

DIVISION DE BORDEAUX

Bordeaux, le 17 décembre 2019

N/Réf. : CODEP-BDX-2019-052802

Monsieur le directeur du CNPE de Golfech

**BP 24
82401 VALENCE D'AGEN CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Golfech
Inspection de revue du 14 au 18 octobre 2019
« Facteurs organisationnels et humains »

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 entre le 14 et le 18 octobre 2019 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Golfech. Cette inspection portait sur le thème des facteurs organisationnels et humains. Ce thème a été abordé à travers plusieurs prismes techniques, à l'occasion de sous-inspections thématiques : conduite, gestion des compétences, intégration du référentiel, maintenance, retour d'expérience, modifications, risques de fraude et recherche de fraudes. Une inspection inopinée a été conduite dans la nuit du 16 au 17 octobre sur les réacteurs 1 et 2 portant spécifiquement sur la conduite.

Si le site dispose de compétences de bon niveau, dans un contexte de fragilité liée au renouvellement important des effectifs, un manque de rigueur quasi-systémique a été mis en évidence au cours des quatre jours d'inspection. En effet, les inspecteurs ont constaté des signes de manque de rigueur dans pratiquement tous les secteurs examinés. Les inspecteurs ont pu relever les difficultés rencontrées au sein d'une des équipes de conduite du réacteur n°2, pour lequel un traitement spécifique a été engagé par le site.

La direction du CNPE a engagé depuis l'été 2019 un « plan rigueur sûreté » qui devrait permettre, si ses objectifs sont partagés par les agents, de relever rapidement la situation. Les inspecteurs ont cependant noté que ce plan d'action se focalise prioritairement sur le traitement du manque de rigueur individuel. Or, les constats effectués par les inspecteurs montrent que les causes sont plus profondes. Il faudra donc s'assurer que ce plan permet d'atteindre les objectifs fixés par la direction du site.

Au-delà de ce diagnostic sévère, les inspecteurs ont relevé de nombreuses bonnes pratiques dans les différents services inspectés. Ces bonnes pratiques, qui traduisent les qualités et capacités des agents du CNPE, ont été présentées lors de la réunion de clôture de l'inspection et sont trop nombreuses pour être reprises in extenso dans ce courrier.

I. DEMANDES D'ACTION PRIORITAIRES

A. DEMANDES D' ACTIONS CORRECTIVES

Conduite

L'inspection a confirmé que certaines équipes du réacteur 2 sont en grande difficulté. La réorganisation en cours du service conduite a modifié considérablement l'organisation des activités, les rôles de chaque acteur, les relations entre ceux-ci. L'inspection menée sur ce thème les 22 et 23 octobre 2018, référencée INSSN-BDX-2018-0054, avait déjà mis en exergue les fragilités de cette nouvelle organisation et la disparité entre les équipes des deux réacteurs dans sa lettre de suite CODEP-BDX-2018-051347.

Au vu des investigations menées pendant l'inspection de revue, les inspecteurs estiment que l'impact FOH de cette nouvelle organisation sur les acteurs a été largement sous-estimé par la direction du site.

Demande A.1 : Je vous demande de prendre des mesures réactives afin de permettre aux équipes de conduite et plus particulièrement celles du réacteur 2 de retrouver la sérénité nécessaire pour mener à bien leurs activités. Ces mesures devront notamment permettre de définir clairement les rôles de chacun notamment en salle de commande et de renforcer la présence du management auprès des agents de terrain.

L'inspection a mis en exergue une défaillance dans la maîtrise des fondamentaux liés à l'activité « conduite » (gestion des consignes temporaires, gestion des régimes, gestion des permis de feu, relève de quart, surveillance en salle de commande, etc.).

Demande A.2 : Je vous demande de réaliser une revue de toutes ces activités. Vous m'informerez des conclusions de cette revue et des mesures correctives prises.

Mise sous régime par le service conduite

La note référencée D5067NOTE05295 décrit l'organisation mise en place par le site de Golfech pour gérer les mises en et hors exploitation de matériels ainsi que le processus de réalisation et de gestion des mises sous régimes.

Celle-ci identifie notamment les dispositions suivantes :

« La pose du régime comprend la mise en configuration du circuit selon le Régime de Consignation et la condamnation physique des organes concernés (en fonction de la gamme). Les points suivants doivent être respectés :

- Respect de l'ordre de la gamme de consignation et autocontrôle des actions engagées (le bon organe est condamné dans la bonne position tel qu'indiqué dans la fiche de manœuvre de consignation)
- Condamnation physique des organes par la mise en place du cadlock ou du cadenas afin d'interdire toute manœuvre.
- L'exécution des manœuvres de mise sous régime est réalisée à l'aide de fiche de manœuvres, schémas, conformément aux consignes.
- Lors des manœuvres de mise sous régime, la propreté de l'installation devra être respectée ».

Le 17 octobre 2019, les inspecteurs ont accompagné un agent de terrain du réacteur 2 dans le cadre de la réalisation d'activités de mises en et hors exploitation de divers matériels.

De manière générale, les inspecteurs ont noté une application satisfaisante des pratiques de fiabilisation avec une systématisation de la minute d'arrêt et de l'autocontrôle avant d'effectuer les gestes sur les installations, l'exécution des manœuvres selon les fiches de manœuvres qui lui ont été fournies et la condamnation des organes via des *cadlocks*.

Concernant la mise en ou hors exploitation des matériels 2TEG141VY et 2RPE639VY, les inspecteurs ont constaté que les actions menées étaient à l'attendu.

Concernant les activités de consignation de plusieurs vannes sur les systèmes AHP (réchauffeurs haute et moyenne pression) et GSS (groupes sécheurs surchauffeurs) situés en salle des machines, les constats suivants ont été réalisés : lors de la déclinaison du régime de consignation du 17 octobre 2019, l'agent de terrain a constaté que la vanne 2GSS206VA1 disposait d'un affichage en local mentionnant sa condamnation en position fermée (sous couvert du régime de condamnation n° RC36156) alors que cette vanne aurait dû être en position ouverte. Après investigation, il s'avère que le régime n° RC36156 concernait la vanne 2GSS206VA et non 2GSS206VA1 ; les activités exécutées sous le régime n° RC36156 ont donc été réalisées avec deux vannes dans des positions incorrectes ;

Le régime de consignation réalisé le 17 octobre 2019 mentionnait la nécessité de condamner en position fermée les vannes 2GSS105VA1 et 2GSS105VA2. Si l'agent de terrain a pu identifier en local la vanne 2GSS105VA1 (et ce bien que le repère fonctionnel de l'organe était 2GSS105V1), il n'en a pas été de même pour la vanne 2GSS105VA2 ; l'opérateur a alors contacté la salle des commandes pour lui faire part de la situation. Le niveau de détail des schémas mécaniques présents en salle de commande n'étant pas suffisant, la localisation sur un plan des installations des vannes 2GSS105VA1 et 2GSS105VA2 n'a pas été possible. A la demande de l'opérateur de la salle de commande, l'agent de terrain s'est rendu au bureau des consignations pour signaler cette situation et a indiqué à un chargé de consignations qu'il n'avait pas trouvé la vanne en local ; il a alors suggéré d'envoyer un deuxième agent de terrain afin de vérifier son existence effective ou non; le chargé de consignation n'a pas suivi cette recommandation, a modifié le régime de consignation du 17 octobre 2019 en supprimant de celui-ci la vanne 2GSS105VA2, au motif que l'agent de terrain ne l'avait pas trouvée en local, et a validé la pose du régime de consignation.

Ces deux exemples mettent en évidence une gestion non conforme des régimes de consignation et un manque de rigueur dans l'exécution et la validation des régimes.

Demande A.3 : Au regard des enjeux sûreté et sécurité associés, je vous demande de mettre en œuvre de manière réactive les dispositions organisationnelles et techniques nécessaires à la réalisation des régimes de consignation conformément à votre référentiel afin que les situations précitées ne se reproduisent pas.

Organisation de la relève de quart

Le document référencé D5067NOTE05289 a pour objectif de définir les moyens et l'organisation retenue par le site de Golfech pour assurer la relève de quart qui doit permettre la continuité des activités entre l'équipe descendante et l'équipe montante. Celle-ci constitue donc *de facto* une étape importante pour assurer la continuité de la sûreté des installations et *in fine* la protection des intérêts visés à l'article L.511-1 du Code de l'environnement.

La note précitée mentionne notamment les éléments suivants :

- « la transmission des informations s'effectue par fonction entre l'équipe de quart montante et l'équipe de quart descendante, pendant la relève. Pour privilégier la sérénité de la Salle de Commande (SdC), la relève entre Agents de Terrain se fera à des emplacements définis, en dehors de la SdC » ;
- Les agents de terrain « notent dans les supports de relève du BAN, salle des machines et site, l'état de fonctionnement des matériels à conduite décentralisée, les opérations réalisées ou en cours, les anomalies constatées et les demandes de travaux rédigées » ;
- L'opérateur pilote de tranche (OPPT) « est chargé de réaliser la synthèse des informations qu'il collecte auprès des acteurs de l'équipe lors des débriefings qu'il anime en SdC (DT émises, CT/IT mise en ou hors application, actions du quart, priorités du quart suivant...) »
- « Après la relève, l'OPPT et l'équipe montante se réunissent en SdC (briefing) pour vérification de la cohérence des informations transmises. Le briefing se déroule autour de la table en SdC »

- « Avant d'engager le briefing, l'OPPT s'assure de la limitation des accès en SdC, afin de garantir la sérénité du briefing, par la commutation sur le feu orange à l'entrée de la SdC. Il demande à un opérateur de mettre le téléphone sur répondeur à partir de la touche prévue à cet effet. Lors du briefing, il s'assure que les opérateurs sont face à face pour surveiller la totalité de la SdC. »
- « Le briefing est participatif, puis directif, il est animé par l'OPPT sur la base des éléments affichés au tableau »
- « En SdC, l'OPPT descendant anime le briefing de l'équipe montante de façon améliorer la continuité de service et lancer au plus tôt les actions prioritaires du quart ».

Les inspecteurs ont assisté au cours de l'inspection de revue à plusieurs relèves de quart. Si plusieurs d'entre elles ont été jugées de bonne qualité par l'ASN, notamment sur le réacteur 1, les inspecteurs considèrent que la relève de quart réalisée en début d'après-midi du 16 octobre 2019 concernant le réacteur 2 ne répond pas à l'attendu, au regard des éléments suivants qui ont été constatés :

- la relève entre agents de terrain des équipes montante et descendante s'est avérée particulièrement sommaire, celle-ci étant quasi-exclusivement constituée par la transmission d'un point écrit, la communication verbale entre les agents ayant été très limitée ;
- le briefing de l'équipe montante par l'OPPT descendant s'est avéré incomplet voire erroné, plusieurs informations n'étant pas fournies (pas de point sur les activités de consignation/déconsignation, pas de point sur les lignages, pas de point exhaustif sur les essais périodiques à réaliser par l'équipe montante,...) ;
- un opérateur a répondu à plusieurs reprises au téléphone pendant le briefing ;
- le briefing a été essentiellement directif, la parole n'étant pas donnée aux agents de terrain.

Les inspecteurs soulignent par ailleurs que le briefing lors de la relève de quart réalisée en début d'après-midi du 17 octobre 2019 en tranche 2 n'a pas été effectué par l'OPPT descendant mais par l'OP montant.

Des éléments précités, les inspecteurs considèrent que la qualité de la relève est variable entre les réacteurs et les équipes. Celle observée sur le réacteur 2 le 16 octobre en début d'après-midi n'est pas conforme au référentiel.

Demande A.4 : Je vous demande de prendre de manière réactive auprès des équipes de conduite concernées les actions correctives nécessaires pour que les relèves de quart soient conformes à votre référentiel. Vous m'informerez des dispositions prises en ce sens.

Analyses de risques des activités de conduite

La démarche de maîtrise de la qualité de maintenance et d'exploitation (MQME) mise en place sur le site a pour objectif de mettre les intervenants en situation de réussite pour bien réaliser leur activité du 1^{er} comp. Les activités doivent être classées en fonction de l'impact qu'elles peuvent avoir en cas de non-qualité (NQ0/NQ1/NQ2) et de leur complexité. Le niveau NQ0 correspond à des activités à faible impact en cas de non qualité et le niveau NQ2 à des activités à impact élevé. Les échanges menés avec les différents acteurs ont permis aux inspecteurs de constater que le classement des activités était souvent défini en fonction de la complexité du geste à réaliser et non pas en fonction de son impact potentiel sur la sûreté. Ainsi l'activité de lignage à l'origine de l'événement significatif pour la sûreté relatif au non-respect des règles générales d'exploitation lors d'opérations de vidange du circuit primaire du réacteur 2 a été classé NQ0. Toutefois, la non-qualité d'exploitation à l'origine de cet événement a contribué à défiabiliser la fonction de sûreté de refroidissement. Les inspecteurs estiment que la démarche MQME n'est pas correctement appliquée et que le classement des activités au regard de cette démarche doit systématiquement tenir compte de l'enjeu sûreté associé.

Demande A.5 : Je vous demande de réaliser une revue de toutes les activités de lignage afin de vous assurer que les classements de celles-ci sont bien définis en fonction de l'impact potentiel sur la sûreté et non pas uniquement en fonction de la complexité du geste tel que le prévoit la démarche MQME. Vous m'informerez des conclusions de cette revue et des mesures correctives prises.

A la suite de la survenue de l'événement significatif pour la sûreté (ESS) relatif au non-respect des règles générales d'exploitation lors des opérations de vidange du circuit primaire principal (CPP) et du pressuriseur dans le cadre de la mise à l'arrêt du réacteur 2, les inspecteurs ont contrôlé les dispositions mises en œuvre par l'exploitant pour analyser les risques des activités de conduite et mettre en place des parades suffisantes pour sécuriser ces activités.

Les inspecteurs ont observé la préparation d'opérations de lignage par des agents de terrain. Ils ont constaté que les analyses de risques présentes dans les dossiers de lignage étaient génériques et rédigées depuis un ou deux ans. Celles-ci ne sont pas adaptées au contexte spécifique d'une intervention. Les inspecteurs considèrent que les analyses de risques et les parades listées dans les dossiers de lignage sont insuffisantes et ne sont pas adaptées aux activités au moment où elles sont réalisées.

Demande A.6 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour améliorer la qualité des analyses de risques des activités de lignage.

Actions correctives suite à événements significatifs

Les événements déclarés sont des signaux forts du REX. Le REX événementiel fait partie des champs d'action du consultant facteurs humains (CFH).

Les inspecteurs ont constaté une dégradation de l'analyse « facteurs organisationnels et humains » (FOH) dans les rapports d'événements significatifs depuis 2016 sur le site de Golfech. Ils ont par ailleurs noté que plusieurs pilotes d'analyse des événements significatifs ont été formés début 2018 à l'analyse approfondie d'événements.

Les inspecteurs ont enfin constaté que les pilotes de rapports d'événements significatifs (CRESS) peuvent aussi être acteurs de l'événement, en particulier dans le service « conduite », ce qui les place à la fois comme juge et partie, et ce qui peut nuire à l'identification des causes profondes de l'événement.

Demande A.7 : Pour endiguer la dégradation dans l'analyse des causes profondes des CRESS constatée depuis 2016, je vous demande de veiller à ce que la compétence du CFH soit systématiquement sollicitée pour les analyses d'événements impliquant des FOH. Je vous demande de faire en sorte que les conditions de réalisation du travail du CFH permettent de compenser l'éventuel manque de neutralité des pilotes de CRESS lorsqu'ils se trouvent eux-mêmes impliqués dans l'événement.

REX sur les pratiques de fiabilisation des interventions (PFI)

Parmi les bonnes pratiques du site, les inspecteurs ont relevé que les « pré-job-briefings » (PJB) institués dans le cadre de la démarche des pratiques de fiabilisation des interventions (PFI) doivent rappeler le statut sensible de l'activité (NQ1, NQ2) et s'appuyer, quand elles existent, sur les « fiches REX à l'intervenant ». L'intervenant est par ailleurs encouragé à dire « je ne suis pas prêt », si c'est le cas, avant une intervention.

Les inspecteurs ont relevé un certain nombre de bonnes pratiques relatives à l'application des PFI dans le service ITM : participation au réseau national PFI, traçabilité de 4 PFI clés (briefing avec l'exploitant, PJB avant travaux, minute d'arrêt et débriefing en fin de journée).

Les inspecteurs notent par ailleurs que le site a mis en place une visite managériale de terrain (VMT) sur les PJB. Les responsables hiérarchiques doivent ainsi réaliser environ 40 VMT/an dont une douzaine en rapport avec les PJB. Les réunions hebdomadaires dans les services font systématiquement le point sur ces VMT.

Néanmoins, les inspecteurs constatent que le nombre d'événements significatifs du site issus du non-respect d'une procédure (dont l'événement d'octobre 2019 de vidange du circuit primaire, événement du pressuriseur fermé) est anormalement important.

Les inspecteurs notent que la mise en œuvre des PFI, qui date d'environ dix ans, doit probablement s'accompagner d'une analyse plus profonde et plus globale, en lien avec le CFH du site, des causes du manque d'adhérence des agents aux procédures.

Le fait que le site ait eu une période d'embellie dans l'adhérence aux PFI, puis une dégradation de cette adhérence sans en comprendre les véritables causes, montre que la recherche de causes profondes, récurrentes et potentiellement génériques, n'a pas été menée dans le cadre d'une démarche d'analyse des signaux faibles.

Par ailleurs, les inspecteurs notent, en accord avec le CFH du site, que certaines situations de travail ne sont pas adaptées à l'application de PFI, ou que les PFI peuvent ne pas suffire.

L'interruption d'une procédure peut être maîtrisée avec la pratique « entourer (quand je suis sur l'activité) - cocher (quand je l'ai terminé) » – position du service conduite – ou a minima en adoptant une minute d'arrêt après une interruption – position retenue par le service SSQ. Mais du fait de la perte d'attention qu'engendre inévitablement toute interruption, les interruptions sur des activités sensibles doivent être évitées et les modalités d'interruption doivent être définies.

Cette approche va au au-delà de la simple application des PFI et aborde des problématiques organisationnelles. Les inspecteurs considèrent par conséquent que le site doit s'engager dans une analyse des situations FOH, incluant les situations de travail, avec l'appui des compétences du CFH.

Par ailleurs, au vu des éléments recueillis dans le cadre de l'examen de la gestion des compétences, les inspecteurs considèrent qu'il y a également une analyse FOH à mener, et un REX à tirer, sur la capacité des différents intervenants, les jeunes embauchés EDF, comme les prestataires, à garder la conscience du risque et surtout des conséquences concrètes de leur geste, ou de la non qualité de leur geste, sur la sûreté de l'installation. La question est encore plus complexe pour les prestataires dont la présence sur le site est limitée et qui peuvent se détacher d'un outil industriel qui n'est pas le leur.

Demande A.8 : Je vous demande de mettre en œuvre un plan d'action à l'issue de l'analyse menée par le CFH dans le cadre de la démarche d'analyse des signaux faibles, pour traiter les causes profondes potentiellement génériques de la faible adhérence des agents aux PFI sur le site (résistance « culturelle » de l'individu ou du collectif, situations de travail non adaptées, ...). Vous me communiquerez ce plan d'action au premier trimestre 2020.

Maintenance

Afin d'apprécier la remontée du retour d'expérience issu des opérations de terrain, les inspecteurs ont examiné par sondage les dossiers de maintenance de quelques équipements des systèmes de sauvegarde RIS et EAS.

