivi des écarts et de leur traitement, notamment en veillant à l'ouverture et à la mise à jour réactive des PA-CSTA par l'ensemble des acteurs concernés

Prise en compte du risque séisme-évènement

L'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [1] prévoit que « *L'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées* ».

Les inspecteurs ont examiné les contrôles complémentaires réalisés sur le réacteur n°1 au titre de l'écart de conformité générique n°522, portant initialement sur le risque d'interaction sismique entre armoires de contrôle-commande et châssis de relayage. Les inspecteurs ont constaté l'absence de gamme locale pour réaliser ces contrôles. Cependant, les contrôles réalisés pour vérifier la conformité des armoires n'appellent pas d'observations. En revanche, la proximité de certaines armoires avec d'autres équipements interroge sur le risque d'interaction en cas de séisme. C'est le cas de l'armoire 1KRT003AR avec 1DVF021VA, de l'armoire 1KSCR00AR avec une gaine Mécatiss et de l'armoire 1LLS003AR avec une gaine de ventilation provenant de 1DVA59VA.

Demande II.36 : Analyser les interactions possibles entre les matériels précités en cas de séisme et leurs conséquences potentielles. Mettre en œuvre le cas échéant les mesures correctives nécessaires.

Demande II.37 : Mettre en place une gamme locale pour faciliter la réalisation des contrôles « agresseur/agressé » à venir.

Qualité de la documentation des dossiers de modification

Les inspecteurs ont examiné plusieurs dossiers constitués en vue de documenter et de tracer les modifications réalisées au sein du CNPE. La consultation de ces dossiers n'a pas mis en évidence de non-conformités documentaires notables à l'égard des procédures de réalisation de modifications. Elle a néanmoins révélé quelques pratiques à corriger :

- les relevés d'exécution d'essai (REE) rédigés dans le cadre des requalifications après modification locale ne sont pas archivés en cas d'échec de l'essai. Seul est conservé le dernier indice du REE (i.e. celui concluant à des résultats satisfaisants) ;
- le dossier de réalisation des travaux rédigé dans le cadre de la modification référencée PNRL1883 (« remise en conformité des borniers Wago tranche 1 » (TOT 02827082-01)) ne documente pas les dates de début et de fin des travaux et ne contient pas de bilan de l'intervention ;

- le procès-verbal de récolement fonctionnel (PVRF) n° SL1.15.PVRF.00091 (dressé dans le cadre de l'affaire référencée PNPP1754) a fait l'objet d'une correction qui n'a pas été authentifiée par les noms, dates et visa du correcteur (le résultat est passé de « total avec réserves » à « total sans réserves » par utilisation de blanc correcteur masquant les conclusions initiales) ;
- le relevé d'exécution d'essai PWYPEEDVC006PNPP1754A, indice B, a fait l'objet de modifications lors du passage au statut « bon pour action ». Ces modifications comprennent en particulier une adaptation au site des contraintes amont génériques définies par les unités d'ingénierie. Ainsi, des repères fonctionnels ont été substitués à ceux initialement prévus dans la version d'origine, l'obligation d'ouvrir l'appareil de coupure électrique 703JA a été supprimée alors que l'obligation d'ouvrir le dispositif 003JA a été ajoutée. Ces adaptations ont été justifiées par un commentaire laconique (adaptation au site) dont la concision, aux yeux des inspecteurs, pourrait empêcher un contrôle technique et une surveillance de qualité (le passage au statut « bon pour action » étant une AIP).

Demande II.38 : Assurer une qualité du renseignement des enregistrements permettant une documentation et une traçabilité satisfaisante des activités de modification.

Suivi et maîtrise des délais de mise à jour documentaire appelée par une modification

La procédure n° 0331 « Intégrer une modification nationale » (référence D5160-SD-PRO-0331, indice 09) prévoit que le procès-verbal de récolement fonctionnel (PVRF), établi à la fin d'une modification, soit diffusé à l'intégrateur local de modification. Cette mise à disposition du PVRF permet d'initier la mise à jour de la documentation nécessaire à l'exploitation et à la maintenance de l'équipement modifié. La même procédure impose que la mise à jour documentaire doit être réalisée dans un délai n'excédant pas six mois à compter de la transmission du PVRF.

La maîtrise des délais de mise à jour documentaire est suivie au travers d'un indicateur représentant le nombre de documents en défaut d'actualisation au terme de ce délai de six mois. Les inspecteurs ont ainsi relevé qu'un nombre notable de documents était en retard d'actualisation.

Interrogés sur une éventuelle stratégie de résorption de ce retard, vos représentants ont indiqué qu'aucun critère particulier de priorisation n'avait été établi. Par exemple, ils ne privilégient pas la mise à jour des documents présentant un enjeu particulier pour la sûreté nucléaire ou la radioprotection.