Ils ont constaté que :

- la « fiche intervenant REX » annoncée par le dernier dossier de maintenance de 2 RIS 029 VP faisant suite à un contrôle en date du 03/07/2018 ne figurait pas dans l'original du dossier examiné.
- le contrôle de fin de course de 2 RIS 029 VP n'était pas renseigné dans le rapport d'expertise GI (p9/11), DRT OT 01899703-01 réalisé de mai à juin 2018. Enfin, pour ce qui est des vérifications à réaliser au titre du fonctionnement du dispositif anti-effet chaudière, les inspecteurs ont constaté que le « jeu bouchon » qui devait être contrôlé comme étant compris entre 0 et 0,2 mm dans ce DRT n'était pas relevé, mais seulement noté comme « conforme ».
- le bilan retour sur la réalisation de la tournée ROB des bâtiments BAS et BL avant l'arrêt de 2017 (OT 01360139-01) n'était pas renseigné.
- la rubrique « fin d'intervention » du dossier de 2 RIS 032 PO n'était pas renseignée, pas plus que celle du dernier dossier de maintenance de 2 EAS 052 PO, ni celle de la tournée ROB supra.
- la vérification du serrage final du robinet 2 RIS 051 VV dans son dernier dossier de maintenance (OT 01908232-1) n'était pas renseignée.

Demande A.9 : Je vous demande de mettre en place la rigueur nécessaire pour remplir vos dossiers de maintenance en conformité avec les documents applicatifs de votre référentiel.

L'article 2.5.2 de l'arrêté en référence [2] prescrit que « *les activités importantes pour la protection sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori* »

Lors de l'inspection il est apparu à de nombreuses reprises que les dossiers examinés, concernant des activités importantes pour la protection, n'étaient pas renseignés avec suffisamment de rigueur rendant ainsi compliquée, voire impossible, la vérification a posteriori du respect des exigences définies pour les activités concernées.

Ainsi, l'équipe d'inspection a étudié par sondage trois dossiers d'essais périodiques. Deux dossiers d'essai sur les trois contrôlés (cf. infra demandes A.56 et A.57) présentaient un manque de rigueur soit en termes de traçabilité d'analyse du CNPE, soit en termes de contrôle et de validation des gammes d'essai.

Demande A.10 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience des nombreux défauts d'enregistrement documentaire mis en évidence par les inspecteurs en mettant en œuvre un plan d'action permettant de garantir la rigueur documentaire lors de la mise en œuvre des AIP conformément aux dispositions de l'article 2.5.2 de l'arrêté en référence [2].

Maîtrise de la propreté radiologique

Enregistrement des données

L'article 4 de la décision ASN du 4 février 2010 homologuée par l'arrêté [3] dispose que : « *Les contrôles externes et internes définis à l'article 2 font l'objet de rapports écrits, mentionnant la date, la nature et la localisation des contrôles, les noms et qualité de la ou des personnes les ayant effectués ainsi que les éventuelles non-conformités relevées. Ces rapports sont transmis au titulaire de l'autorisation ou au déclarant de l'installation contrôlée ainsi qu'à l'employeur. Ils sont conservés par ce dernier pendant une durée de dix ans.*

L'employeur tient ces rapports à disposition des agents de contrôle compétents et du comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail ou, à défaut, des délégués du personnel. »

Lors de leur contrôle de terrain, les inspecteurs se sont intéressés à la maîtrise de la propreté radiologique des locaux du bâtiment réacteur 2 à l'arrêt. Ils ont constaté que les derniers contrôles radiologiques réglementaires effectués dans le BR 2 avaient conduit à l'établissement de deux cartographies distinctes des locaux, toutes deux enregistrées dans votre outil informatique CARTORAD le 8 octobre 2019. Les inspecteurs ont porté leur attention sur le niveau 6 du BR 2. La première cartographie établie le matin mentionne des locaux classés N1 ou N2 au titre de la propreté radiologique. Pour chaque local est précisé un débit de dose ambiant avec la mention des points chauds. Par contre le niveau de propreté radiologique affiché n'est étayé par aucune valeur réellement mesurée. Les valeurs radiologiques affichées sont « forfaitaires » et correspondent au niveau de propreté radiologique minimum défini pour la classe de zonage. La seconde cartographie établie le 8 octobre en fin de journée ne modifie pas les résultats affichés en matière de débit de dose mais décline arbitrairement un grand nombre de locaux de N2 à NP (nucléaire propre) sans aucune justification.

La cartographie conclut au passage du BR en accès « en bleu de travail » selon les dispositions EVEREST. Vos représentants ont été dans l'incapacité de présenter aux inspecteurs les comptes rendus des mesures de débit de dose et de propreté radiologique réalisées par votre prestataire pour justifier de la cartographie du BR.

Demande A.11 : Je vous demande de justifier les cartographies enregistrées sous CARTORAD le 8 octobre 2019 concernant la propreté radiologique des locaux du bâtiment réacteur 2 ;

Demande A.12 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires vous permettant d'assurer un enregistrement exhaustif des contrôles réglementaires d'irradiation et de propreté radiologique qui conduisent à définir les classements et les modalités d'accès aux locaux situés en zone contrôlée.

Lors de leur contrôle de terrain, les inspecteurs ont constaté au niveau 6 du BR 2 que l'affichage du classement de certains locaux au titre de la propreté radiologique n'était pas cohérent avec les informations enregistrées dans CARTORAD pour ces mêmes locaux. Ainsi les locaux RC 0602 et RC 0603 contenant le moteur et la pompe RRA 11 PO, voie A du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt étaient classés au niveau N2 (contamination surfacique supérieure à 4 Bq/cm²) dans CARTORAD alors que l'affichage local était N1 (contamination surfacique supérieure à 0,4 Bq/cm² mais inférieure à 4 Bq/cm²). Les mesures de propreté radiologique effectuées par votre service le jour de l'inspection à la demande des inspecteurs et sous leur surveillance ont confirmé le niveau de contamination N1 (contamination maximale mesurée de 2,45 Bq/cm²).

Demande A.13 : Je vous demande de vous assurer de la cohérence des classements radiologiques des locaux affichés en local et enregistrés dans votre outil CARTORAD.

Connaissance du niveau réel de contamination des locaux

Dans le bâtiment réacteur 2, les inspecteurs ont fait procéder par vos services et sous leur surveillance au contrôle de propreté radiologique du local RC 602 qui contient le moteur et la pompe RRA 011 PO voie A et du local RC 0601 qui contient l'échangeur RRA 021 RF. Les résultats du contrôle contradictoire mené dans le local RC 602 ont confirmé le niveau de classement N1 du local affiché sur place. Par contre les résultats des contrôles de propreté radiologique du local RC 601 ont mis en évidence une sous-évaluation des risques de contamination. Le local classé NP sur CARTORAD et affiché NP en local, confirmé par une mesure réalisée la veille de l'inspection le 16 octobre, a notamment donné lieu à des valeurs de contamination surfacique respectivement de 1,65, 1,88 et 3,36 Bq/cm², bien supérieures à la limite maximale de 0,4 Bq/cm² autorisée pour les locaux classés en NP. La conséquence de cet écart était l'absence de restrictions d'accès qui étaient pourtant nécessaires. Vos services ont immédiatement rétabli la situation en modifiant les conditions d'accès au local contaminé.

De retour dans les locaux du service SPR, les inspecteurs ont retrouvé un compte-rendu très succinct des contrôles menés par votre prestataire le 16 octobre qui devaient justifier du maintien du local RC 0601 en NP. Ce document signé par votre prestataire ne mentionne pas de contrôle de contamination surfacique dans le local RC 601 mais uniquement un niveau de contamination surfacique mesuré dans deux autres locaux situés au niveau 6 du BR2.

Demande A.14 : Je vous demande de revoir votre organisation en matière de maîtrise de la propreté radiologique des locaux en zone contrôlée afin d'assurer une maîtrise sans faille du niveau de propreté radiologique de ces locaux et d'établir des conditions d'accès qui protègent votre personnel et vos prestataires des risques de contamination ;

Demande A.15 : Je vous demande de renforcer les modalités de contrôles radiologiques en vigueur sur le site afin que les contrôles menés soient représentatifs de l'état réel de contamination des locaux situés en zone contrôlée.

Pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels

Application de la DI81 (pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels) – Organisation

L'article 2.5.1-II de l'arrêté [2] dispose que « *Les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire.* »

La qualification des matériels aux conditions accidentelles et son maintien dans la durée constituent un élément essentiel de la démonstration de sûreté des installations nucléaires et permet de garantir que les matériels et équipements sont aptes à remplir leurs fonctions sous les sollicitations auxquelles ils sont supposés être soumis, dans les conditions de fonctionnement de dimensionnement et les conditions de fonctionnement accidentelles.

La Directive 81 relative à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels constitue le référentiel du CNPE sur le sujet.

Sur l'aspect organisationnel de la thématique précitée, le site est correctement structuré avec un référent DI81 du service ingénierie (SIP) et des correspondants DI81 désignés dans les métiers à enjeux sur la thématique.

Cependant, il a été constaté par l'équipe d'inspection que cette thématique du maintien de la qualification du matériel n'était pas analysée de façon globale afin de déceler d'éventuelles problématiques organisationnelles, techniques, ou de conformité au prescriptif dans l'objectif de définir des actions d'amélioration. Cette conclusion est appuyée par le fait notamment que la filière indépendante de sûreté (FIS) dans le cadre d'un audit mené en 2016 (prescription 20 de la DI81) a défini de nombreuses recommandations qui n'ont pas été suivies de façon satisfaisante.

Demande A.16 : Je vous demande de revoir votre organisation relative à la pérennité de la qualification des matériels afin de mener des analyses sur la thématique DI81 plus globale qui permettront de définir des axes d'amélioration dans le cadre de la gestion de la thématique.

Application de la DI81 (pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels) – Identification des matériels qualifiés

Les bilans de qualification (EMECT030261 B (intérieur enceinte) et EMECT030262 B (extérieur enceinte)) constituent le référentiel dressant le bilan des matériels qualifiés et leur niveau de qualification.

La règle 8 de la DI81 précise que ce sont les CNPE qui établissent et tiennent à jour la liste des matériels qualifiés et les exigences de qualification correspondantes. En effet, les bilans de qualification ne sont pas des documents opérationnels et doivent être intégrés de façon opérationnelle sur les CNPE en fonction du matériel effectivement présent. Selon les explications de vos représentants, les matériels qualifiés du CNPE et leur niveau de qualification sont répertoriés dans l'outil nommé EAM.

L'équipe d'inspection a donc contrôlé par sondage l'effectivité de l'identification des matériels qualifiés dans l'EAM en vérifiant que certains matériels qualifiés et leur niveau de qualification sont correctement référencés dans l'outil EAM, utilisé quotidiennement par les équipes de maintenance et d'ingénierie pour préparer les interventions. Ce contrôle démontre que certains matériels qualifiés ne sont pas référencés comme tels dans l'outil EAM (dispositifs autobloquants des générateurs de vapeur pourtant qualifiés K2 selon le bilan de qualification ou pompes primaires qualifiés au séisme selon le rapport de sûreté).

Par ailleurs les qualifications RTHE (ruptures de tuyauteries à haute énergie) et ECA (eau chargée active), pourtant citées dans les bilans de qualification des matériels, ne sont pas reprises dans l'EAM, par exemple pour les pompes RIS d'injection d'eau de sauvegarde (qualifiés ECA).

Dans le bilan de qualification il est indiqué que le matériel type Emerson Rosemount série 3154KD est qualifié K2. L'équipe d'inspection a donc interrogé vos représentants pour savoir si ce matériel était correctement répertorié dans l'outil interne. Ils n'ont pas été en mesure d'identifier de matériel de cette nature et donc de démontrer le fait qu'il est correctement répertorié.

De plus, à la suite de ce constat, l'équipe d'inspection a pu noter que l'audit DI81 de 2016 menée par la filière indépendante de sûreté (FIS) avait déjà mis en avant cet écart à la règle 8 et avait demandé une action globale afin que le CNPE répertorie correctement et de manière exhaustive l'ensemble des matériels qualifiés et leurs exigences de qualification. L'action menée a finalement consisté à ne mettre en conformité que les seuls matériels détectés en écart par la FIS.

Demande A.17 : Je vous demande de prendre les mesures correctives nécessaires afin de respecter la règle 8 de la DI81 de façon exhaustive en garantissant notamment que tous les matériels qualifiés sont bien répertoriés dans votre outil EAM avec les niveaux de qualification correspondants.

A ce jour, l'ensemble des exigences de qualification issues de la fiche d'amendement n°1 doit être intégré sur le réacteur n°1 et sur l'arrêt 2019 pour le réacteur n°2. Cependant, les exigences de la fiche du recueil des prescriptions de maintenance pour la pérennité de la qualification (RPMQ) spécifique au site de GOLFECH (fiche M3-016 Ind5) sur les équipements importants pour la sûreté qualifiés que sont les pompes 1SFI001PO, 1SFI002PO, 2SFI001PO et 2SFI002PO (pompes du circuit de filtration de l'eau brute) ne sont pas respectées. En effet, les couples de serrage des brides d'aspiration et de refoulement des pompes, des fixations entre les pompes et le châssis ainsi que la matière des joints des brides d'aspiration et de refoulement ne sont pas conformes. Une fiche de caractérisation d'un constat (FCC1867) a été transmise le 27 décembre 2018 par le CNPE aux services centraux EDF. **Depuis aucune réparation n'a été engagée et aucun positionnement des services centraux n'a pu être transmis à l'ASN.** Pourtant, ce constat devrait faire l'objet d'un plan d'action puisqu'il peut être éventuellement caractérisé en écart selon la définition de l'arrêté [2] (« non-respect d'une exigence définie, ou non-respect d'une exigence fixée par le système de management intégré de l'exploitant susceptible d'affecter les dispositions mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement ») et du guide n°21 (« Traitement des écarts de conformité à une exigence définie pour un élément important pour la protection (EIP) »). Il doit être traité comme l'exige l'article 2.6.3 de l'arrêté précité.

Le retard d'intégration de la fiche M3-016 Ind5 n'est pas correctement caractérisé et suivi.

Demande A.18 : Je vous demande de justifier le maintien de la qualification des pompes 1SFI001PO, 1SFI002PO, 2SFI001PO et 2SFI002PO au regard de l'état technique actuel, et de définir le traitement de cet écart au regard des exigences réglementaires ;

Demande A.19 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de ces constats en améliorant l'organisation que vous avez mise en place pour intégrer le prescriptif RPMQ sur le site.

Gestion des modifications

Mise en œuvre du programme de surveillance

Votre référentiel [4], qui fait partie de votre système de gestion intégrée, indique :

« Lors des visites de chantier, le programme de surveillance est mis en œuvre, le résultat factuel des actions de surveillance est tracé sur le programme de surveillance complété au besoin par un support spécifique. Ces supports sont par exemple les Fiches de surveillance par sondage (FSS), fiches terrain, fiches de constat... [...] Le programme de surveillance est renseigné au fur et à mesure de l'état d'avancement du chantier ».

Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que les actes de surveillance effectués en application du programme de surveillance sont tracés dans des « fiches d'observation » (lorsqu'ils sont réalisés par des prestataires d'EDF) ou dans des « fiches de surveillance » (lorsque la surveillance peut être sous-traitée ou lorsqu'elle est assurée par EDF).

Les inspecteurs ont constaté que le programme de surveillance avait été complété par le coordinateur essais dès avril 2018, avant le démarrage des essais. Les indications figurant dans la colonne prévue pour tracer les constats issus des actes surveillance réalisés pendant les essais étaient les suivantes : « à surveiller », « à suivre », « à voir dans le REE ». Aucune fiche d'observation ou de surveillance n'était référencée dans le programme de surveillance.

Demande A.20 : Je vous demande de vous conformer à votre référentiel concernant la mise en œuvre du programme de surveillance du service équipe commune.

Sous-traitance de la surveillance du prestataire en charge des essais de mise en service des DUS

Article 2.2.3 de l'arrêté [2] :

*« I. — La surveillance de l'exécution des activités importantes pour la protection réalisées par un intervenant extérieur **doit***

être exercée par l'exploitant, qui ne peut la confier à un prestataire. Toutefois, dans des cas particuliers, il peut se faire assister dans cette surveillance, à condition de conserver les compétences nécessaires pour en assurer la maîtrise. Il s'assure que les organismes qui l'assistent disposent de la compétence, de l'indépendance et de l'impartialité nécessaires pour fournir les services considérés.

II. — L'exploitant communique à l'Autorité de sûreté nucléaire, à sa demande, la liste des assistances auxquelles il a recours en précisant les motivations de ce recours et la manière dont il met en œuvre les obligations définies au I. »

*Cette exigence est reprise dans votre référentiel [4], qui fait partie de votre système de gestion intégrée : « **La surveillance des AIP ne peut être confiée à un Assistant Technique** ».*

Les inspecteurs ont constaté que la surveillance du prestataire en charge des essais de mise en service des DUS n'était pas réalisée par le coordinateur essais d'EDF mais par des salariés de vos prestataires d'assistance technique (SOM, Assystem). Les inspecteurs ont en effet consulté 4 « fiches d'observation » complétées et signées par vos prestataires d'assistance technique, n'ayant donné lieu à aucune action de la part d'EDF. Ils ont également consulté une « fiche de surveillance » complétée et signée par un de vos prestataires d'assistance technique.

Demande A.21 : Je vous demande de vous conformer à la réglementation en matière de surveillance des activités importantes pour la protection des intérêts réalisées par le service équipe commune. Vous me transmettez votre plan d'action.

Demande A.22 : Je vous demande par ailleurs de me démontrer a posteriori la compétence, l'indépendance et surtout l'impartialité des assistants techniques qui ont mis en œuvre une action de surveillance des AIP sur le chantier DUS.

Transverse

Les inspecteurs ont constaté à trois reprises (voir demandes A.16, A.17 et A.71) des lacunes dans votre organisation qui avaient déjà été identifiées par la FIS lors de ses audits mais qui n'ont pas été traitées.

Demande A.23 : Je vous demande de veiller à une meilleure prise en compte par l'ensemble des services du CNPE des observations formulées par la FIS à l'issue de ses audits.

II. AUTRES DEMANDES D’ACTION

A. DEMANDES D’ACTIONS CORRECTIVES

Intégration du référentiel

L’article 2.4.1. de l’arrêté [2] précise dans son III que : «*Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l’exploitant :*

- *d’identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;*
- *de s’assurer du respect des exigences définies. ...»*

Les inspecteurs ont examiné la manière dont était gérée sur le CNPE l’intégration du référentiel (exigences nationales, réglementation, retour d’expérience, etc.). Le fonctionnement global du dispositif est apparu très satisfaisant, avec un pilotage actif du dossier par l’intégrateur local documentaire (ILD).

Les inspecteurs ont cependant noté que l’organisation du CNPE prévoit une analyse des conséquences potentielles liées à un retard d’intégration de référentiel. Cette analyse doit être formellement tracée. L’examen de plusieurs dossiers (PADOC 92473, PADOC 129064) a montré que cette traçabilité n’était pas assurée. Les inspecteurs ont constaté que les retards observés sur ces dossiers n’avaient pas d’impact opérationnel.

Demande A.24 : Je vous demande de veiller à ce que les retards d’intégration fassent l’objet d’une analyse quant à leurs conséquences potentielles, de manière à pouvoir hiérarchiser le traitement de ces retards.

Gestion du retour d’expérience (REX)

Actions correctives suite au bilan annuel de sûreté de 2018

Le bilan annuel de sûreté fait l’objet du §9.5.2.1 dans le chapitre relatif au REX d’exploitation du manuel qualité du site [5].

Les inspecteurs ont noté que le manque d’adhérence aux procédures a été identifié comme responsable de 38% des événements dans le bilan de sûreté du site de 2018.

Ce bilan présente deux actions d’amélioration visant à résorber cette difficulté :

- définir l’attendu pour chaque procédure,
- définir les modalités d’interruption des procédures.

Or, les inspecteurs ont constaté que le compte-rendu du comité de sûreté du 08/07/2019 « Adhérence aux procédures » ne présente pas le suivi quantifié de la déclinaison de ces actions sur le terrain, alors que plusieurs événements en 2019 continuaient à être imputables à ce manque d’adhérence.

Demande A.25 : Je vous demande d’identifier dans vos bilans de sûreté annuels les actions de progrès qui feront l’objet d’un suivi dans votre système de management intégré et de préciser, dans le cadre du suivi du processus correspondant, les objectifs de performance et les délais de mise en œuvre visés pour l’aboutissement de ces actions.

Traitement du REX

Les inspecteurs ont constaté que certains éléments descriptifs de l’organisation locale du REX présentés lors de l’inspection ne sont pas conformes aux descriptions du manuel Qualité du site [5]. En particulier, la catégorisation transverse aux différents métiers des constats en Réunion de Revue des Constats (RRC), et le pesage et la validation des plans d’actions en réunion managériale (RMPAC) ne sont pas décrits dans le §9.5 « Retour d’expérience interne » du chapitre « Pilotage » de votre manuel qualité.

D'après le référentiel national de l'exploitant (annexe 1 de [6]), ces réunions doivent être journalières, la réunion de Revue des Constats (RRC) étant censée se dérouler sous la responsabilité du pilote opérationnel des Plans d'actions du site (le PiPAC).

Or, en pratique, il n'y a actuellement qu'une réunion RRC et qu'une réunion RMPAC par semaine sur le site de Golfech.

Demande A.26 : Je vous demande de mettre à jour la note D5067/NOTE0673 de votre manuel qualité [5] pour prendre en compte les exigences de votre référentiel national [6] et vos pratiques.

Actions correctives suite à événements significatifs

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage à travers le traitement de différents événements significatifs déclarés par le site, la constitution du REX sur le CNPE de Golfech.

- ✓ Les inspecteurs ont vérifié par sondage la prise en compte des actions de contrôle en arrêt de tranche (AT), au plus près de l'ECU 34, du bon positionnement des 6 coffrets A056 à A059RG, action de progrès de type REX prise par l'exploitant dans le rapport de l'événement significatif du 02/06/2019. Les inspecteurs ont noté favorablement que ce contrôle avait été ajouté sur le squelette des plannings d'AT le 30/08/2019.
- ✓ Les inspecteurs ont constaté que, dans le cadre du traitement de l'événement significatif du 26/06/2019 (« Arrêt Automatique du Réacteur sur signal ATWT suite à la perte de pression du circuit AFR de la TPA en service à 35 %Pn »), le service « machines tournantes » dispose d'agents motivés qui ont engagé de manière très réactive les analyses et les expertises permettant de caractériser la panne matérielle à l'origine de l'événement. La règle nationale de maintenance pourrait évoluer afin de modifier le seuil de pollution chimique du fluide utilisé par l'actionneur défectueux. Le métier travaille sur une évolution du matériel avec le CNEPE.
- ✓ Les inspecteurs ont constaté que l'événement du 16/03/2019 sur le site de Belleville (« Mise en service de l'injection de sécurité, RIS, par Basse Pression Vapeur consécutive à une manœuvre intempestive des organes d'admission vapeur à la turbine ») était bien connu du service machines tournantes de Golfech et que ce service avait participé activement à l'analyse du problème rencontré sur le CNPE de Belleville en faisant bénéficier ce CNPE de son expérience sur le Fyrquel. Cet événement a été partagé entre les deux CNPE bien avant qu'il n'apparaisse dans le compte rendu n° 12 du REX national, grâce aux réseaux matériels par métiers d'EDF.

Ces points sont satisfaisants.

En revanche, les inspecteurs ont constaté que les actions correctives décidées par le site dans le rapport de l'événement significatif du 26/05/2019 sur la tranche 1 « Pré-dilution en ANGV pour se rapprocher de la Cb de l'arrêt à chaud avec le bore-mètre indisponible » n'ont fait l'objet d'aucun enregistrement susceptible de constituer un mode de preuve :

- Action corrective 4 « Présenter l'événement aux équipes de quart », indiquée non soldée le jour de l'inspection dans l'outil Caméléon, mais signalée comme réalisée au moins dans l'équipe C rencontrée,
- Action corrective 6 « Présenter les schémas de communication entre les projets TEM, AT, les astreintes et l'équipe de quart à l'ensemble des astreintes TEM, aux chefs de projet et RSP TEM et AT », présentation que le site a indiqué avoir faite 7 fois (en raison des 7 équipes de quart),

Les inspecteurs ont constaté, de manière similaire, que l'action corrective ACS1 prise par le site après l'événement du 14/05/2019 « Passage de la température moyenne du circuit primaire sous 295,2 °C pendant 49 secondes suite à l'ouverture de 1 ADG 117 et 118 VV » sur la tranche 1 n'a donné lieu à l'édition d'une feuille d'émargement que par une seule équipe de conduite sur les 7 équipes concernées.

Demande A.27 : Je vous demande de mettre en œuvre des feuilles d'émergence pour les actions correctives relatives au partage du REX lorsqu'elles sont présentées comme actions correctives dans les rapports d'événements significatifs du site, et d'assurer leur enregistrement dans votre outil de suivi Caméléon.

Démarche signaux faibles et débriefings

Le site est engagé dans un Plan Rigueur Sûreté (PRS) depuis juillet 2019. Dans ce contexte, chaque collectif s'est engagé dans un document signé collectivement. L'un des quatre axes d'engagements de chaque collectif concerne la collecte des signaux faibles. Ces signaux sont des données d'entrée des revues de sous-processus qualité. La récurrence des constats de type facteur humain (FH) est par ailleurs analysée par le CFH.

La tenue des débriefings est une source incontournable de données pour le REX local et plus particulièrement pour la démarche signaux faibles. Il apparaît que certains services arrivent mieux que d'autres à instituer ces débriefings. Sur l'ensemble du site, le CFH constate globalement une régression dans la tenue des débriefings.

L'outil eBRID est valorisé par le site comme un outil central pour la collecte et la traçabilité des constats dans le cadre des débriefings, notamment au sein des services Maintenance et du SPR.

Beaucoup d'intervenants, qu'il s'agisse d'agents EDF ou des prestataires, affirment cependant ne pas avoir le temps de faire les débriefings requis, ou sont découragés par l'absence de retours sur les informations qu'ils font remonter.

Les interlocuteurs des inspecteurs ont admis que les retours notamment sur des demandes de modifications documentaires pouvaient être très longs.

Par ailleurs, les inspecteurs ont noté que, parmi les intervenants qui effectuent des saisies dans eBRID, beaucoup le font de manière isolée, sans échanges avec leurs collègues ou la hiérarchie. Il ne s'agit donc pas formellement d'un véritable débriefing au sens PFI du terme.

Les inspecteurs ont constaté la même dérive chez certains opérateurs du service « conduite » qui effectuent des débriefings de quart sans faire émerger de manière formalisée et partagée les éventuelles difficultés rencontrées pendant leur quart.

Les inspecteurs ont constaté que la tenue des débriefings, qui devrait être systématique au même titre que les PJB, n'est pas suffisamment suivie d'un point de vue managérial. Des instances sont mises en place (un comité hebdomadaire eBRID existe dans les services) et un décompte brut est effectué (il y a environ 1000 débriefings par an sur le site), mais il n'y a aucun suivi du nombre de débriefings ou de saisies eBRID par rapport au nombre d'interventions. Le site ne se donne donc pas les moyens d'évaluer le pourcentage d'interventions qui ont donné lieu à un débriefing, ou tout au moins d'une saisie dans eBRID.

Les raisons de la non-réalisation des débriefings et de la non-utilisation d'eBRID sont multiples mais ne sont pas analysées et partagées au niveau du site. La disparité entre services sur la pratique des débriefings et l'utilisation d'eBRID devrait amener le site à s'interroger sur la robustesse de l'organisation respective de chaque service sur le plan de la collecte et de la remontée des informations du terrain, plus particulièrement dans le cadre de la démarche signaux faibles.

Dans la mesure où un des champs d'action du CFH concerne l'analyse des signaux faibles, l'appui du CFH est indispensable pour cette analyse.

Demande A.28 : Je vous demande de mettre en place pour l'année 2020 un système de suivi des débriefings d'interventions fondé sur une traçabilité systématique. Ce suivi devra permettre d'identifier le pourcentage d'interventions ayant donné lieu à un débriefing, avec ou sans saisie dans eBRID.

Demande A.29 : Je vous demande, sur la base du traitement de ces indicateurs, de mener annuellement, en lien avec le CFH du site, une analyse FOH au sein de chaque service pour identifier :

- les bonnes pratiques favorisant la tenue des débriefings et les enregistrements sur eBRID,
- et a contrario les causes profondes de l'absence de tenue des débriefings et/ou d'enregistrements sur eBRID.

Cette analyse devra contribuer à mettre en place une organisation dans chaque service qui facilite et systématise la tenue des débriefings.

REX national

Réseau du Pilote REX (PiREX)

Les inspecteurs ont examiné le dernier compte-rendu de réunion hebdomadaire du PiREX. Ils ont constaté une participation très partielle des métiers convoqués (30 à 40%). Les inspecteurs ont aussi constaté que les fiches REX aux intervenants préparées par le niveau national n'ont pas été présentées aux métiers lors de cette réunion.

Le PiREX a indiqué qu'il diffusait le courriel du REX national à l'ensemble des correspondants métiers convoqués à ses réunions.

Les inspecteurs ont vérifié par sondage que la demande de la DPN figurant dans le compte-rendu national du REX n° 21 a bien été intégrée en 2019 par le site ; elle faisait par ailleurs l'objet d'une demande dans un courrier national DI 001.

Les inspecteurs ont constaté que le PiREX n'est pas informé du résultat des analyses faites par les métiers sur le REX qu'il diffuse. Le PiREX n'est donc pas en situation de pouvoir s'assurer que l'analyse a été réalisée, sauf si le métier a ouvert un constat qui pourra faire l'objet d'un plan d'action dans le cadre d'autres instances (réunion hebdomadaire RRC visant à caractériser les constats sur le site, puis réunion RMPAC validant éventuellement le plan d'action corrective).

Le §7.2 du manuel Qualité du site [5] qui prévoit une « présentation et un positionnement des correspondants concernant une sélection d'événements survenues sur le Parc au travers des CR hebdomadaire du REX des semaines précédentes et de la semaine en cours (3 semaines) » lors d'une réunion de coordination du REX bimensuelle ne présente pas non plus la garantie de l'exhaustivité de l'analyse du REX national par les métiers du site.

Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que la prise en compte par les métiers des fiches REX aux intervenants issues du Parc, diffusées lors de la réunion hebdomadaire du PiREX, ne fait pas l'objet de contrôle, ni de suivi, par le PiREX.

Demande A.30 : Je vous demande de faire en sorte que votre organisation permette de vous assurer que les analyses locales requises dans le cadre de la diffusion du REX national sont faites par les métiers concernés sur le site et donnent lieu, si besoin, à l'ouverture d'un constat. Je vous demande de vous assurer que les fiches REX aux intervenants diffusées par vos services nationaux sont effectivement prises en compte par les différents métiers sur le site.

Demande A.31 : Je vous demande de vous organiser, dans le cadre de votre SMI, de manière à vous assurer de la prise en compte effective du REX national.

REX de SSQ

Les inspecteurs se sont intéressés au délai affecté (15/02/2020) à la mise en œuvre de l'action corrective ACS5 de l'événement du 26/05/2019 « Pré-dilution en ANGV pour se rapprocher de la concentration en bore de l'arrêt à chaud avec le bore-mètre indisponible », action intitulée « Définir les supports utilisés par l'IS en sortie d'APE pour vérifier la conformité de la tranche aux STE ».

Après échange avec le SSQ, les inspecteurs ont considéré que ce délai était anormalement long et ont relevé que la pression indirecte mise sur l'ingénieur sûreté (IS) d'astreinte pour analyser la conformité des paramètres avant de réaliser le changement d'état du réacteur 1 aurait aussi dû être identifiée dans l'analyse des causes profondes de cet événement, en supplément de la cause profonde 4 : « l'IS ne dispose pas en salle de commande de gammes opérationnelles pour valider la sortie du chapitre 6 », puisque les supports techniques manquants étaient disponibles dans son bureau.

Demande A.32 : Je vous demande d'anticiper la mise en œuvre de l'action ACS5 « Définir les supports utilisés par l'IS en sortie d'APE pour vérifier la conformité de la tranche aux STE » portée dans le rapport d'événement significatif du 26/05/2019 sur la tranche 1.

Demande A.33: Je vous demande de veiller à maintenir l'indépendance de réflexion de l'IS de service, en évitant les pressions temporelles, en particulier lors des changements d'état du réacteur, pour qu'il puisse dérouler sa mission en toute sérénité.

Les inspecteurs ont noté que l'action corrective AC3 du CRESS de cet événement, intitulée « réaliser dans le cadre d'une mise en situation (MES), un entraînement à la sortie du chapitre 6 pour les populations OP, OPPT, CED, CE et IS », dont l'échéance était fixée au 30/06/2020, a déjà été réalisée pour les IS et CE.

Les inspecteurs ont noté que les IS et CE du site s'entraînent sur simulateur avant chaque arrêt de tranche, et qu'un CE, accompagné de 2 à 3 IS, s'entraîne également sur simulateur 1 à 2 fois par an.

L'ingénieur en charge du chapitre 6 a indiqué aux inspecteurs que les validations à blanc (VAB) des consignes incidentelles et accidentelles ne sont faites que sur une seule tranche car les deux tranches se trouvent dans le même état technique.

Les inspecteurs considèrent que cette démarche manque de robustesse, les deux tranches ayant chacune leur propre historique technique.

Demande A.34 : Je vous demande de réaliser les validations à blanc des consignes incidentelles et accidentelles sur les deux tranches du site.

Comportement FOH

Equipes de conduite

Les inspecteurs ont été amenés à échanger avec deux équipes de conduite différentes.

Les équipes de conduite disposent de plusieurs outils pour gérer le REX :

- un classeur destiné à préparer la semaine disponible le week-end,
- un classeur « REX BIP intervenant » pour les paramètres et réglages sensibles,
- une capitalisation informatique nationale par système élémentaire « One Note »,
- l'application eBRID.

Les agents du service Conduite du site sont tous destinataires du REX national diffusé par le PiREX. Ils partagent le REX local lors des changements de quart ou lors de périodes plus calmes, la nuit ou le week-end.

L'outil eBRID permet à la Conduite d'enregistrer les anomalies observées par domaine (les activités en salle de conduite, le REX lignage, le REX EP). Cet outil est un outil de débriefing des activités.

La note [6] fait état au §8.3 d'un outil de recherche du REX, MRR, qui permet des recherches transverses sur les différentes bases « notes » du Parc qui y sont indexées.

Les inspecteurs ont constaté que les équipes de conduite rencontrées ne sont pas à l'aise avec la recherche du REX associé à leurs interventions. Compte tenu de la complexité vécue de la recherche informatique, les opérateurs n'ouvrent pas systématiquement eBRID avant chaque activité. Seul le REX adossé aux «TOT» de l'outil informatique EAM, maîtrisé par les agents, permet aux opérateurs d'accéder facilement au REX enregistré sur eBRID.

Ainsi, les inspecteurs ont noté que la fiche eBRID ouverte dans le cadre du traitement de l'action corrective AC1 prise dans le rapport de l'événement significatif du 12/02/2019 « Génération de l'événement RCP1 de groupe 1 pendant 36 min lors de la remise en service de la ligne REN boucle 4 » ne ressortira pas automatiquement avec la prochaine activité identique.

Les équipes de conduite n'ont pas non plus bénéficié de la formation associée à l'outil E-DRT. Cette interface, en cours de mise en service, est en revanche bien partagée par l'ingénierie ITM sur le site pour les travaux. Elle permet de disposer du REX disponible depuis 2009 sur le Parc pour les activités sensibles et les Non Qualité de Maintenance de niveau 1.

Demande A.35 : Je vous demande de mettre en place l'organisation et/ou la formation qui permette aux opérateurs de conduite de disposer facilement du REX pour l'ensemble des opérations courantes d'exploitation qu'ils ont à conduire.

Toutes les 7 semaines, une journée dédiée permet de partager du REX entre OPPT (opérateur pilote de tranche), chargé de consignation, CE (chef d'exploitation) et CED (chef d'exploitation délégué). La « minute REX » est animée par l'OPPT.

Toutes les 14 semaines, une journée d'équipe dédiée à toute la population de l'équipe sur les deux tranches et organisée par l'OPPT de l'équipe, permet d'échanger sur la gestion prévisionnelle des emplois, les points forts et les points faibles de l'équipe. Elle permet aussi de faire un état des lieux des actions et de partager le REX local. En pratique, du fait des formations, la journée d'équipe peut n'avoir lieu qu'une fois par an.

Dans le service conduite, les opérateurs doivent par ailleurs, à titre d'objectifs individuels, partager 2 REX par an.

Les inspecteurs ont noté que le partage du REX dans leur équipe est laissé à la main des chefs d'exploitation et qu'un certain nombre de bonnes pratiques ressortent :

- Ainsi, les agents d'une des équipes rencontrées disposent d'une application collaborative sur tablette qui leur permet de faire remonter en temps réel le débriefing de leur intervention ou les anomalies constatées sur le terrain et de suivre ainsi l'évolution de la prise en compte de leur enregistrement par leur hiérarchie dans les outils informatiques de prise en compte du REX, eBRID (débriefings) ou Caméléon (REX et constats) à visibilité nationale. Ce support visuel renforce le sens des actions de vigilance individuelles des agents de la conduite. Cet outil permet d'enregistrer pareillement les bonnes pratiques. L'enregistrement du REX par cette équipe a permis d'exploiter utilement les consignations déjà réalisées sur les réfrigérants RRI pour maintenir une température acceptable dans les locaux lors de l'été 2019.
- Dans une autre équipe, le chef d'exploitation cherche à solidariser les agents tout en développant leur culture de sûreté (présentation du REX national par un chargé de consignation ; préparation des agents de terrain en formation avant leur passage devant le jury qui décidera de leur habilitation, par leurs pairs dans l'équipe ; ateliers visant à développer la réflexion des agents dans les phases de conduite moins intenses – nuits, week-ends, constitution d'une bibliothèque informatique sur des thèmes bien définis permettant l'accès aux agents intéressés pour approfondir leurs connaissances).

Les inspecteurs ont cependant noté qu'aucun temps particulier n'est strictement dédié au partage du REX dans le temps des équipes de conduite au quotidien.

Demande A.36 : Je vous demande de sanctuariser systématiquement un temps pour le partage du REX au sein des équipes de quart.

Les inspecteurs ont noté que les réunions REX organisées en amont de chaque AT, qui constituaient une formation destinée à tous les opérateurs de conduite du site (7 équipes), sont désormais ciblées sur les trois seules équipes de conduite du site concernées par la phase « PTB du RRA » (état du réacteur le plus délicat en AT) ; une formation accélérée pour une autre équipe serait mise en place, si besoin, en cas de décalage du planning.

Demande A.37 : Compte tenu du risque de décalage de planning pour le passage à la PTB-RRA, je vous demande de vous organiser de manière à ce que toutes les équipes susceptibles de réaliser cette activité disposent de la même formation REX avant chaque AT.

Les inspecteurs ont entendu les difficultés des agents de conduite pour visualiser suffisamment rapidement les plans associés à la gestion du risque incendie et les schémas mécaniques dont ils ont besoin, sur le réseau informatique dont ils disposent. Le temps passé par l'équipe de conduite à délivrer les permis de feu sur la base d'une application insuffisamment performante est pris sur les actions de surveillance du réacteur.

Demande A.38: Je vous demande de traiter les difficultés et lenteurs informatiques rencontrées par les opérateurs en salle de commande pour accéder aux schémas mécaniques et aux schémas afférents aux dispositions de lutte contre l'incendie, afin d'améliorer l'efficacité de leur action.

Traitement des écarts

Les inspecteurs ont constaté que, dans le dernier dossier de maintenance de la pompe 2 RIS 032 PO, le seuil haut de la course spécifiée par le formulaire de la gamme (115 mm) avait été annoté d'un commentaire manuscrit « ne pas tenir compte de » (p6/7 de la gamme d'activités).