Demande II.39 : Veiller à la résorption du retard de mise à jour de la documentation nécessaire à l'exploitation et à la maintenance d'une installation modifiée. Au besoin, hiérarchiser les priorités d'actualisation au regard des enjeux de sûreté nucléaire ou de radioprotection.

Évolution d'un dossier de modification locale

La note de sous-processus n° 0802 (référence D5160-SD-SP-0802, indice 02) prévoit que le dossier d'étude et l'intégration d'une modification locale sont réalisés par le CNPE.

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants quant à la manière dont sont gérés les changements apportés à une modification en cours de réalisation. Ils ont ainsi noté que, lorsqu'un dossier de



modification locale évolue, vos représentants n'analysent pas systématiquement l'impact de ces évolutions sur le dossier initial. Or, les inspecteurs considèrent que des changements significatifs du dossier de modification peuvent justifier la mise à jour de certains éléments (actualisation de la fiche d'analyse du cadre réglementaire, par exemple).

Demande II.40 : Mettre sous contrôle les évolutions apportées aux dossiers d'étude de modifications locales. Au besoin, garantir la documentation et la traçabilité des analyses menées dans ce cadre.

Plans de management de la sûreté des services

Les inspecteurs ont examiné les plans de management de la sûreté (PMS) établis par les services SMC et SAE. Ces documents sont apparus pertinents et bien étayés. Les données d'entrée utilisées pour le PMS du service SMC sont les analyses 2^{ème} niveau des événements significatifs, l'analyse de tendance des constats négatifs du processus MP3 et le diagnostic sûreté réalisé selon les 10 traits WANO sur la base des résultats du questionnaire de perception de la sûreté. Les inspecteurs ont regretté que ce PMS ne cherche pas à renforcer les points forts des services qui ont pu être identifiés.

Demande II.41 : Prendre en compte les constats positifs dans le cadre de l'élaboration des PMS des services.

Demande II.42 : Renforcer la prise en compte de l'analyse du programme d'action corrective pour l'élaboration des PMS des services.

Qualité des constats portés dans l'outil informatique Caméléon

Les inspecteurs ont examiné par sondage quelques constats tracés dans l'outil informatique Caméléon dans le cadre du plan de contrôle interne d'un service. Cet examen a mis en évidence un manque de qualité des informations renseignées (les éléments non observés devraient être mentionnés « sans objet », alors qu'ils apparaissaient comme « non faits », dans les fiches examinées ce qui va générer des faux négatifs). Il a par ailleurs été constaté que certaines fiches Caméléon comportant une face « écart » n'étaient pas autoportantes (cas d'une fiche relative à un rendement de décontamination en argent 110m et antimoine 124 insuffisant sur des résines échangeuses d'ion). Ceci rend difficilement auditable les suites données à l'écart relevé (il faut pouvoir retrouver le bon interlocuteur au sein du CNPE).

Demande II.43 : Sensibiliser les utilisateurs à l'importance de renseigner correctement l'outil Caméléon (notamment pour les observations en situation de travail) et à rendre les faces Ecart autoportantes (lien vers les actions de traitement).

Participation des prestataires aux actions de présence terrain

Le CNPE a mis en place plusieurs types d'action destinées à renforcer la présence de la hiérarchie sur le terrain. Parmi celles-ci figurent les équipes dédiées terrain (7 agents dont un membre de l'équipe de direction et un expert du domaine concerné ainsi qu'un référent PFI). Il n'y a pas de représentant des



prestataires dans cette équipe dédiée, mais il existe un programme spécifique de présence terrain prestataire-direction, adapté aux chantiers de chaque prestataire. Par ailleurs, le site n'a pas engagé d'action visant à sensibiliser les prestataires sur l'intérêt de remonter des écarts observés sur le terrain ne relevant pas de leur champ d'activité. Le CNPE se prive ainsi d'une source potentielle de détection des écarts et d'amélioration continue.

Demande II.44 : Réfléchir à l'opportunité d'intégrer, dans certaines équipes dédiées terrain, des représentants des prestataires.

Demande II.45 : Sensibiliser les prestataires à la remontée des écarts détectés hors de leur scope d'activité.

Utilisation de Caméléon pour tracer les observations orales formulées par les inspecteurs

Lors de leur présence sur le terrain, les inspecteurs de l'ASN formulent régulièrement des observations orales à leurs accompagnateurs, observations qui ne sont pas reprises en lettre de suite car de faible importance ou ayant donné lieu à actions correctives immédiates de votre part. Ces observations constituent en soi une matière pertinente pour enrichir l'analyse des signaux faibles concernant le CNPE.