Demande A.39 : Je vous demande d'identifier les écarts, anomalies ou erreurs dans les formulaires de maintenance que vous employez, afin d'y remédier dans le cadre organisé de votre gestion du REX.

Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences

L'arrêté [2] dispose :

- Art. 2.4.2. « *L'exploitant met en place une organisation et des ressources adaptées pour définir son SMI, le mettre en œuvre, le maintenir, l'évaluer et en améliorer l'efficacité...* ».
- Art. 2.1.1. II. « *L'exploitant détient, en interne, dans ses filiales, ou dans des sociétés dont il a le contrôle au sens des articles L. 233-1 et L. 233-3 du code de commerce, les compétences techniques pour comprendre et s'approprier de manière pérenne les fondements de ces activités.* »

Cartographie ITM (Equipe commune)

Le service ITM qui comprend 42 personnes, dont 10 appartenant à DPNT (CNPE) et 32 au CNEPE, gère régulièrement ses ressources, notamment en faisant des points GPEC avec le site. Cependant les inspecteurs ont relevé que le service était en retard sur la tenue de sa cartographie des compétences. Ils notent à ce titre qu'il n'existe aucun outil harmonisé sur les 8 EC (équipes communes) pour l'établissement des cartographies des compétences. Le CNEPE n'impose pas d'utiliser l'outil de cartographie du site de Golfech. L'alimentation de l'outil du site par ITM est toujours en cours avec l'appui du service formation (SFOR). En conséquence, les interlocuteurs des inspecteurs n'ont pas été en mesure de présenter les données clés de la GPEC telles que les effectifs critiques, les cibles du service, l'identification et la gestion des compétences sensibles (les connaissances auto, le controbloc...). Les inspecteurs ont également relevé qu'il n'existait pas de référentiel de type SAT pour le CNEPE.

Il a donc été difficile pour les inspecteurs de mesurer l'impact réel de certaines fragilités relevées au cours des échanges telles que les contraintes engendrées par le cumul des missions chargé d'affaire-chargé de surveillance en AT (arrêt de tranche), le déficit de compétences Essayeur Noyau Dur dans la section Electrique et Essais, la difficulté d'assurer le compagnonnage des nouveaux arrivants par les agents expérimentés qui sont accaparés par des grosses modifications comme le DUS et le MRI ou encore l'absence de CF1 opérationnels (compensée selon le MDL par la présence de l'UFPI aux réunions de section).

Demande A.40 : Je vous demande de finaliser au plus tôt la cartographie de compétences du service ITM, afin de mettre clairement en évidence, dans une projection à minima sur 3 ans, les effectifs et compétences critiques ainsi que les cibles optimales des compétences individuelles et collectives, en mettant un focus particulier sur les compétences rares et sensibles du service.

En lien avec vos services centraux, vous vous prononcerez sur l'opportunité d'homogénéiser l'outil de cartographie au sein de toutes les équipes communes de sites électronucléaires français.

Compétences Métiers

Le renouvellement massif des effectifs sur le CNPE de Golfech induit un contexte général de compétences métiers fragilisées. La direction du site a pris conscience de cette situation et des conséquences potentielles sur les ressources du site en général et les compétences métiers en particulier. Des dispositions ont été mises en place pour stabiliser autant que faire se peut la situation : les GPEC sont suivies et tracées au sein de la DRH comme dans la plupart des services, le service commun de formation est apparu efficace et les correspondants formation (CF) sont bien intégrés dans les unités et les services. Par ailleurs, les organisations métiers (NCC 2016, MMPE 2017...) ont été déployées et le CNPE est bien positionné pour la déclinaison du référentiel SAT (52 référentiels déployés sur les 59) avec cependant encore quelques profils restant à décliner (CED, OPPT, HMT, auditeur SSQ, chef de projet, RSP, COC, ...). Enfin, la direction affiche une volonté dans ce domaine au travers d'une orientation stratégique ciblant le développement du geste technique.

Mais, un certain nombre d'éléments relevés par les inspecteurs ou rapportés par les différents interlocuteurs du site ont interpellé les inspecteurs.

Les inspecteurs ont relevé au cours de leurs échanges avec les agents et les managers des différents services rencontrés que la diminution du vivier de personnes expérimentées à Golfech avait des conséquences sur le transfert de compétences, notamment le compagnonnage sur le terrain. A titre d'exemple, au sein du service AEE, notamment dans la section des automaticiens, il y a eu une perte de compétences importante sur le site entre 2011 et 2016. Les nouveaux embauchés depuis 2015 ne bénéficient plus du compagnonnage qui permettait la montée en compétence faute d'agents expérimentés dans le service. La formation de terrain est considérée par certains agents expérimentés interviewés par les inspecteurs, ayant bénéficié par le passé d'un compagnonnage bien encadré, comme en dessous du seuil critique.

Cette diminution du vivier des personnes expérimentées se ressent également dans la sérénité des agents au quotidien.

Les organisations métiers restent à stabiliser dans certains services. La déclinaison du cadre national de cohérence MMPE (Métiers de Maintenance et de Projets en Exploitation) au sein du service Travaux n'est pas encore totalement finalisée et le reste à faire s'avère assez complexe (notamment les interfaces entre les 3 sections du service AEE qui sont fortement modifiées dans le contexte de noyau de cohérence). Dans le cadre de la réorganisation de la conduite, il a été rapporté aux inspecteurs que les OPPT étaient « ponctionnés » dans l'effectif des opérateurs et que par conséquent il a fallu renouveler ces effectifs en faisant monter rapidement des opérateurs souvent très jeunes. De plus les OPPT, qui reprennent une grande partie des missions de l'ex CT (Cadre Technique), manquent d'expérience vis-à-vis des anciens CT qui avaient une vision transverse de tous les métiers et un profil qui rassurait les opérateurs. Sur les 15 CT de Golfech avant le passage au noyau de cohérence conduite (NCC), 2 CT sont devenus CED, 3 sont devenus CE et les 10 autres ne sont plus dans les effectifs du service conduite (départ en retraite majoritairement).

A ce problème de perte d'agents expérimentés et de baisse corrélative de performance des dispositifs de compagnonnage, semblent s'ajouter des difficultés de positionnement des jeunes recrues dans un environnement technique. En effet, deux référents métiers rencontrés par les inspecteurs constatent, dans le cadre des formations qu'ils dispensent dans les espaces maquettes, que depuis plusieurs années le niveau technique des jeunes recrues sorties des écoles a baissé. Il y a selon eux une véritable dérive dans ce domaine. Cela se traduit par un certain désintérêt vis-à-vis de la formation technique mais également par de réelles difficultés pour ces jeunes à formuler des demandes pertinentes dans le cadre de leurs besoins en formation. Cette expression des besoins en formation, notamment issues des CF1 est d'ailleurs un problème global déjà identifié par le site.

Les référents métiers ajoutent qu'il est très difficile de réaliser un REX pertinent sur l'efficacité des espaces maquettes car ils n'ont pas de retour de la part des responsables d'équipes et du management métiers sur les apports concrets de ces formations.

Les compétences métiers des prestataires et leur suivi constituent également un point d'attention central. Il y a 250 prestataires permanents auxquels il faut ajouter 600 à 2000 prestataires supplémentaires lors des arrêts pour maintenance. Si les formations des principaux prestataires sont suivies, notamment via les engagements rédigés par le GIE (groupement inter entreprise, association régionale de prestataire de l'industrie nucléaire) dans le cadre du PRS (plan de rigueur sûreté), il n'en est pas de même pour les « petits » prestataires qui ne sont pas adhérents au GIE. Il existe une convention d'utilisation des espaces maquettes via le GIE ou des conventions particulières pour ces prestataires mais il s'avère que nombre d'entre eux s'entraînent surtout sur le site de Blayais. Dans ces conditions, les inspecteurs s'interrogent sur la visibilité dont disposent les donneurs d'ordre du site de Golfech quant aux compétences réelles et à la qualité des entraînements suivis par les prestataires.

Les inspecteurs n'ont pas relevé de problèmes particuliers sur le site vis-à-vis des formations théoriques ou académiques métiers. Il n'en est pas de même en revanche pour ce qui concerne la formation à certains outils informatiques d'une part (par exemple la formation au SDIN à laquelle certains agents ont reproché un caractère trop général et pas assez orienté métiers), et le principe du e-learning d'autre part.

Le principe du e-learning rencontre en effet un certain nombre de résistances sur le site. Malgré un travail d'accompagnement métiers effectué au premier trimestre 2019 (une des priorités du sous-processus DCO), la pertinence même de ce mode de formation est parfois remise en cause. Les agents mettent en avant une formation isolée, sans échange, peu efficace car se résumant parfois à des actions de presse bouton, ou comportant des séances parfois longues (à titre d'exemple la formation sécurité radioprotection pour tout le personnel (formation CQRP) demande un prérequis de 13h en e-learning avant la formation en présentiel) ne permettant pas toujours aux managers de dégager le temps nécessaire sur le temps de travail. Le ressenti est d'autant plus exacerbé que ces agents considèrent en parallèle qu'il y a trop de formations théoriques comparativement au peu de compagnonnage sur le terrain.

Les éléments rapportés ci-dessus, bien qu'étant des perceptions individuelles, doivent être appréciés comme illustrant le ressenti d'une partie non négligeable des agents. Le cumul de cette appréciation négative du e-learning et des problèmes liés aux compétences métiers sur le CNPE de Golfech (un compagnonnage en perte de vitesse, les noyaux de cohérence métiers restant à stabiliser, un manque de visibilité du site sur la qualité des formations et des entraînements...) sont tout autant de fragilités qui doivent faire l'objet d'une analyse globale et intégrée afin d'identifier les éventuelles défaillances organisationnelles profondes et génériques et d'évaluer précisément pour les différents métiers les conséquences concrètes sur les performances du site en terme de sûreté.

Les inspecteurs relèvent qu'un des 4 axes des engagements de chaque collectif du site (et donc les différents métiers) concerne la mise en place d'une revue de leur organisation. Les bonnes pratiques dans le domaine des compétences, qui existent sur le site, ne doivent pas en effet s'appuyer sur des portages individuels mais sur différents leviers de l'organisation (rôle de chacun, processus transverses, prise de décision, organisation réflexive...) qui doivent cadrer la formation, la montée et le maintien en compétences de chaque agent au sein des différents métiers. La compétence CFH, dont les champs d'actions incluent le management de la sûreté et le management des situations FOH (SOH, analyses des situations de travail), doit jouer un rôle majeur dans le cadre des engagements des collectifs du site et de l'analyse globale et intégrée qui doit être menée.

Demande A.41 : Je vous demande de mettre en place une analyse FOH globale et intégrée centrée sur la recherche des causes profondes organisationnelles des fragilités déjà identifiées par le site ou relevées au cours de l'inspection concernant le processus de gestion des compétences métiers (expression des besoins de formation, compagnonnage, e-learning, mise en place des noyaux de cohérence métiers, compétences métiers des nouvelles recrues et des prestataires, REX des entrainements...) avec une mise en perspective des conséquences potentielles sur la sûreté. Vous me transmettez les résultats de cette analyse et le plan d'action associé sous 6 mois.

Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences dans le cadre du « grand carénage »

Une des orientations stratégiques du site consiste à mettre en œuvre des organisations et des méthodes pour être prêt pour les VD3. Une présentation du Grand Carénage a été faite par le chef de projet aux différents services. La revue du sous-processus DCO en 2019 a identifié les efforts à mener pour le Grand Carénage. Dans ce contexte, une analyse GPEC est effectuée sur la période 2019-2025 pour les prochaines visites décennales (VD en 2022 et en 2024) mais aussi à plus court terme dans le cadre des visites partielles (VP). Le site précise que le futur plan de formation 2021 anticipera les compétences dues aux modifications à réaliser dans le cadre du Grand Carénage.

Les inspecteurs ont relevé des initiatives au sein de différents services dans le cadre de l'anticipation des prochaines VD3. Cependant les inspecteurs ont pu relever au sein de différents services des signes d'inquiétude persistante à l'échéance des prochaines VD.

Le site semble être actif au niveau des pépinières dans la perspective du Grand Carénage mais cela n'est pas le cas pour tous les services. Les pépinières et autres dispositifs (GPEC transverses ...) doivent permettre une montée en compétence progressive et maîtrisée des différents profils de métiers.

Il apparaît par exemple difficile de maintenir une pépinière au SSQ sachant que le cursus correspond souvent à un passage en amont par un ou deux autres services (classiquement UFPI puis conduite). Aujourd'hui, sans un renfort d'effectif au-delà du renfort d'IS annoncé, le chef SSQ estime que son service aura des difficultés pour le Grand Carénage. Le service a identifié des besoins accrus notamment pour des missions d'analyses sûreté et des missions d'Ingénieur chargé des relations avec l'ASN (IRAS). Pour passer ce cap, le chef SSQ dispose de 3 leviers : réduction du périmètre d'activité, sous-traitance et recrutement. Les deux premiers leviers trouvent vite leurs limites : le SSQ ne peut se délester de ses activités « cœur de métiers » et il est impossible par exemple de sous-traiter les analyses sûreté mis à part l'analyse d'impact.

La section Electricité, selon la propre expression du MDL (manager de deuxième ligne), « prend de plein fouet » les modifications nationales relatives aux DUS et à JDT. Il en résulte des problèmes de réception de ces modifications par le métier. Les inspecteurs ont ainsi entendu les interrogations de différents métiers, en lien avec le fait que le CNPE n'a pas (ou peu) de droit de regard sur les déploiements des modifications nationales et que les métiers n'ont pas participé à l'élaboration des modifications nationales. Les métiers mettent parfois des points bloquants au moment du transfert de la modification à l'exploitation, ce qui retarde la mise en service.

Les agents se plaignent par ailleurs d'un flux constant de nouvelles exigences et craignent que la VD3 n'alourdisse encore plus le volume documentaire. Les inspecteurs ont noté que ces inquiétudes s'exprimaient en lien avec des questions sur la suffisance des formations qui sont proposées.

A titre d'exemple, les opérateurs de la conduite sont inscrits à des formations sans savoir si elles vont correspondre à leurs besoins en VD3 (il faudra en effet que le simulateur soit compatible VD3). Par ailleurs, des grosses modifications comme le CCL (centre de crise local) auront un gros impact en termes d'organisation et d'entraînement, notamment pour les équipes locales de crise (ELC). Un manager de la conduite met en avant qu'aujourd'hui déjà les agents de son équipe découvrent sur le terrain certaines modifications faites par l'ITM (exemple donné de la nouvelle machine de préparation du bore). Ces modifications n'apparaissent pas non plus systématiquement dans les mises à jour STE et dans les dossiers systèmes élémentaires. Dans ces conditions, toute anticipation en termes de formation (même en boucle courte avec les CF1) est impossible.

Le site a fait le constat d'une dégradation de la qualité des consignations et des alertes ont été émises sur la GPEC des chargés de consignation. Les observations réalisées lors de l'inspection (cf. demande A.3) confirment ce constat. Il y a eu deux événements impliquant une erreur de consignation à deux dates rapprochées (19/06/2019 et 27/06/2019). Le chef du service conduite a identifié le fait que le vivier des métiers de consignation n'est pas suffisant. Or, il s'agit d'un métier qui demande une très longue formation (dont 6 mois à 1 an de compagnonnage avec plusieurs années d'expérience). Dans ces conditions, les chargés de consignation habilités du service conduite, en trop faible effectif, ne sont pas en mesure d'être des référents pour le compagnonnage. Ceci est de nature à fragiliser la VD3 de 2022, d'autant plus que les arrêts pour rechargement sont moins fréquents sur les réacteurs de type 1300 MWe que sur les 900 MWe, ce qui offre donc moins de situations formatrices. Un chargé de consignation est venu de Belleville et le site attend du renfort après la fermeture de Fessenheim.

Les inspecteurs ont relevé également que le grément de la mission CFH s'est avéré particulièrement déficient dans la mesure où la CFH n'a pu être remplacée au SSQ durant son absence prolongée. Les inspecteurs, compte tenu des nombreuses missions de la CFH dans les domaines de la sûreté (et particulièrement les analyses approfondies des événements), considèrent qu'il s'agit là d'une compétence sensible. Les inspecteurs n'ont pas pu obtenir d'information claire sur le REX qui avait été tiré de cette situation et quelles étaient les actions de sécurisation de la mission CFH dans la perspective du Grand Carénage.

Le cumul des modifications en cours et à venir dans le cadre des prochaines VP et VD vont inmanquablement conduire à des évolutions des compétences requises et à une reconfiguration nécessaire de certaines formations. En regard des différents éléments rapportés ci-avant, les inspecteurs s'interrogent sur la suffisance de la visibilité réelle donnée aux métiers en termes de formation et de compétences dans la perspective du Grand Carénage. Certains services s'interrogent en effet sur leur capacité à faire face à ces prochaines échéances, d'autant plus que les temps de formation pour certains profils et la complexité du processus de recrutement (arbitrage de la DPN, gestion des recouvrements...) induisent de fortes inerties.

Demande A.42 : Je vous demande de mener au plus tôt une analyse SOH en local, tenant compte des spécificités du site, sur le cumul des modifications en cours et à venir dans la perspective du Grand Carénage afin d'identifier précisément les impacts en termes de compétences et de formation sur les différents métiers du site (SSQ, conduite, automaticiens, ...). Les conclusions de cette analyse SOH devront être à même de renforcer voire de reconsidérer la GPEC transverse et les GPEC des services afin de sécuriser les effectifs et/ou les compétences des différents métiers concernés. Vous me transmettez les résultats de cette analyse sous 6 mois.

Demande A.43 : Dans l'attente des conclusions de l'analyse SOH locale, qui devront amener des solutions pérennes en termes d'anticipation et de grément des compétences, je vous demande d'identifier les compétences au sein des différents métiers qui demandent un traitement prioritaire compte tenu de l'actualité du site (chargés de consignations, automaticiens...) et de mettre en place rapidement des mesures compensatoires qui se traduisent par des effectifs externes en renfort du site ou toutes autres modalités que vous jugerez adaptées. Vous me transmettez le détail de ces mesures compensatoires sous 6 mois.

Prévention des risques de fraudes

Organisation pour la prévention des risques de fraudes

L'article 2.4.1. de l'arrêté [2] précise que : « L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement sont systématiquement pris en compte dans toute décision concernant l'installation. ...

II.- Le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressource de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1^{er} 1. ...»

Vos représentants ont présenté aux inspecteurs les dispositions organisationnelles que vous avez prises depuis le début de l'année 2019 pour vous prémunir des risques de fraude et mettre en évidence des fraudes éventuelles dans la mise en œuvre des activités, notamment les activités importantes pour la protection (AIP) au sens de l'arrêté [2]. Ces dispositions déclinent en partie les engagements de vos services centraux vers l'ASN, objet du courrier [7]. Les inspecteurs ont notamment constaté :

- la nomination d'un référent fraude formalisée au travers d'une lettre de mission spécifique datée du 1^{er} octobre 2019 avec des compétences élargies sur tous les domaines susceptibles d'être concernés par la fraude (intégrité des données, compétences, habilitation, approvisionnement en pièces de rechange, ...) ;
- l'établissement d'un premier diagnostic général accompagné de propositions d'actions managériales ;
- la réalisation fin août 2019 d'une première vérification approfondie par la filière indépendante de sûreté sur la prise en compte du risque de fraude accompagné d'une analyse du retour d'expérience international sur les contrôles à mener ;
- la programmation d'un bilan annuel de la lutte contre la fraude, présenté par le référent fraude à l'occasion de la revue sûreté du CNPE prévue en fin d'année ;
- l'intégration de la thématique fraude dans la « levée des préalables » menées sur les AIP en retour d'expérience d'inspections que l'ASN a mené sur d'autres sites sur la même thématique ;

Par ailleurs, vos représentants ont déclaré aux inspecteurs :

- que des contrôles spécifiques d'absence de fraude avaient été menés sur le suivi en service des équipements sous pression ;
- qu'une information spécifique aux risques de fraude avait été faite vers les chargés de surveillance (CSI) et les surveillants terrain (ST) ;
- que depuis le début de l'arrêt du réacteur 2 fin septembre 2019, l'animateur du réseau des ST intégrait la prise en compte des risques de fraude dans ses réunions de coordination hebdomadaires.

Indépendamment de ces premières mesures qui sont soulignées de façon positive par l'ASN, les inspecteurs constatent que :

- les nouvelles dispositions prises par le site pour se prémunir des risques de fraude et mettre en évidence les fraudes éventuelles n'apparaissent pas dans vos notes d'organisation. Elles n'ont pas été formalisées dans votre SGI en application de l'arrêté [2] ;
- comme le constate la FIS elle-même, les moyens d'investigation à votre disposition ne permettent pas de contrôler la présence effective d'une personne dans un local donné à une heure précise, ce qui limite la possibilité de mettre en évidence les fraudes éventuelles ;
- le référent fraude n'a pas accès aux informations enregistrées sur votre site internet « lanceur d'alerte » ;
- les outils de gestion opérationnelle des activités (analyses de risques, rapports de fin d'intervention) et les outils d'enregistrement et capitalisation des anomalies et du retour d'expérience (base informatique CAMELEON, outil de capitalisation et d'analyse des Non Qualité de Maintenance et d'Exploitation NQME, Programme d'Action Corrective PAC, outil d'enregistrement des actions de contrôle de terrain ARGOS) n'intègrent pas le thème de la prévention des risques de fraude ;
- le site internet d'EDF destiné aux lanceurs d'alerte semble peu connu des intervenants.

Les inspecteurs estiment donc que les actions managériales fortes engagées par le site doivent être approfondies et complétées. De nouveaux outils doivent être élaborés, ou les outils existants adaptés, pour répondre aux enjeux des risques de fraude. Les outils de capitalisation CAMELEON, ARGOS, PAC et les outils de gestion des activités, ADR pourraient utilement intégrer le risque de fraude. La connaissance et l'exploitation de votre site de lanceur d'alerte pourraient également être améliorées.

Demande A.44 : Je vous demande de renforcer la prise en compte du risque de fraude en l'intégrant à vos outils opérationnels de gestion et de contrôle des AIP au sens de l'arrêté [2] ;

Demande A.45 : Je vous demande d'améliorer, en relation avec vos services centraux, les outils existants, renforcer la connaissance et l'accès au site internet des lanceurs d'alerte par exemple, ou de créer de nouveaux outils vous permettant de déceler plus efficacement les fraudes potentielles sur le site ;

Demande A.46 : Je vous demande d'intégrer dans votre système de gestion intégrée les dispositions organisationnelles mises en œuvre sur le site pour vous prémunir des risques de fraude et mettre en évidence les fraudes éventuelles.

Prise en compte du retour d'expérience relatif à la prévention des fraudes

L'article 2.7.2. de l'arrêté [2] précise que : « *L'exploitant prend toute disposition, y compris vis-à-vis des intervenants extérieurs, pour collecter et analyser de manière systématique les informations susceptibles de lui permettre d'améliorer la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement, qu'il s'agisse d'informations issues de l'expérience des activités mentionnées à l'article 1^{er}.1 sur son installation, ou sur d'autres installations, similaires ou non, en France ou à l'étranger, ou issues de recherches et développement.* »

Les inspecteurs se sont intéressés à la prise en compte par le site du retour d'expérience issu de cas de fraudes avérés rencontrés par d'autres CNPE et ayant fait l'objet de déclarations d'événements significatifs pour la radioprotection. Ils se sont particulièrement intéressés à l'événement significatif pour la radioprotection survenu sur le site de Dampierre, objet du compte-rendu [8] qui concernait des fraudes relatives à des contrôles de propreté radiologique de certains locaux. Ils se sont également intéressés à l'événement significatif pour la radioprotection [9] qui portait sur l'absence de contrôle technique réglementaire et la falsification de signatures à l'occasion de la sortie sur le domaine public de matériel en provenance de zone contrôlée. Vos représentants ont déclaré aux inspecteurs que le retour d'expérience issu de ces événements significatifs pour la radioprotection avait été pris en compte par le site et avait donné lieu à :

- un renforcement des contrôles radiologiques en sortie de zone contrôlée en application de votre directive interne DI n° 82 ;
- la réalisation par votre service de prévention des risques (SPR) de contrôles d'irradiation et de propreté radiologiques contradictoires au cours de l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible du réacteur 1 en début d'année 2019.

Cependant, au cours de leur inspection dans votre service SPR, les inspecteurs ont constaté que les relevés des contrôles radiologiques réglementaires effectués par votre prestataire dans le bâtiment réacteur 2 à l'arrêt ne faisaient l'objet d'aucun enregistrement accessible. Les informations enregistrées dans votre logiciel CARTORAD ne comportaient qu'une information de l'irradiation moyenne par local et une information globale par local du niveau de propreté radiologique sans aucune valeur associée de contamination mesurée. En l'absence d'enregistrement des valeurs réelles effectivement mesurées par votre prestataire, une comparaison avec les valeurs mesurées par vos services n'est techniquement pas possible. De plus, comme précisé dans la suite du présent courrier, les inspecteurs ont mis en évidence un niveau de contamination dans un local contaminé supérieur au niveau de contamination affiché dans CARTORAD et sensé être issu de contrôles menés par votre prestataire. En l'absence d'enregistrement de ces contrôles, les inspecteurs n'ont pu vérifier la réalisation effective de ces contrôles par votre prestataire.

Demande A.47 : Je vous demande de renforcer la connaissance et la prise en compte du retour d'expérience issu d'événements déclarés par d'autres CNPE sur le thème de la fraude. Vous me préciserez notamment comment vous prévoyez de tenir compte du retour d'expérience issu de l'événement objet du rapport [8].

L'article 2.6 .4 – I dispose que : « *L'exploitant déclare chaque événement significatif à l'Autorité de sûreté nucléaire dans les meilleurs délais. La déclaration comporte notamment :*

- *la caractérisation de l'événement significatif ;*
- *la description de l'événement et sa chronologie ;*
- *ses conséquences réelles et potentielles vis-à-vis de la protection des intérêts mentionnés à l'article L.593-1 du code de l'environnement ;*
- *les mesures déjà prises ou envisagées pour traiter l'événement de manière provisoire ou définitive. »*

Par ailleurs, vos représentants ont évoqué un cas particulier susceptible d'être apparenté à une fraude concernant un agent EDF et détecté le 25 février 2019. Une analyse approfondie de cet événement, réalisée au titre du retour d'expérience, n'a pas conduit vos représentants à mettre en évidence un cas similaire avec le même

intervenant. Ce cas avait donné lieu à une information téléphonique de la division de Bordeaux, sans que cette information orale soit suivie d'une information plus formalisée.

Les inspecteurs vous rappellent que le paragraphe 1.1 de la note de l'ASN [10] vous demande de l'informer en deux temps des cas potentiels de fraude mis en évidence « sur le même mode que la déclaration des événements significatifs, dont les modalités sont détaillées dans les guides de l'ASN ».

Demande A.48 : Je vous demande de prendre les dispositions organisationnelles nécessaires vous permettant de respecter l'exigence d'information à la suite d'une détection d'un cas susceptible d'être apparenté à une fraude mentionnée dans la note [10] en application de l'arrêté [2] ;

Enfin, à l'occasion des investigations menées sur un risque de fraude éventuel, les inspecteurs se sont intéressés au dossier de fin d'intervention relatif aux contrôles réalisés par votre prestataire sur les ancrages du diesel LHP du réacteur 2 (CMY GF 304D). Ils ont constaté que ce dossier présentait de graves lacunes d'enregistrement. Les contrôles ont été menés une première fois les 18 et 19 juin 2019, puis une seconde fois sans que les dates soient précisées. Les rapports de fin d'intervention et les conclusions relatives à la conformité des ancrages contrôlés ont tous été modifiés à la main sans que le ou les agents prestataires qui ont procédé aux nouveaux contrôles soient identifiés et sans préciser la date de leur intervention. Par ailleurs, les inspecteurs n'ont pu accéder aux données d'entrée/sortie (3K) du site, la période demandée étant trop ancienne. Le contrôle relatif à un potentiel cas de fraude n'a ainsi pas pu être mené à terme par l'équipe d'inspection.

Demande A.49 : Je vous demande de procéder à la vérification de la présence effective des agents identifiés dans les rapports de fin d'intervention dans les locaux diesels du réacteur 2 aux dates et heures indiquées dans les fiches d'enregistrement des premiers contrôles. Vous me ferez part de vos conclusions et des mesures éventuellement prises à l'encontre du prestataire ;

Demande A.50 : Je vous demande de me confirmer que les nouveaux contrôles ont bien été réalisés par les mêmes intervenants ayant effectué les premiers contrôles. Vous me préciserez les dates de ces contrôles ultimes et me ferez part de vos conclusions ;

Demande A.51 : Je vous demande de me faire part du retour d'expérience que vous tirez de ces constats quant à votre capacité à déceler des fraudes éventuelles lors de vos actions de surveillance en application de l'arrêté [2]. Si aucun cas susceptible d'être assimilé à une fraude n'est mis en avant, je vous demande de m'expliquer précisément ce qui a conduit les agents de contrôle à procéder de cette façon. Je vous demande également de mettre en œuvre des actions correctives pour pallier ce type de pratique.

Maintenance

Identification des non-qualités de maintenance

Dans le cadre de l'inspection de revue, les inspecteurs se sont attachés à comprendre comment le CNPE de GOLFECH définit et analyse les non-qualités de maintenance (NQM). Une non-qualité de maintenance est un événement généré par une personne qui réalise un geste inapproprié dans la préparation et/ou la réalisation d'une activité. La thématique NQM est incluse dans les non-qualités de maintenance et d'exploitation (NQME) pilotée par un pilote opérationnel du service travaux. Des correspondants NQME sont désignés dans d'autres services ciblés comme pouvant être à l'origine de NQM.

Le niveau national d'EDF impose des analyses pour les NQM ayant eu pour conséquence un événement significatif ou une perte de production. L'ASN souligne de façon positive le fait que le site analyse des NQM de façon plus large que le périmètre précité.

L'outil principal utilisé pour la détection et donc l'analyse des NQM est l'outil Caméléon qui permet de tracer l'ouverture de constats notamment sur des interventions de maintenance.

Le pilote opérationnel des NQME a présenté à l'ASN son tableau de bord des NQME qui lui permet d'analyser finement les NQME et de définir éventuellement des actions pour pallier à des signaux faibles ou signaux forts sur le thème des NQM. Cette analyse est menée par métiers et à leur intention. Il n'existe pas d'outil permettant de mener une analyse transverse des NQM sur le site. Interrogés sur l'exploitation de la base plans d'actions (PA) dans le cadre de l'identification et de l'analyse des NQM, vos représentants ont indiqué ne pas exploiter cette base de données. Or, l'équipe d'inspection a pu détecter dans la liste des plans d'actions transmis par le CNPE à l'amont de l'inspection des PA dont l'analyse met en évidence des NQM comportant éventuellement des modes communs (exemple : PA107689, PA129684, 128904, etc..) qu'il est indispensable de prendre en compte afin de respecter les exigences de la Directive 135 relative à l'organisation du retour d'expérience.

Demande A.52 : Je vous demande d'exploiter la base de données relative aux plans d'actions du CNPE afin de renforcer l'exhaustivité de l'identification et de l'enregistrement des NQM survenues sur le site ;

Demande A.53 : Je vous demande d'assurer une analyse et un retour d'expérience transverse des NQM identifiées sur le site indépendamment de la répartition des activités de maintenance entre les différents services du CNPE.

Suivi des constats issus des contrôles visuels de la conformité de montage et de l'absence de desserrage de l'ensemble des manchons compensateurs élastomères (MCE) sur les diesels

Les gammes relatives aux contrôles visuels de la conformité de montage et de l'absence de desserrage de l'ensemble des manchons compensateurs des diesels des groupes électrogènes d'ultime secours 2LHP et 2LHQ effectués en juillet 2018 ont été contrôlées au cours de l'inspection. De nombreux constats avaient été relevés par l'agent de contrôle. L'équipe d'inspection a vérifié par sondage, puis sur le terrain, le suivi et le traitement de ces divers constats. Un tableau de suivi tenu à jour par le service « travaux » a été présenté et a confirmé le suivi satisfaisant des constats de la responsabilité du service. Cependant, les constats relatifs à des défauts sur les tresses d'isolement sont quant à eux de la responsabilité du service automatisme électricité (AEE). Interrogés sur le traitement de ces constats, vos représentants ont confirmé que les constats avaient été transmis au service compétent mais qu'ils n'étaient pas traités à ce jour et aucun mode de preuve de suivi n'a été présenté à l'équipe d'inspection.

Demande A.54 : Je vous demande de traiter les constats de responsabilité du service automatisme électricité dans les délais compatibles avec l'importance de leur impact sur les intérêts protégés au sens de l'arrêté [2]. Vous me transmettez le mode de preuve permettant de répondre à cette demande concernant les constats relevés sur 2LHP et 2LHQ lors des contrôles visuels des manchons compensateurs.

Par ailleurs, vous vous attacherez à renforcer l'organisation interne afin de pallier ce type de situation pour tous contrôles issus des programmes de maintenance qui concernent plusieurs services et dont le suivi et le traitement doivent être coordonnés.

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont également constaté qu'un nombre significatif de manchons compensateurs en élastomère (MCE) ne respectait pas précisément les prescriptions de la règle nationale de maintenance « Manchons Compensateurs en Elastomère », notamment, lorsque le montage « tête de vis vers l'extérieur » est mis en œuvre. Un léger marquage du MCE référencé 1LHQ208JD a d'ailleurs été constaté.

Par ailleurs il est apparu que plusieurs housses anti-feu, censées protéger ces MCE de l'effet d'un incendie, étaient dans un état dégradé (1 & 2LHQ008JD) ou ne recouvraient que partiellement le MCE (1LHQ 601 et 602 JD)

Demande A.55 : Je vous demande de veiller au respect des dispositions de la règle nationale de maintenance concernant le montage des MCE et au bon état des housses anti-feu.

Rigueur documentaire

Comme évoqué en introduction de la demande A.9, les inspecteurs ont examiné par sondage trois dossiers d'essais périodiques.

Le dernier essai « *contrôle commande à charge partielle sur le diesel 1LHP voie A (EP LHP102)* » effectué le 23 août 2019 conclut à la conformité des critères importants pour la sûreté issus des règles générales d'exploitation (RGE). Cependant, la valeur de pression au refoulement de la pompe en service 1LHP061PO, critère non RGE, est relevée à 3,75 bars pour une valeur attendue comprise entre 2 bars et 3,5 bars. Le critère a été noté conforme à l'attendu et validé par le contrôle technique alors qu'il est en dehors des valeurs attendues. L'essai a été déclaré « conforme » sans respecter l'ensemble des résultats d'essai et d'observations.

Demande A.56 : Je vous demande de vous prononcer sur les conséquences potentielles de la valeur de pression au refoulement de la pompe 1LHP061PO mesurée lors du dernier EP LHP102. Vous vous prononcerez notamment sur l'absence de remise en cause des conclusions de l'essai et donc sur la disponibilité du diesel.

Le dernier essai de démarrage par les vannes manuelles (LHQ 506-507 VA) du diesel 2LHQ (EP LHP208) effectué le 18 juin 2018, conclut à la conformité des critères importants pour la sûreté issus des règles générales d'exploitation (RGE). Au cours de l'essai, l'agent doit vérifier l'absence de l'alarme LHQ915AA « défaut configuration » pour continuer les phases suivantes de la gamme d'essai, or il est indiqué sur la gamme que cette alarme était présente. Par ailleurs, l'essai a été déclaré « conforme sans réserve ». Aucune explication n'est indiquée sur la gamme contrôlée.

Demande A.57 : Je vous demande de vous prononcer sur les conséquences potentielles sur les intérêts protégés au sens de l'arrêté [2] de la présence de l'alarme au cours des premières phases de l'essai. Vous me ferez part de vos conclusions argumentées quant à la conformité de l'essai et à la disponibilité du matériel.

De plus, dans le cadre du déploiement d'une task force 19-023 consistant à mener des essais sur les diesels pour constater la présence éventuelle de suintement d'huile au droit des clapets de surpression des diesels lorsque plusieurs ventilateurs (DVD) sont en service, l'équipe d'inspection a noté que la gamme d'intervention a été rédigée à la main sur une feuille sans réelle assurance qualité et sans que l'agent en charge du contrôle ne remplisse de façon exhaustive la gamme.

Comme indiqué plus haut (voir demande A.49), les inspecteurs ont examiné le dossier de fin d'intervention relatif aux contrôles réalisés par votre prestataire sur les ancrages des tuyauteries du diesel LHP du réacteur 2 (CMY GF 304D) et constaté que ces contrôles ont été menés une première fois les 18 et 19 juin 2019, puis une seconde fois sans que les dates soient précisées. Les rapports de fin d'intervention et les conclusions relatives à la conformité des ancrages contrôlés ont tous été modifiés à la main sans que le ou les agents prestataires qui ont procédé aux nouveaux contrôles soient identifiés et sans préciser la date de leur intervention.

Ainsi outre l'utilisation de plans non à jour pour effectuer ces contrôles (cf. demande A.60), les documents présentaient de nombreuses ratures et corrections manuscrites. Les documents étaient ainsi rendus imprécis et difficilement exploitables.

Application de la DI81 (pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels) – respect des exigences de qualification

Le recueil de prescriptions liées à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles pour le palier P4/P'4 lot VD2 Ind1 (RPMQ) constitue le recueil des dispositions spécifiques issues de manière explicite du processus de qualification, à prendre en compte lors des interventions de maintenance sur le CNPE de GOLFECH.

L'équipe d'inspection a voulu vérifier par sondage l'intégration effective dans la documentation opérationnelle des exigences du RMPQ sur le matériel qualifié.

Le RPMQ, au travers de la fiche désignée E3-102, définit des exigences sur le type de boulonnerie et sur les couples de serrage qui doivent être appliqués sur les détecteurs de flammes installés dans le cadre de la modification nationale PNPP3196 « rénovation de la détection incendie JDT ». Dans le cadre du processus d'intégration du prescriptif, la fiche E3-102 issue de la fiche d'amendement n°2 du RMPQ, doit être intégrée au plus tard sur l'arrêt pour maintenance en 2020 pour le réacteur n°1 et en 2021 pour le réacteur n°2.

Cependant, à ce jour, le matériel qualifié de la modification PNPP3196 est en cours d'installation, il est donc indispensable que cette modification intègre dès à présent les exigences de qualification du RPMQ puisque le matériel sera exploité très prochainement. Le service automatisme électricité responsable de l'intégration de cette fiche (service AEE) a indiqué sans pouvoir le démontrer que les exigences sont prises en compte par l'équipe commune en charge du déploiement des travaux.

A la demande de l'ASN, les représentants de l'équipe commune ont donc effectué un travail de correspondance entre les données issues des documents opérationnels de la modification et les données du RPMQ. Il s'avère que le couple de serrage appliqué au niveau de la liaison rail/plaque de tête des détecteurs est de 2,9 daN.m alors que l'exigence du RPMQ est de 1,4 daN.m. Un surserrage peut dans certains cas être nocif pour le matériel.

La modification PNPP3196 ne reprend donc pas l'ensemble du prescriptif du RPMQ.

Demande A.58 : Je vous demande de justifier la valeur du couple de serrage à retenir pour la liaison rail/plaque de tête des détecteurs installés dans le cadre de la modification PNPP3196 afin de garantir la qualification du matériel. Vous prendrez alors les actions correctives cohérentes avec vos conclusions.

Ce contrôle a finalement mis en évidence des difficultés de coordination et de cohérence entre le processus en charge de définir les exigences de qualifications du matériel et le processus de déploiement des modifications nationales, processus qui sont gérés au niveau local par des services différents et au niveau national par des directions différentes.