Demande II.46 : Tracer dans Caméléon les observations orales formulées par les inspecteurs lors des déplacements sur le terrain.

Traitement des documents en retard d'intégration

Les inspecteurs ont examiné le processus d'intégration documentaire en place sur le CNPE ainsi que la liste des documents en retard d'intégration. Nonobstant la remarque formulée dans le cadre de la demande II.39, les inspecteurs ont apprécié le travail réalisé par le CNPE et la maîtrise du volume de documents en retard d'intégration, compte tenu du contexte du site (proximité d'une visite décennale). Le site a mis en place une priorisation des documents à intégrer, qui porte ses fruits. Cette priorisation induit cependant un effet pervers. Les inspecteurs ont ainsi regretté que le faible volume de documents en retard d'intégration ne soit pas mis à profit pour les balayer périodiquement et éliminer ceux qui sont très facilement traitables. A titre d'illustration, les inspecteurs ont relevé un PA DOCN relatif à une demande de dérogation aux STE applicable en 2021 pour réaliser les essais périodiques « grand chaud ». La période estivale 2021 étant largement écoulée, le PA DOCN aurait pu être facilement supprimé.

Demande II.47 : Profiter du faible nombre de PA DOCN en retard d'intégration pour les balayer et éliminer ceux qui sont facilement traitables, sans remettre en cause la démarche de hiérarchisation mise en œuvre avec efficacité.



Non-déclaration à l'Autorité de sûreté du forage de deux piézomètres

Les inspecteurs ont examiné les arbitrages pris par la direction du site en défaveur de la filière indépendante de sûreté en 2021 et 2022. Dans ce cadre, ils ont pris connaissance du constat 364248, ayant conduit à la décision de déclarer un événement intéressant l'environnement suite à la non-déclaration du forage de deux piézomètres. Les inspecteurs auraient pour leur part suivi la FIS, qui recommandait la déclaration d'un événement significatif pour l'environnement. La déclaration d'un EIE ne permettra pas de traiter la cause profonde ayant conduit à cet événement, constituant un écart réglementaire manifeste.

Demande II.48 : Réaliser une analyse simplifiée afin de déterminer les actions pertinentes qui éviteront la reproduction d'un événement de ce type.

Requalification de la chaîne de mesure de la radioactivité 2 KRT026MA

Lors de l'inspection inopinée réalisée dans la nuit du 29 au 30 juin, les inspecteurs ont assisté en salle de commande de la tranche 2 à une prise de DOS (document d'orientation et de stabilisation) liée à l'apparition d'une alarme générée par la chaîne de mesure 2 KRT 026 MA. L'analyse temps réel réalisée par l'équipe de conduite en relation avec l'ingénieur sûreté d'astreinte a conduit à confirmer qu'il s'agissait d'une alarme intempestive, liée à un dysfonctionnement de la chaîne. Or, cette chaîne avait fait l'objet d'une intervention, avec requalification, dans la journée précédente en raison de dysfonctionnements antérieurs. Ceci met en cause la qualité de l'analyse antérieure statuant en faveur d'un bon fonctionnement de la chaîne et, potentiellement, la pertinence technique des actions de requalification réalisées dans ce cadre.

Demande II.49 : Fournir une analyse de l'historique de traitement des anomalies constatées sur la chaîne 2 KRT 026 MA (hypothèses, méthodes de diagnostic et de requalification) et, si disponible, une analyse des causes techniques réelles de ces anomalies.

III. CONSTATS OU OBSERVATIONS N'APPELANT PAS DE REPONSE A L'ASN

Participation du service conduite aux instances d'améliorations pour la sûreté nucléaire

Les inspecteurs ont relevé l'existence de comités d'amélioration qui traitent des principaux enjeux liés à la sûreté avec une participation prévue de membres des équipes de conduite en quart ou « correspondants » pour apporter notamment une vision opérationnelle des problématiques rencontrées et pour diffuser les messages identifiés lors de ces comités aux autres membres de l'équipe. Cependant, il est apparu lors de l'inspection que la liste de ces correspondants n'était pas à jour. Cette liste a été mise à jour de manière réactive mais les inspecteurs vous ont rappelé la nécessité de tenir à jour cette liste et de l'afficher pour bien identifier ces correspondants dans les différentes équipes.



Analyse de suffisance de la requalification

Les inspecteurs ont assisté à une demande de travaux en salle de commande par un agent de l'équipe réactive pour intervenir sur un dispositif de fin de course d'une vanne. L'opérateur lui a demandé de présenter sa fiche d'analyse de suffisance de la requalification à la suite de l'intervention. Cette fiche n'était pas renseignée et l'opérateur a demandé à l'agent de revoir son dossier. Les inspecteurs ont appelé votre vigilance sur la nécessité de disposer de dossiers complets avant intervention notamment dans le cadre d'interventions par l'équipe réactive.