Demande A.59 : Je vous demande, en lien avec vos services centraux, de mener une réflexion de fond afin de pallier ce type d'écart réglementaire. Vous définirez avec vos services centraux un plan d'action qui permettra de vous assurer que l'ensemble des exigences de qualifications d'équipements qualifiés déployés dans le cadre de modifications nationales soit en toutes circonstances intégré aux modifications, et d'examiner si d'autres modifications sont concernées par ce type d'écart.

Contrôles des ancrages du matériel de ventilation EIPS au génie civil – conformité aux plans

Dans le cadre du programme de base de maintenance préventive référencé PB 1300-AM450-Ind0 (palier P'4), le CNPE doit engager des contrôles sur les ancrages au génie civil des matériels de ventilation importants pour la sûreté (contrôles visuels, contrôles de conformité aux plans et contrôles de scellement). L'analyse par sondage de gammes relatives à cette activité de maintenance a permis de mettre en évidence que les références des plans, tracées dans les gammes d'intervention, ne sont pas toujours celles des plans à jour de l'installation et que ces plans correspondent à des plans d'ensemble ne permettant pas de réaliser concrètement des contrôles de conformité aux plans.

Cependant, les gammes sont remplies en l'état et les agents de contrôle statuent sur la conformité aux plans.

Demande A.60 : Je vous demande de vous assurer que les contrôles du PB 1300-AM450-Ind0 (palier P'4) relatifs aux ancrages au génie civil des matériels de ventilation importants pour la sûreté ont été réalisés sur la base de plans détaillés permettant de conclure à une réelle conformité aux plans. Vous prendrez des actions correctives pour assurer la traçabilité de l'ensemble des documents utilisés afin de disposer d'une liste des documents applicables exhaustive.

Par ailleurs, il a été constaté dans le cadre de la visite terrain, que les ancrages des matériels de ventilation du système DVL (ventilation importante pour la sûreté des locaux électriques) étaient principalement équipés de contre-écrous bien que les plans et gammes de contrôle ne le précisent pas. Interrogés sur l'attendu exact des dispositions techniques des ancrages, vos représentants ont indiqué que l'attendu était bien la présence de contre-écrous en application des bonnes pratiques. Il s'avère qu'aucun référentiel ne précise spécifiquement ce dispositif. De plus, il a été constaté sur les matériels contrôlés que de nombreuses tiges filetées ne ressortent pas du contre-écrou, ce qui n'est pas à l'attendu par rapport aux bonnes pratiques mécaniques. De même, les contrôles sur le terrain ont démontré que la présence de contre-écrou n'est pas systématique sur tous les supportages.

De plus, cette bonne pratique n'est pas partagée par tous les CNPE. À titre d'exemple, certains CNPE n'ajoutent pas de contre-écrou sur les installations anciennes afin de conserver leur conformité aux plans (l'exploitant utilise un marquage pour vérifier dans la durée l'absence de desserrage des écrous). Seules les installations neuves présentent des contre-écrous et dans ce cas les plans les mentionnent.

Demande A.61 : Je vous demande de définir très précisément l'état technique attendu dans les gammes d'intervention relatives aux activités de contrôles de conformité aux plans, afin que les agents en charge de ces contrôles puissent statuer sans ambiguïté sur la conformité des matériels.

Gestion des écarts

L'article 2.6.2 de l'arrêté [2] dispose 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. »

Au cours de l'inspection, il a été constaté à plusieurs reprises des manquements dans la gestion des plans d'actions. En effet, il a été constaté des caractérisations très tardives (PA149106 ouvert dans le cadre de chevilles sous dimensionnées sur le support M202 sur le diesel 2LHQ), et l'absence d'ouverture de plan d'actions sur des sujets pouvant remettre en question des exigences définies du matériel (fiche FCC1867 précitée).

Par ailleurs lors de la visite sur le terrain, il a été constaté la présence de fuites, caractérisées par des traces de bore au niveau de la garniture mécanique de la pompe 2PTR021PO. Il apparaît qu'aucune demande de travaux n'a été effectuée

Demande A.62 : Je vous demande de prendre des actions correctives pour répondre de façon robuste à l'article 2.6.2 de l'arrêté [2].

Surveillance des activités sous-traitées

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] prévoit que « l'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1. »

A la suite de l'étude des rapports de fin d'intervention de plusieurs prestations, les inspecteurs ont constaté plusieurs écarts dans la mise en œuvre du système de management intégré (SMI) relatif à la surveillance des prestataires, et notamment par rapport à la DI 116 « Surveillance des prestataires » et à la note technique NT85/114 indice 17 relative aux « *prescriptions particulières à l'assurance qualité applicables aux relations entre EDF et ses fournisseurs de service dans les centrales nucléaires en exploitation* ».

Par exemple, concernant la maintenance des onduleurs exécutée avec les documents du prestataire, les inspecteurs ont constaté que le VSO (vu sans observation) du CNPE portait uniquement sur la liste des documents applicables (LDA) et ne concernait pas l'analyse de risques (ADR) ni le dossier de suivi de l'intervention (DSI). Le VSO de la LDA datait du 10 octobre 2019, l'intervention ayant débuté le 11 octobre 2019. Cette situation ne correspond pas aux dispositions de la NT85/114 qui précise que le VSO doit également être apposé sur le DSI et l'ADR et que ces documents doivent être mis à disposition d'EDF au plus tard 21 jours avant le début de l'intervention.

Par ailleurs les inspecteurs ont constaté dans les documents cités ci-dessus que la qualification aux conditions accidentelles K3 des onduleurs du tableau LNG n'était pas mentionnée. Ils ont de fait constaté que la porte de cette armoire n'était pas correctement fermée à l'issue de l'intervention sur 2LNG003DL malgré la prescription de la fiche E3-027 issue du RPMQ à cet égard.

Demande A.63 : Je vous demande de mettre en œuvre les dispositions nécessaires permettant de vous assurer de la conformité et de l'exhaustivité, au regard des exigences de qualification, des documents opérationnels utilisés par vos prestataires pour la maintenance de vos équipements.

L'article 2.2.2 de l'arrêté [2] dispose que la surveillance des intervenants extérieurs « *est documentée dans les conditions fixées à l'article 2.5.6* ».

L'article 2.5.6 de l'arrêté [2] prévoit que « *les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies* »

Les DSI de remplacement de la goujonnerie de la liaison robinet/actionneur des robinets 2EBA001 à 004 VA prévoient une phase de vérification des pièces de rechange lors de l'intervention, exercée par un chargé de surveillance du CNPE.

Or il apparaît pour ces dossiers que ce point d'arrêt a été levé en amont de la mise en œuvre de l'intervention par le prestataire désigné à cet effet et à une date non précisée dans le DSI.

Cette pratique est susceptible de nuire à la capacité du DSI à démontrer a posteriori le respect des exigences définies.

Demande A.64 : Je vous demande de veiller au respect des dispositions réglementaires citées ci-dessus concernant la mise en œuvre de la surveillance des intervenants extérieurs.

Requalification

Le manuel qualité de la DPN (MET210N) précise que « *l'activité de maintenance inclut la réalisation des requalifications intrinsèques des matériels et le suivi des requalifications fonctionnelles pilotées par la conduite jusqu'à la satisfaction des critères requis, ainsi que l'analyse des comptes rendus d'intervention* »

Les activités de maintenance sur des EIP étant des activités importantes pour la protection des intérêts protégés, les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté [2] s'appliquent, y compris donc pour les requalifications.

Les inspecteurs ont examiné les dispositions prises pour la requalification du turbo-alternateur LLS concerné par des opérations de maintenance lors du dernier arrêt pour maintenance du réacteur n°2. L'examen des différents documents supports à la requalification interroge quant à la rigueur exercée par les différents intervenants sur cette activité. Ainsi les différents documents consultés ne sont pas explicites sur l'atteinte des critères de la requalification et laisse apparaître de nombreuses corrections manuscrites ou ratures.

Par ailleurs le référentiel managérial de requalification (RM76) précise que les requalifications s'appuient sur une analyse de suffisance de la requalification par rapport aux performances pouvant être altérées par l'activité incluant les risques générés par les requalifications intrinsèques (RQI) et fonctionnels (RQF).

Les inspecteurs ont constaté, à l'analyse des différents dossiers de requalification examinés, qu'il est difficile de s'assurer que toutes les fonctions à requalifier, telles que mentionné dans l'analyse de suffisance (ADS), l'ont effectivement été. Par ailleurs, la partie détaillant les risques liés à la mise en œuvre des ADS est systématiquement laissée vierge.

Demande A.65 : Je vous demande de mettre en œuvre les dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté [2] en veillant à la traçabilité des opérations de requalification des matériels à l'issue des interventions ;

Demande A.66 : Je vous demande de mettre en œuvre les dispositions du RM76 concernant l'analyse des risques liés à la mise en œuvre des requalifications.

En outre le RM76 précise que « *le métier de maintenance (EDF ou prestataire) s'engage sur la fin de l'intervention et l'atteinte de résultats de RQI auprès de l'entité en charge de l'exploitation, en préalable à la réalisation de la RQF* ». Les inspecteurs ont ainsi constaté que lorsque l'activité de maintenance est mise en œuvre par un prestataire, le métier de maintenance concerné du CNPE n'exerce plus un contrôle de la bonne mise en œuvre des opérations de maintenance et de l'analyse des résultats de la RQI avant de mettre le matériel à disposition de la conduite pour mettre en œuvre la RQF.

Cette disposition existait dans le référentiel DI76 « *la requalification avant remise en exploitation* » qui a précédé le RM76 comme référentiel interne de mise en œuvre de la requalification.

De la même façon le RM76 précise que le « *contrôle des résultats de RQF, conformes à l'ADS, est réalisé par l'entité en charge de l'exploitation* ». Lors de l'inspection il est apparu que le métier de maintenance n'est plus associé à cette analyse. Cette disposition semble contraire à celle mentionnée dans votre manuel qualité où le métier est en charge du suivi des résultats jusqu'à l'atteinte des critères requis. Là encore, la DI76 prévoyait clairement que le métier de maintenance était en charge de l'analyse des résultats de la requalification.

A cet égard, je considère que la déclinaison du RM76 sur le Parc est venue affaiblir la ligne de défense que constitue la requalification des matériels à l'issue d'une intervention permettant de vous assurer de la qualité des activités de maintenance. La mise en retrait des métiers de maintenance du CNPE sur la requalification, notamment pour celle confiée à des prestataires, revient à considérer que l'expertise de ceux-ci n'est plus utile pour juger de la qualité des opérations de maintenance mise en œuvre.

Demande A.67 : Je vous demande de me présenter l'analyse SOH mise en œuvre lors du déploiement du RM76 sur le CNPE de Golfech ;

Demande A.68 : Je vous demande de maintenir, conformément à votre manuel qualité, pour les requalifications à l'issue des opérations de maintenance, des dispositions permettant de vous assurer de l'atteinte des résultats de la RQI avant mise en œuvre de la RQF ;

Demande A.69 : Je vous demande de veiller, conformément à votre manuel qualité, à l'analyse par le métier de maintenance des résultats de la requalification.

Conduite

Les analyses de risques des activités de conduite ne prennent pas assez en compte l'impact potentiel sur la sûreté d'une non-qualité. Par conséquent, les parades mises en places et notamment les contrôles techniques sont souvent insuffisants au regard du risque sur la sûreté.

Les inspecteurs appellent votre attention sur la nécessité de sécuriser les analyses de risques à mener avant de mettre en place une mesure curative réactive. En effet, les inspecteurs ont informé vos représentants des anomalies qu'ils avaient constatées. Ces derniers ont voulu corriger certaines situations rapidement mais n'ont pas pris le temps nécessaire pour effectuer une analyse de risques. L'une de ces actions a d'ailleurs conduit à une nouvelle erreur.

Demande A.70 : Je vous demande de revoir l'organisation mise en place pour les analyses des risques des activités de conduite afin de la rendre plus robuste. Vous m'informerez des mesures prises en ce sens.

Les inspecteurs ont observé que les confrontations entre le chef d'exploitation (CE) et la filière indépendante de sûreté (FIS) étaient de bonne qualité. Toutefois, l'avis de cette dernière est insuffisamment pris en compte. En effet, les inspecteurs ont constaté que les dysfonctionnements observés dans la gestion des consignes temporaires avaient déjà été soulevés par la FIS et n'avaient pas fait l'objet de mesures correctives.

Demande A.71 : Au-delà de la demande A.23 relative aux audits de la FIS, je vous demande de réaffirmer plus globalement le rôle de la FIS auprès des autres services du CNPE. Vous établirez un plan d'action permettant de suivre rigoureusement la prise en compte des demandes de la FIS à la suite de ses vérifications.

Grément des équipes de conduite

La note référencée D5067NOTE00927 relative aux conditions de fonctionnement du service conduite détaille notamment la composition des équipes de quart, leurs horaires de travail et la gestion des absences.

Cette note précise ainsi que :

- une équipe normale d'exploitation est notamment constituée de 6 agents de terrain en tranche 1 et de 5 agents de terrain en tranche 2 ;
- une équipe minimale d'exploitation est composée de 5 agents de terrain en tranche 1 et de 4 agents de terrain en tranche 2 ;
- une équipe minimale RGE est composée de 7 agents de terrain (de façon optimale 4 en tranche 1 et 3 en tranche 2).

Suite aux constats formulés par l'ASN lors de l'inspection INSSN-BDX-2018-0054 des 22 et 23 octobre 2018 (cf. courrier CODEP-BDX-2018-051347), les inspecteurs ont pu constater la mise en place au service Conduite d'un tableau de suivi visant à s'assurer d'un grément satisfaisant des équipes de conduite des réacteurs 1 et 2. Ce tableau confirme le fait que la composition des équipes des réacteurs 1 et 2 au niveau des agents de terrain n'a jamais été sous le minimum RGE ces derniers mois mais que celui-ci a été atteint à plusieurs reprises. De fortes disparités ont par ailleurs été observées avec la présence de 5 agents de terrain pour le réacteur 1 et 2 pour le réacteur 2.

Dans votre courrier en réponse à la lettre de suite de l'inspection des 22 et 23 octobre 2018 précitée, vous avez présenté certaines mesures qui seraient mises en places avant fin 2019 dans le but de respecter le grément cible d'exploitation. Toutefois cet objectif n'est pas atteint.

Demande A.72 : Je vous demande de me faire part de votre analyse quant à l'efficacité des mesures mises en place afin d'atteindre de manière pérenne le grément cible pour les équipes de quart. Le cas échéant, vous m'informerez des mesures complémentaires prises en ce sens.

Organisation de la surveillance et de la sérénité en salle de commande

Les inspecteurs ont contrôlé, par sondage, le respect de la note D5067NOTE03651 relative à l'organisation de la surveillance et de la sérénité en salle de commande.

Ils ont noté l'application de bonnes pratiques telles que l'utilisation de drapeaux magnétiques pour repérer, sur les pupitres, les paramètres spécifiques à surveiller lors de transitoires ou l'utilisation d'une minuterie pour rappeler à l'opérateur la durée maximale de deux heures qui doit séparer deux tours de bloc complets.

Par contre, plusieurs écarts ont été relevés dans l'application de cette note locale prise en application du référentiel national des exigences liées à la surveillance en salle de commande dite « pratique performante n°62 » :

- L'opérateur traite une alarme sans s'appuyer sur la fiche prévue à cet effet et commet une erreur ;
- Un chariot était présent devant des pupitres de surveillance ce qui rendait difficile leur accès ;
- les accès et les appels téléphoniques en salle de commande ne sont pas limités au strict minimum ; de nombreux personnels, dont des prestataires, accèdent aux pupitres situés en salle de commande, y compris lors des relèves de quart ;
- des opérateurs consomment des boissons ou s'alimentent au-dessus des pupitres de surveillance ; les inspecteurs considèrent que ces comportements sont inacceptables.
- Aucune fiche d'anomalie de sectorisation incendie (FASI) n'était affichée en salle de commande du réacteur 1 le 16 octobre et aucune boucle de détection n'était identifiée comme concernée par un problème de sectorisation sur le coffret de détection incendie, malgré l'existence d'une anomalie de sectorisation gérée par le Chargé de Consignation de type C1 entre les secteurs de feu 1HLE0901LO et 1HLD0906LO ;
- L'écran informatique normalement affecté sur le réacteur 1 à la surveillance des paramètres clés (et utilisé également pour afficher la minuterie précitée) était utilisé pour la surveillance continue, par caméra, d'une fuite sur un organe de robinetterie ;
- Le trait de changement de jour et le coup de tampon de datation n'avaient pas été apposés sur les rouleaux de papier des enregistreurs, lors du passage du 15 au 16 octobre 2019 ;
- La vérification du bon état de marche, sur leur rack, des Saphymo PUI n'est plus réalisée par la conduite en salle de commande mais par le référent PUI au local technique de crise.

La note D454418019552 relative à la maîtrise de la qualité de maintenance et d'exploitation sur le CNPE de Golfech prévoit que « *Pour chaque activité NQ0, NQ1 ou NQ2 (classement de la sensibilité de l'activité au regard de l'enjeu sûreté – les activités les plus sensibles sont classées NQ2), un temps doit être consacré par les intervenants à l'appropriation de l'activité et du dossier associé. Pour les activités NQ1 et NQ2, hormis les fortuits qui ne le permettent pas, l'appropriation doit avoir lieu au plus tard la semaine précédant l'activité. L'appropriation est nécessaire y compris pour les intervenants expérimentés, car le contenu du dossier ou les conditions d'interventions peuvent avoir évolué depuis la précédente intervention* ».

Les inspecteurs ont suivi la préparation d'une activité classée NQ1. Ils ont constaté que l'agent de terrain en charge de cette préparation a été perturbé par un fortuit. Il lui a été demandé d'arrêter sa préparation en cours pour préparer la nouvelle activité relative au fortuit. Un nouveau contre-ordre lui a ensuite été donné afin de revenir à la préparation de la première activité. Les inspecteurs estiment que cette situation n'est pas acceptable. Les agents de terrain doivent disposer du temps nécessaire pour préparer les activités sensibles dans un environnement serein conformément à votre référentiel.

Demande A.73 : Je vous demande de prendre toutes les dispositions nécessaires pour assurer une surveillance en salle de commande et une sérénité conformes à votre référentiel. Vous m'informerez des mesures correctives prises en ce sens.

Consignes temporaires de conduite (CTC)

Les inspecteurs ont contrôlé, dans les salles de commande des deux réacteurs, la manière dont était appliquée votre note référencée D5067NOTE03464 relative à « l'élaboration, la mise à jour, l'application et l'archivage des documents conduite » et notamment son paragraphe 4.5 consacré aux consignes et instructions temporaires (CT/IT).

Gestion des CT/IT

Le sommaire des CT/IT placé en tête de classeur sur le réacteur 1 le 16 octobre (quart du matin) listait 17 CT/IT pour 20 documents présents dans le classeur. Le sommaire des CT/IT placé en tête de classeur sur le réacteur 2 le 16 octobre (quart de nuit) listait 21 CT/IT pour 23 documents présents dans le classeur. Le sommaire ne tient compte que des documents encore valides. Parmi les documents non présents dans les sommaires figuraient des CT/IT :

- qui n'étaient plus applicables et qui auraient dû être retirées du classeur (2019-00066 sur le réacteur 1 ou 2019-00044 sur le réacteur 2) ;
- qui avaient été rajoutées sans que le sommaire ne soit mis à jour (2019-00076 sur le réacteur 1) ;
- qui restaient d'application mais n'avaient pas fait l'objet d'une prolongation (2019-00049 sur le réacteur 1).

A contrario, la CT 2018-00058 sur le réacteur 2, bien qu'encore en cours de validité et présente au sommaire, n'est plus applicable depuis que des modifications matérielles sur le clapet coupe-feu 2LLS003VA et documentaires sur les FAI 2K05-103 et 2K05-203 font que cette consigne temporaire n'a plus de raison d'être.