Rondes d'exploitation

Les inspecteurs ont constaté une attitude interrogative perfectible sur certaines anomalies ou situations rencontrées pendant les rondes. Par exemple, le local 1L602, fermé à clef, n'a pas été visité pendant la ronde, un balisage sans raison apparente a été observé en 1L546, des désordres ont été constatés sur un chemin de câbles en 1L647... Je vous invite à clarifier les réflexes que les agents de terrain doivent avoir selon le type d'anomalie rencontrée (relever, appeler, photographier...) et à veiller à ce que soit remontée sans attendre toute incertitude sur la conduite à adopter vis-à-vis d'anomalies rencontrées.

Si les agents de terrain interrogés maîtrisaient globalement bien l'activité dont ils étaient en charge, ils n'avaient toutefois pas connaissance de la procédure n°393 (*les rondes d'exploitation du service conduite*) pourtant réactualisée en mars 2022. Je vous invite à porter à connaissance des agents de terrain les procédures qui les concernent au premier plan.

Cascade de dépression entre locaux

Les inspecteurs ont constaté, dans le couloir d'accès aux salles de commande, que l'indicateur de pression différentielle entre les locaux NC411 et W417 (indicateur référencé 1DVW009LP) ne permettait pas aux agents présents de mesurer correctement ladite pression différentielle.

L'ASN vous rappelle qu'il est de votre responsabilité de vous assurer de la fonctionnalité de ce type d'indicateur afin de garantir une cascade de dépression adaptée entre les salles de commande et les locaux techniques.

Délai de prise en compte des recommandations de la filière indépendante de sûreté (FIS)

Veiller à avoir des délais courts pour la prise en compte des recommandations FIS rapidement corrigibles.



Utilisation de Caméléon Debriefing

L'outil Caméléon Debriefing reste encore peu utilisé (91 fiches existaient au moment de l'inspection). Il conviendra de monter rapidement en puissance dans l'utilisation de cet outil.

Condamnations administratives

Les inspecteurs ont noté sur toutes les gammes opératoires de pose et de dépose des CA consultées l'absence de l'horodatage du contrôle technique de pose des CA et de l'horodatage de dépose des CA tel que suggéré en bonne pratique par la procédure n°507 (*gérer les condamnations administratives au service conduite*).

Constats divers

- lors d'une série de tests effectués sur les nouvelles armoires JDT installées dans le cadre de la modification PNPP 1196 (coffret référencé 9JDT016CR cellules 1 à 3), l'indicateur lumineux relatif à la disponibilité de la détection incendie dans le local NE518 a été constaté défectueux. Il a bien été noté que ce constat avait fait l'objet d'une demande de travaux,
- la présence d'une plateforme individuelle roulante (PIRI) dédiée à la zone DI82 du BAC (zone propre) a été constatée en zone potentiellement contaminée. Ce matériel devra être contrôlé avant de réintégrer sa zone d'affectation,
- une seconde PIRI non freinée était située à proximité immédiate d'un nouveau coffret incendie (0 JDT 035CR) sans gestion apparente du risque d'agression de ce coffret,
- lors du contrôle des liaisons des armoires potentiellement concernées par un risque d'agression sous séisme, les modalités de fixation de la boulonnerie retenues (tête de vis à l'extérieure et écrous à l'intérieur) n'ont pas permis aux inspecteurs, pour certains liaisons, de s'assurer que les écrous étaient freinés, l'ouverture des armoires concernées nécessitant une autorisation (régime). Il est donc de votre responsabilité de vous assurer de la présence dudit freinage lors des prochaines ouvertures de ces armoires (exemple : liaison entre les armoires 9KRT501/001 et 002AR),
- il a été constaté que des câbles électriques verticaux du BL n'étaient pas arrimés à leur chemin de câble (au droit du câble 1L6RC2F en L609 par exemple). Il convient de vous assurer que cette situation n'est pas préjudiciable à la tenue du matériel dans toutes les situations (normales, incidentelles et accidentelles) des réacteurs.
- Lors de l'inspection inopinée de nuit, où les inspecteurs ont suivi une activité de pose de condamnation administrative, il a été constaté de multiples difficultés de liaison entre l'agent de terrain et le chef d'exploitation ou la salle de commande, nécessitant que l'agent de terrain



se déplace jusqu'à un téléphone fixe, en interrompant son activité, pour engager la communication.

☺

Vous voudrez bien me faire part, sous deux mois pour les demandes prioritaires et sous trois mois pour les autres, des 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. 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.

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 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.

Signé par : Christophe QUINTIN