Cette gestion n'est pas conforme à votre note D5067NOTE03464 et les écarts identifiés par les inspecteurs n'ont pas été vus ni corrigés lors des contrôles prévus chaque week-end par les opérateurs et dont la formalisation sur le dernier week-end les qualifiait de satisfaisants sur les deux tranches.

Nombre et prise de connaissance des IT/CT

Le nombre de 17 CT/IT sur le réacteur 1 et 21 sur le réacteur 2 est trop important pour garantir leur parfaite connaissance par les agents de conduite. Les inspecteurs avaient connaissance d'une cible de 10 CT/IT au maximum par réacteur, figurant dans un référentiel qui n'a pu être retrouvé mais dont la teneur était également connue de la filière indépendante de sûreté.

Les entretiens menés pendant trois jours avec différents agents de conduite des deux réacteurs et sur plusieurs quarts différents montrent une connaissance très disparate de ces documents par les agents de conduite voire même une méconnaissance complète de l'existence de certaines CT/IT.

Les agents interrogés ont indiqué que la « pression temps réel » et l'organisation actuelle des briefings ne permettaient pas de respecter les logigrammes figurant en pages 22 et 24 de votre note D5067NOTE03464 en matière d'information des agents lors de la mise en application et mise hors application d'une CT/IT.

Insuffisances de l'analyse et du contrôle technique lors de la rédaction d'une CT ou d'une IT

L'IT 2019-00049 sur le réacteur 1 a été rédigée du fait de l'inétanchéité de la vanne 1JPT021VE obligeant à consigner fermée la vanne amont 1JPT031VE. Du fait de cette mise en indisponibilité volontaire de la protection incendie, l'instruction temporaire visait, en cas de détection incendie, à envoyer un agent de terrain en local pour déconsigner la vanne 1JPT031VE et rendre la protection incendie à nouveau opérationnelle.

Dans la mesure où c'est l'alarme de détection incendie qui déclenche l'application de l'IT et l'action de l'agent de terrain, la fiche d'alarme incendie aurait dû être accompagnée d'une fiche renvoyant vers l'IT qui, de fait, aurait dû être une CT puisqu'ayant un impact documentaire.

Cette IT avait une date de validité fixée au 30/09/19 et était encore présente dans le classeur le 16 octobre 2019 (mais pas au sommaire). Les inspecteurs ont contrôlé la demande de travaux ouverte sur la vanne 1JPT021VE, qui s'est avérée être clôturée, avec un ordre de travaux (OT 02109525) clôturé également. L'absence de prolongation de l'IT pouvait donc, de prime abord, paraître légitime sauf qu'un contrôle réalisé par l'ingénieur sûreté (IS) a montré que ce n'était pas la vanne 1JPT021VE qui était fuyarde. La condamnation a donc été maintenue en place sur 1JPT031VE et l'IT prolongée le 16 octobre.

Sur le fond, la protection incendie est restée inhibée du 30/09/19 au 16/10/19 sans CT valide pour indiquer la conduite à tenir en cas de détection incendie et, sur la forme, l'IT a été prolongée en l'état sans changer la référence de la vanne inétanche.

Un deuxième exemple de défaut d'analyse se trouve dans une IT présente sur le réacteur 2, dont le libellé concerne le maintien du débit de la cheminée au-delà de 180 000 m³/h et dont les explications techniques argumentent sur la nécessité de maintenir un débit de ventilation suffisant pour assurer le refroidissement des locaux abritant les pompes du système de contrôle volumétrique et chimique (RCV). L'explication technique de cette IT a été demandée à deux opérateurs et au chef d'exploitation (CE), qui n'ont pas su la donner aux inspecteurs. Il a été suggéré un rapport probable avec le fait que le système de ventilation des locaux des pompes de charge du système RCV (DVH) était utilisé en soutien du système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires (DVN) en tranche 2 pour garantir un débit supérieur à 180 000 m³/h à la cheminée. L'opérateur pilote de tranche (OPPT) interrogé à son tour a donné comme explication probable que la configuration adoptée sur DVH pour assurer ce soutien à DVN empêcherait le désenfumage des locaux RCV en cas d'incendie. L'objectif de cette IT semble être donc, au final, une remise en configuration normale de DVH pour permettre le désenfumage des locaux RCV en cas d'incendie.

Cet exemple montre un défaut d'analyse, qui rend cette CT incompréhensible pour ceux qui ont à l'appliquer, une insuffisance du contrôle technique, prévu par votre procédure pour interroger la pertinence d'une CT/IT, une absence de regard critique de la part des opérateurs qui ont certifié avoir pris connaissance de ce document. Ceci renforce le constat de la méconnaissance des CT/IT par les personnels de conduite.

Impact des CT sur les documents de conduite

Votre note D5067NOTE03464 prévoit qu'une page soit placée en tête du (ou des) document(s) modifié(s) pour renvoyer vers les CT. Quand un dispositif de manœuvre des pupitres de commande est concerné par une CT, un macaron de couleur est disposé sur le bouton de commande, renvoyant vers la CT concernée.

Les écarts suivants ont été relevés par les inspecteurs :

- absence de fiche de renvoi sur la fiche d'alarme REN concernée par la CT 2019-00027 en tranche 1 ;
- absence de fiche de renvoi sur la procédure AR1 concernée par la CT 2019-0029 en tranche 1 ; *a contrario*, fiche de renvoi encore présente sur la procédure AR2 avec renvoi vers une CT de 2016 qui n'existe plus ;
- absence de fiche de renvoi sur la procédure I12 concernée par la CT 2019-0029 en tranche 1 ;
- absence de fiche de renvoi, sur les fiches d'alarme CUS, vers la CT 2019-00060 qui demande de ne pas les prendre en compte ;
- absence de renvoi sur les FAI 2K05-103 et 2K04-203 vers la CT 2018-00058 en tranche 2 ;
- alors que ce sont les boutons « tourner lumineux » 1GGR 801 et 802TL qui sont concernés par la CT 2019-00029 en tranche 1, les macarons ont été trouvés par les inspecteurs sur les boutons 1 GGR 803 et 804TL ; de plus, l'un des deux macarons renvoyait à la CT 2019-0027 et non 2019-00029.

Les inspecteurs ont constaté que certaines procédures, concernées par une CT, avaient pu être mises à jour depuis la mise en place de la CT. Ces mises à jour sont réalisées en salle de commande par votre service « documentation » qui pourrait ne pas avoir identifié que la fiche de renvoi était à reporter de l'ancienne version vers la nouvelle placée en salle de commande.

Demande A.74 : Je vous demande de renforcer votre organisation en matière de gestion des consignes temporaires de conduite. Cette organisation doit permettre de garantir que l'ensemble des acteurs concernés a connaissance de ces consignes, que les documents concernés sont clairement identifiés et que les CT en fin de validité sont retirées ou réexaminées à la fin de leurs échéances.

Demande A.75 : Je vous demande de m'indiquer les causes profondes de la défaillance des lignes de contrôle prévues dans ce processus et figurant dans votre note D5067NOTE03464 (contrôle technique de votre Pôle Méthode Conduite lors de la rédaction, contrôle hebdomadaire par le CED, plan de contrôle du CE, information des opérateurs par votre service STC de la mise à jour d'un document concerné par une CT) et d'étudier la pertinence d'un contrôle temps réel de ce processus par votre filière indépendante de sûreté.

Gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP)

Les inspecteurs ont contrôlé, notamment par une visite de terrain, votre gestion physique des DMP en s'appuyant sur le référentiel national composé de la Directive DI 074 et de son guide méthodologique d'application ainsi que sur votre note locale D5067NOTE00084 relative à la « gestion des dispositions moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires d'installation (MTI) sur le site de Golfech ». Les inspecteurs ont identifié quelques écarts que vos contrôles périodiques, lors du redémarrage d'un réacteur puis tous les 6 mois, visant notamment à vérifier l'adéquation entre la gestion administrative et la gestion physique, n'avaient pas mis en évidence.

Identification des DMP

Le guide méthodologique d'application de la Directive 74 référencé D4550.34-09/4808 prévoit que les DMP de site soient identifiés DMPS nnn où le repère « nnn » correspond aux 3 chiffres retenus pour le DMP avec, pour éviter les confusions, une incrémentation au fil de l'analyse entre les nombres 800 et 999 pour les DMP de site. Cette disposition n'est pas reprise dans votre note D5067NOTE00084 et n'est pas appliquée sur le site de Golfech.

Le DMP 1GGR001SYST présent dans l'aire grillagée du plancher turbine 15 mètres, en tranche 1, comporte une erreur d'identification (GST au lieu de GGR).

Le DMP 1FPB035FP ne possédait plus la plaque de repère fonctionnel sur la tige du fond plein. Le marquage réalisé au marqueur, au centre du fond plein, ne permettait pas son identification lorsqu'il est posé ; cet écart a été corrigé avant la fin de l'inspection.

Cadenassage des DMP

Votre organisation prévoit que les DMP déposés soient cadenassés sur leur support dédié, dans leur enclos grillagé d'entreposage. Quatre DMP, appariés à des tapes, étaient posés à terre et non cadenassés dans l'enclos grillagé du plancher turbine du réacteur 1 ; même constat sur les DMPP 86 et 87 dans l'enclos grillagé d'entreposage des DMP du BAN du réacteur 1. Il a été remédié à ces écarts de manière réactive dans la journée.

Absence d'un DMP à son emplacement dans un état de tranche non prévu.

Dans l'enclos du BAN du réacteur 1 dédié à l'entreposage des DMP, un diaphragme se trouvait à la place du DMPS 1TEP001SYST qui est le repère fonctionnel d'un fond plein. Après investigation, vous avez indiqué que des travaux étaient en cours sur le dégazeur TEP et que le fond plein avait été posé en lieu et place du diaphragme le 30 septembre 2019. Ce fond plein figure sur le rack des DMP dont la dépose est requise lorsque le réacteur est en fonctionnement (ce qui était le cas) ; les inspecteurs vous ont donc demandé l'analyse de risques qui vous avait permis de le poser sur l'installation dans un état non requis.

L'analyse de risques de ce DMP local figure à la page 182 de votre note D5067NOTE00253 et précise que ce DMP est posé pour garantir le double isolement azote d'un dégazeur en gardant l'autre dégazeur disponible. Il indique également qu'en arrêt de tranche, il est nécessaire de garder les deux dégazeurs disponibles pour l'oxygénation du circuit primaire principal (RCP) et qu'il est nécessaire de déposer le DMP avant que l'installation ne bascule dans un état de tranche ou de circuit interdit.

Vous avez alors justifié la pose de ce DMP, le jour de l'inspection, par le fait que tous les domaines d'exploitation de la chaudière sont autorisés pour ce DMP (couleur verte, correspondant à l'utilisation autorisée, pour tous les domaines d'exploitation sur l'analyse de risques susvisée). Cette réponse appelle trois observations de la part des inspecteurs :

- Etait-il pertinent de créer un DMP local pour un outil de consignation utilisable dans tous les domaines d'exploitation (cf. définition d'un DMP dans la directive 074) ?
- Comment l'utilisation du DMP peut-elle être considérée comme autorisée dans tous les domaines d'exploitation alors que votre analyse de risques interdit de rendre indisponible un dégazeur lors des arrêts de tranche ?
- S'il est avéré que son utilisation est interdite en arrêt de réacteur, la position de ce DMP dans l'aire grillagée du BAN devrait être sur le rack des DMP qui doit être totalement rempli lors des arrêts et non sur le rack des DMP qui doit être totalement rempli tranche en marche.

DMP du service automatisme

Les inspecteurs notent que le service automatisme a été doté d'un système performant de gestion des DMP de sa responsabilité, au moyen d'une armoire de stockage qui fait le lien entre la présence ou l'absence du DMP dans son tiroir dédié et son état, posé ou déposé, renseigné in situ au moment du geste sur un périphérique portatif.

Néanmoins, ce dispositif indiquait que les deux DMP destinés aux essais périodiques KRT 012 aurait dû être déposés et présents dans leur tiroir de stockage, alors qu'ils ne s'y trouvaient physiquement pas. Les inspecteurs ont vérifié que ces DMP n'étaient pas posés sur l'installation. Il semble donc que votre bilan gestionnaire semestriel, qui n'avait pas identifié cet écart, se fonde sur les informations renseignées sur le périphérique portatif au moment du geste alors que le contrôle technique semestriel devrait être une ligne de défense supplémentaire fondée sur une information indépendante.

Lors de leur contrôle de non-présence, sur l'installation, des deux DMP liés aux essais KRT 012, les inspecteurs ont identifié la présence d'un DMP GRE 001 SYST posé en tranche en marche et déposé en arrêt pour rechargement, suite à un REX du CNPE de St Alban. Les inspecteurs ont noté que votre agent du service automatisme, compétent et parfaitement au fait de la gestion des DMP du service, ignorait l'existence de celui-ci car non géré par le système décrit auparavant.

Demande A.76 : Je vous demande d'améliorer la qualité de vos contrôles biannuels de l'état des DMP prévus à la page 31 de votre note D5067NOTE00084.

Demande A.77 : Je vous demande de me confirmer la pertinence de l'analyse de risques du DMPS002CHA sur le système TEP et son bon positionnement dans l'aire grillagée du BAN.

Condamnations administrative (CA)

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage la gestion des condamnations administratives du réacteur 2. Ils estiment que celle-ci est plutôt de bonne qualité. Ils ont constaté la présence d'un dispositif visuel permettant de vérifier très rapidement les CA requises dans l'état actuel du réacteur ainsi que dans celui à suivre. Toutefois ils ont constaté quelques anomalies décrites ci-après.

Les inspecteurs ont contrôlé la CA 3.1 (démin. RCV-PTR) et ont demandé à vos représentants de leur présenter les éléments justifiant la bonne réalisation du contrôle technique des positions de vannes, qui doit être réalisé en temps réel. Les inspecteurs n'ont pas été en mesure de vérifier ce point.

Demande A.78 : Je vous demande de me confirmer la bonne réalisation de ces contrôles techniques. Vous prendrez les mesures nécessaires pour assurer une bonne traçabilité des contrôles techniques réalisés sur les CA.

La prescription 9.25 de la CPC 1300 prévoit que la CA de type I (ISOLEMENT DE LA LIAISON RRA – PTR) doit être posée lorsque le réacteur est dans l'état API-EO. Toutefois celle-ci était toujours posée le jour de l'inspection alors que le réacteur était dans l'état APR.

Demande A.79 : Je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour maîtriser la gestion des CA en fonction des arrêts de tranche. Vous m'informerez des mesures prises en ce sens.

Prévention du risque incendie

La décision n° 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 fixe les dispositions réglementaires suivantes :

- article 2.3.1 : « *les travaux par point chaud ne peuvent être effectués qu'après délivrance d'un permis de feu ayant fait l'objet d'une analyse spécifique des risques pour la sûreté nucléaire et dûment signée par l'exploitant, en veillant aux interactions entre d'éventuels chantiers simultanés* » ;
- article 2.3.3 : « *le permis de feu indique les dispositions particulières à prendre pour la préparation et l'exécution des travaux à l'égard du risque d'incendie [...] Il identifie les éventuelles indisponibilités prévues des dispositions de maîtrise des risques liés à l'incendie et définit les dispositions compensatoires. Des mesures sont prévues pour la remise en service des dispositions de maîtrise des risques liés à l'incendie rendus indisponibles pour ces travaux dès que leur indisponibilité n'est plus requise* ».

La gestion des permis de feu délivrés pour la réalisation de travaux par point chaud en salle des machines du réacteur 2 a été examinée par les inspecteurs lors de la journée du 16 octobre 2019. Les inspecteurs se sont ainsi intéressés aux modalités de gestion du permis de feu n° 346 relatif aux travaux d'ouverture et de fermeture réalisés sur l'équipement 2GCT992DD.

Les inspecteurs ont pu notamment constater les éléments suivants :

- via un logiciel informatique, le service prévention des risques (SPR) transmet au prestataire en charge de la gestion des permis de feu en arrêt de tranche les données des permis de feu afin que celui-ci les vérifie et les valide ;
- l'analyse des risques réalisée par le SPR mettait en évidence la nécessité d'inhiber la boucle de détection incendie n° 188. Bien que le prestataire n'ait pas la connaissance exacte des activités réellement réalisées via ce permis de feu (il n'a ainsi pas été en mesure de préciser si des opérations de meulage ou soudage étaient effectivement effectuées ou non), celui-ci a complété l'analyse de risque en inhibant deux boucles de détection incendie supplémentaires (boucles n° 99 et 187) après examen des plans de la salle des machines, en considérant que les fumées produites lors des travaux par point chaud pourraient possiblement activer les détecteurs des boucles n° 99 et 187.

Il ressort donc d'une telle pratique que l'analyse de risques effectuée par le SPR n'est pas complète s'il est nécessaire d'inhiber des boucles de détection supplémentaires par rapport à celles initialement identifiées, ce qui constitue un écart à l'article 2.3.1 précité.

Par ailleurs, les inspecteurs ont mis en évidence que la gestion des permis de feu pour l'arrêt du réacteur n° 2 fait l'objet de l'instruction temporaire n° 2019-00064 en date du 7 octobre 2019. Celle-ci mentionne que la totalité des asservissements associés aux boucles incendie de la salle des machines est inhibée en début de matinée. Les asservissements sont remis en service par le prestataire à 17h si tous les travaux par point chaud exécutés en salle des machines sont terminés avant 17h. Dans le cas contraire, seuls les asservissements des locaux concernés par les travaux par point chaud ne sont pas réactivés et le service Conduite assure la gestion des désinhibitions.

Lors de la matinée du 16 octobre 2019, deux permis de feu étaient en cours dans les locaux ME0502 et MD0603 de la salle des machines; l'application de l'instruction temporaire précitée vous a donc conduit à inhiber l'ensemble des asservissements associés aux boucles de détection incendie implantées en salle des machines qui est composée de plusieurs dizaines de locaux.

En mesure compensatoire, vous avez indiqué qu'une ronde de surveillance est effectuée par un prestataire en salle des machines. Interrogé par les inspecteurs, ce prestataire a indiqué que les rondes réalisées ne font l'objet d'aucune traçabilité et il n'a pas été en mesure de préciser les heures de passage dans les locaux concernés par les permis de feu. Les inspecteurs considèrent donc que vous n'êtes pas en mesure de justifier que la surveillance des travaux par point chaud pour vérifier l'absence de feu couvant est réalisée pendant une durée minimale de deux heures.

Enfin, les inspecteurs ont souhaité connaître les modalités de gestion des inhibitions des asservissements de la détection incendie lors de la pause méridienne des agents en charge des travaux par point chaud. Vous avez précisé que les inhibitions ne sont pas levées, et ce alors que vous ne connaissez pas a priori la durée de la pause méridienne prise par les intervenants et que le site a la possibilité de gérer cette situation de deux façons au titre des spécifications techniques d'exploitation (STE) :

- soit vous posez la prescription particulière n° 35 qui dispose que « *les systèmes de détection incendie requis peuvent être rendus indisponibles si du personnel séjourne en permanence dans le ou les locaux concernés durant l'indisponibilité* » ;
- soit vous posez l'évènement de groupe 2 JP1 relatif à l'indisponibilité partielle ou totale de la protection incendie dans un ou plusieurs volumes de feu de sûreté ou zones de feu d'accès dont la conduite à tenir est la réparation sous 14 jours.

Le site ayant déclaré en 2019 un évènement significatif sûreté relatif à l'absence de personnel en permanence dans les locaux concernés lors de la pose de la prescription particulière n° 35, vous avez indiqué privilégier la pose de l'évènement STE pour gérer l'indisponibilité des asservissements de la détection incendie pendant la pause méridienne.

Les inspecteurs considèrent que la pose volontaire d'un évènement de groupe 2 au titre des STE ne constitue pas une pratique acceptable pour la gestion du risque incendie lié à la réalisation des travaux par point chaud et que les asservissements doivent être désinhibés dès lors que les travaux sont suspendus pour une durée significative.

Au regard des éléments précités, les inspecteurs considèrent que la gestion des permis de feu lors des arrêts de réacteur n'est pas conforme aux dispositions des articles 2.3.1 et 2.3.3 de la décision n° 2014-DC-0417. En particulier, la gestion des permis de feu délivrés en salle des machines et la gestion des inhibitions/désinhibitions des asservissements associés à la détection incendie doit être intégralement revue au regard des risques associés à la réalisation de travaux par point chaud.

Demande A.80 : Je vous demande de mettre en œuvre les dispositions nécessaires au respect des articles 2.3.1 et 2.3.3 de la décision n° 2014-DC-0417. Vous m'informerez des modifications apportées à votre organisation concernant la gestion des permis de feu afin de prendre en compte l'ensemble des constats précités.

Contrôles techniques

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur votre organisation relative aux contrôles techniques mis en œuvre au sein du service conduite. Vos représentants ont communiqué aux inspecteurs la note D5067NOTE08743 relative à la définition de la liste des AIP et des modalités du contrôle technique au service conduite du CNPE de Golfech. Cette note précise dans son paragraphe 4 les activités pour lesquelles le contrôle technique apparaît comme une parade pertinente face au risque identifié. Les contrôles techniques in situ sont prévus pour les lignages des capteurs importants pour la sûreté, les lignages propres au démarrage de gros matériel ou les lignages soumis à l'application d'une gamme de conformité.

En outre, l'activité de lignage à l'origine de l'ESS précédemment cité n'a pas fait l'objet d'un contrôle technique in situ malgré le risque sur la sûreté d'une non qualité.

Les inspecteurs considèrent que cette liste est insuffisante et que les contrôles techniques in situ doivent être étendus à tous les lignages sensibles dont l'impact sur la sûreté d'une non-qualité est jugé élevé.

Demande A.81 : Je vous demande de mettre en place systématiquement un contrôle technique in situ des lignages dont l'impact sur la sûreté d'une non-qualité est jugé élevé.

Analyse sûreté des activités planning

A la suite de la survenue de l'événement relatif au non-respect des règles générales d'exploitation lors des opérations de vidange du CPP, vous avez mis en place un dispositif afin d'analyser sous l'angle sûreté les activités prévues au planning en temps réel. Il s'agit d'une analyse approfondie des activités au regard des exigences et requis sûreté et des bonnes pratiques d'exploitation pour éviter les erreurs. Les inspecteurs estiment que ce dispositif est très utile au regard des questions et écarts soulevés par ces analyses. Ils ont constaté que les deux agents qui réalisent cette analyse sont compétents et impliqués. Toutefois, les inspecteurs estiment que cette cellule est sous-gréée au vu du nombre d'activités à contrôler.

Demande A.82 : Je vous demande de pérenniser ce type de dispositif et de lui garantir un grément suffisant. Vous l'informerez des mesures prises en ce sens.

Caractérisation et traitement des écarts au service Conduite

Les articles 2.6.1 et 2.6.2 de l'arrêté [2] disposent respectivement que « *l'exploitant prend toute disposition pour détecter les écarts relatifs à son installation ou aux opérations de transport interne associées* » et 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 ».*

L'article 1.3 de l'arrêté [2] définit par ailleurs un écart comme « *le non-respect d'une exigence définie, ou le non-respect d'une exigence fixée par le système de management intégré de l'exploitant susceptible d'affecter les dispositions mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement* ».

Enfin, l'article 2.4.1 de l'arrêté [2] mentionne que « *le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant d'identifier et de traiter les écarts* ».

Le service Conduite dispose de plusieurs documents appartenant au système de management intégré du site visant à expliciter la démarche mise en œuvre pour identifier, caractériser et traiter les écarts : référentiel réglementaire et référentiel managérial pour la gestion des écarts, procédure référencée D5067NOTE08999 (« guide et repères pour l'ouverture des plans d'actions constat »), etc.

Pour la gestion des écarts, la doctrine mise en œuvre par EDF consiste à ouvrir des plans d'actions (appelés PA-CSTA), à déterminer si les anomalies concernées relèvent ou non d'un écart au titre de l'arrêté INB sur la base d'une analyse de la nocivité matérielle et fonctionnelle de l'anomalie et à définir si nécessaire les actions curatives, préventives et de mesure d'efficacité des actions de traitement.

Plusieurs plans d'actions de responsabilité conduite ont été examinés lors de l'inspection du 17 octobre 2019 et leur analyse fait ressortir les constats suivants :

- plusieurs plans d'actions ont été ouverts suite au non-respect de critères A ou B constatés lors des essais périodiques réalisés au titre du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE). Ces plans d'actions sont systématiquement caractérisés par le service Conduite en constat et non en écart. Or, un critère A est défini comme « *un critère d'essai dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté* ». Dans ces conditions, un critère A doit par définition être considéré comme une exigence définie et donc son non-respect nécessairement comme un écart au titre de l'arrêté INB (cf. définition supra).
EDF considère qu'en l'absence de nocivité matérielle et fonctionnelle, l'anomalie ne relève pas d'un écart, ce qui ne correspond pas aux exigences réglementaires portées par l'arrêté [2] ;
- vous n'avez pas été en mesure de préciser aux inspecteurs les exigences définies associées aux équipements 1DVH013VA et 1DVH014VA ; outre le fait que ceci constitue un écart à l'article 2.5.1 de l'arrêté [2] qui dispose que « *l'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies et en tient la liste à jour* », les inspecteurs s'interrogent sur les modalités de caractérisation d'une anomalie en écart si les exigences définies ne sont pas rapidement identifiables ;
- la complétude des plans d'actions sur la définition des actions curatives, correctives et préventives est largement perfectible, certains plans s'avérant particulièrement succincts.

Demande A.83 : Je vous demande d'apporter les adaptations nécessaires aux modalités de fonctionnement de votre organisation en matière de « traitement des écarts » pour respecter les dispositions des articles 2.4.1, 2.6.1 et 2.6.2 de l'arrêté [2]. Vous m'informerez des dispositions prises en ce sens.

Demande A.84 : Je vous demande de procéder au réexamen de l'ensemble des constats enregistrés et non clos, notamment les constats faisant l'objet d'un plan d'action (PA CSTA), en tenant compte des évolutions apportées à votre processus et d'actualiser en conséquence et si nécessaire la liste des écarts affectant votre installation.

Confrontations CE/IS

Les inspecteurs ont assisté à une confrontation journalière entre le Chef d'exploitation (CE) et l'Ingénieur Sûreté (IS) et ont également eu un entretien de 30 minutes environ avec deux IS, en s'appuyant sur votre note référencée D5067NOTE05781 relative à « l'organisation de la confrontation entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté ».

La confrontation à laquelle les inspecteurs ont participé leur a paru rigoureuse, bien préparée, sereine et conforme à l'organisation décrite dans la note susvisée.

Dans le cadre de la préparation de l'inspection, vous avez transmis aux inspecteurs les comptes rendus (CR) de confrontation CE/IS de tout le mois de septembre pour les deux réacteurs. L'objectif pour les inspecteurs était d'analyser la bonne prise en compte des conclusions des confrontations et le suivi des actions engagées à leur issue.

Ces CR, jugés par ailleurs très riches, sont établis chaque jour, sur la base du CR de la veille. Dans ce cadre, les inspecteurs ont relevé que certains éléments (techniques, demandes de positionnement métier...) disparaissent d'un CR à l'autre sans que la justification de ce retrait ne soit systématiquement enregistrée. Dans certains cas, l'information était reportée dans le cahier de quart du CE, pour d'autres le mode de preuve justifiant de la réalisation d'une action a été plus difficile à fournir (les inspecteurs n'ont pas pu avoir accès pendant la semaine, par exemple, à la nature des travaux réalisés sur la balise 0KRS932MA qui apparaissait « muette » sur tous les CR de confrontation de septembre et avait disparu du CR du 16 octobre 2019), enfin certains « écarts et faits marquants » disparaissent des CR de confrontation sans être portés par des outils restant accessibles aux CE et aux IS (par exemple, le capteur 0LHT002MN noté à remplacer et à requalifier jusqu'au 8 septembre 2019 dans les CR, disparaît dans le CR du 9 septembre : il a été indiqué qu'un dossier de modification devait être élaboré pour cause d'obsolescence des pièces de rechange et ce dossier, porté désormais par un métier, n'est plus visible, en termes de réalisation et de délais ni par le CE ni par les IS comme le serait par exemple une demande de travaux).

La Directive DI 106 demande pourtant « qu'un suivi formalisé des actions décidées issues de la confrontation CE/IS soit mis en place afin de s'assurer de leur mise en œuvre ». Les inspecteurs notent que le cadre du modèle de CR de confrontation dénommé « suivi des actions » n'est pas utilisé sur le site de Golfech.

Demande A.85 : Je vous demande de renforcer la rigueur du suivi des actions décidées en synthèse des confrontations CE/IS.

Le CR de la confrontation CE/IS du 24 septembre 2019 sur le réacteur 1 considère la fonction refroidissement « affectée » alors qu'aucun écart nouveau n'est apparu depuis la veille où cette fonction était considérée « satisfaisante ». De l'entretien réalisé avec les IS, il ressort que la situation a été ré-analysée depuis la veille et que la présence d'une demande de travaux (DT) sur le matériel 1SFI532MN justifie notamment la dégradation de cette fonction de sûreté. Or cette DT 791320 apparaît dès le CR de confrontation du 15 septembre 2019. Les IS ont convenu que, rétroactivement, la fonction refroidissement aurait dû être déclarée affectée dès le 15 septembre. Les CR de confrontation n'ont pas été modifiés de manière rétroactive.

Il s'avère que la fonction refroidissement est passée par l'état « défiabilisée » le 19 septembre 2019. De fait, le cumul des écarts ayant conduit, ce jour-là, à défiabiliser la fonction « refroidissement » et de ceux affectant la source froide du fait de la DT présente sur le capteur 1SFI532MN depuis le 15/09/2019 n'a pas été analysé.

Les IS, lors de leur entretien, ont indiqué que la situation compliquée rencontrée durant l'été sur la source froide de Golfech aurait probablement conduit à un déclassement de la fonction refroidissement plus important qu'il ne l'a été, avec une analyse identique à celle qui avait conduit au déclassement pratiqué entre le 23 et le 24 septembre 2019.

Demande A.86 : Je vous demande de ré-analyser l'état de sûreté de votre fonction refroidissement le 19 septembre 2019 et durant les journées d'été qualifiées de « compliquées » par vos IS, en tenant compte des éléments nouveaux qui vous ont fait reconsidérer votre position entre le 23 et le 24 septembre 2019.

Pré-job briefing (PJB)

Les inspecteurs ont assisté au PJB d'une activité de vérification de positions de matériels dans les armoires électrique des groupes électrogènes. Le PJB a été succinct et n'a pas identifié de risque particulier. Toutefois, lors de ces contrôles il est apparu qu'un organe n'était pas dans la bonne position. L'agent de terrain devait donc intervenir dans une de ces armoires. Ne disposant pas des équipements de protection individuelle nécessaires, l'agent de terrain a eu la bonne attitude et a suspendu son activité.

L'intervention dans une armoire électrique moyenne tension présente un risque d'électrisation (risque vital). Toutefois, ce risque n'a pas du tout été abordé lors du PJB de l'activité. Les inspecteurs estiment que les risques vitaux doivent systématiquement être abordés lors d'un PJB lorsqu'ils existent.

Demande A.87 : Je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour vous assurer que les PJB abordent systématiquement les risques vitaux pour les activités concernées. Vous m'informerez des mesures correctives prises en ce sens.

Gestion des modifications

Surveillance des locaux nucléaires en cas de perte du système de détection incendie

En 2014, l'ASN avait donné sous accord sous réserves [11] à la mise en œuvre de la modification nationale PNPP3196 relative à la rénovation globale de la détection incendie, en demandant à vos services centraux de « s'assurer que votre organisation vous permet d'assurer la surveillance des locaux affectés par la défaillance d'une ou de la totalité des centrales incendie, en tenant compte du retour d'expérience de l'événement survenu le 29 novembre 2006 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban ».

Par courrier [12], vos services centraux avaient répondu : « Hors bâtiment réacteur, l'événement JDT (indisponibilité totale ou partielle de la détection incendie) demande une surveillance permanente du local concerné ou la mise en place d'une ronde une fois par heure. [...] Pour la réalisation des rondes, dans un premier temps, le Chef d'Exploitation utilisera les ressources humaines présentes en quart et hors heures ouvrables (agent de conduite de sa paire de tranche, voire de l'autre paire de tranche et éventuellement de la protection de site). La refonte de l'organisation de crise permet à PCD1 face à ce type d'événement de déclencher un PAM GAT (Plan d'Action et de Mobilisation avec Grèement de l'Assistance Technique). L'équipe de quart est ainsi renforcée, sous 1 heure, localement par du personnel technique pour assurer les rondes [...] ».

Les inspecteurs ont procédé à une mise en situation visant à observer le comportement de l'équipe de conduite en cas de perte du système de détection incendie de l'îlot nucléaire du réacteur 1, en production le jour de l'inspection. La mise en situation consistait à simuler la perte totale de l'armoire de détection incendie 1 JDT 001 AR, entraînant l'absence de remontée d'informations des détecteurs incendie situés dans les locaux de l'îlot nucléaire. Ce scénario était similaire, dans son principe, à l'événement rencontré à Saint-Alban. L'objectif était de contrôler l'organisation mise en place par EDF pour assurer la surveillance des locaux par des rondes, et notamment pour mobiliser le personnel nécessaire, conformément aux dispositions mentionnées dans le courrier [12].

Lors de l'exercice, l'opérateur en charge de l'incendie a consulté les procédures appropriées de manière réactive et a fait le point avec son chef d'exploitation sur les conséquences de la perte de l'armoire sur la disponibilité des équipements de détection incendie.

Dans une telle situation, les spécifications techniques d'exploitation (STE) du réacteur 1 prescrivent notamment :

*« Réacteur en production - Evénement JDT 3 : Si dans un volume de feu de Sécurité contenant du matériel requis, ou zone de feu d'accès, ou local non sectorisé de Sécurité contenant un matériel requis dans les STE, l'indisponibilité est totale, **une surveillance permanente ou une ronde effectuée une fois par heure sera mise en place.** En cas d'une indisponibilité, la réparation doit être effectuée sous 14 jours. En cas de deux indisponibilités, la réparation doit être effectuée sous 7 jours. En cas de trois, ou plus, indisponibilités, la réparation doit être effectuée sous 3 jours. **En cas de trois, ou plus, indisponibilités totales, la réparation devra être effectuée sous 24 heures si la ronde mise en place ne peut respecter une fréquence horaire.** »*

Lors de l'exercice, le chef d'exploitation a considéré immédiatement que son équipe n'avait pas la capacité d'assurer une ronde horaire dans l'ensemble des locaux concernés. Il a donc privilégié l'analyse de l'événement et les échanges avec le service en charge de la réparation de l'armoire afin de garantir sa réparation sous 24 heures, et de respecter ainsi la conduite à tenir de l'événement JDT 1. Il n'a pas mis en place de surveillance, par des agents de terrain, des locaux affectés par la perte de la détection incendie. Un éventuel départ de feu dans les locaux concernés n'aurait donc pas été détecté par l'équipe de conduite.

Le chef d'exploitation a fait par ailleurs appel à l'ingénieur sûreté, qui a établi manuellement la liste des locaux affectés par la perte de l'armoire 1 JDT 001 AR. Il a également contacté le directeur de crise d'astreinte (PCD1) qui a pris des mesures réactives appropriées, 1h20 après le début de l'exercice : suspension des permis de feu, sollicitation des astreintes PUI, du prestataire d'assistance chantier, et du service protection de site pour assurer une ronde horaire dans les locaux, appel du directeur de crise national d'astreinte (PCD-N) pour déclenchement du PAM-GAT. Ce dernier a validé le déclenchement (fictif) du PAM-GAT.

Cette mise en situation montre que l'organisation valorisée par EDF dans le cadre du dossier national de modification du système de détection incendie n'est pas connue ni adaptée aux contraintes de terrain. Ainsi, les STE comportent des dispositions inapplicables (la réalisation d'une ronde horaire dans tous les locaux concernés) et des dispositions imprécises (elles ne mentionnent pas la nécessité d'assurer une surveillance des locaux par des agents de terrain même si la fréquence horaire ne peut pas être respectée). Elle montre également que l'équipe de conduite ne dispose pas de documents opérationnels lui permettant de recenser les locaux concernés et de mettre en œuvre une surveillance « a minima ».

Demande A.88 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de la mise en situation réalisée par les inspecteurs, notamment en :

- vous assurant de la bonne connaissance, par les équipes de conduite, des dispositions décrites dans le courrier [12] ;
- vous prononçant, en lien avec vos services centraux, sur l'opportunité de modifier les STE et les documents d'exploitation afin de les rendre plus opérationnelles et adaptées à la réalité du terrain ;
- vous prononçant sur l'opportunité de mettre à disposition des équipes de conduite un document opératoire permettant d'identifier rapidement les locaux concernés par la perte de détection incendie en fonction de l'armoire indisponible ;
- vous prononçant sur l'opportunité de réaliser une ronde de surveillance des panneaux synoptiques incendie situés en zone contrôlée comme mesure compensatoire de la non-réalisation de la ronde horaire dans l'ensemble des locaux concernés par une perte de l'armoire 1 JDT 001 AR.

Manipulation du terminal d'exploitation du système de détection incendie

En 2014, dans le cadre de l'instruction de la modification nationale PNPP3196 relative à la rénovation globale de la détection incendie, vos services centraux avaient indiqué à l'ASN et à l'IRSN par courrier [13] que « dans le cadre du contrat de l'affaire PNPP3196, des **formations de l'exploitant** sur les nouveaux terminaux incendie IPS-NC sont prévues. D'autre part, l'ensemble des essais périodiques, de périodicité annuelle, est réalisé à partir d'un terminal d'exploitation classé IPS-NC ».

Les inspecteurs ont procédé à une mise en situation visant à vérifier la bonne connaissance par les opérateurs de conduite du nouveau terminal d'exploitation du système de détection incendie, introduit dans le cadre de la modification nationale de rénovation du système de détection incendie PNPP 3196. La mise en situation consistait à simuler l'appel d'un intervenant ayant détecté un départ de feu dans un local du bâtiment électrique. L'objectif était de vérifier que l'opérateur appliquait correctement sa procédure (le DOIS) et savait retrouver toutes les informations nécessaires à la gestion de l'incendie (secteur de feu concerné, détecteur concerné, alarme associée, emplacement précis du local...) à partir du seul terminal d'exploitation, classé « de sûreté » (l'utilisation de matériel non classé de sûreté étant exclue pour cette mise en situation).

Les inspecteurs ont constaté que l'opérateur en charge de l'incendie a appliqué de manière rigoureuse sa procédure et a su naviguer de manière satisfaisante dans le terminal d'exploitation. Toutefois, il a été gêné par le manque d'ergonomie de ce terminal d'exploitation, dont le rétroéclairage s'éteint automatiquement après quelques secondes de navigation et qu'il est impossible de réactiver sans changer d'affichage. Les inspecteurs ont par ailleurs constaté que l'opérateur ne savait pas que l'outil superviseur JDT, très ergonomique et utilisé au quotidien pour la gestion de la détection incendie, n'était pas classé de sûreté contrairement au terminal d'exploitation. L'opérateur ne savait pas non plus accéder à l'historique des alarmes incendie dans le terminal d'exploitation.

Les opérateurs ont indiqué aux inspecteurs qu'ils avaient été « sensibilisés » à la modification de la rénovation incendie par l'intermédiaire des référents incendie du service Conduite, qui sont intervenus très en amont. Les inspecteurs n'ont pas été en mesure de consulter les enregistrements de cette sensibilisation des opérateurs. Ils n'ont pas non plus pu consulter les preuves de la formation des équipes de maintenance à la modification. Enfin, l'opérateur a indiqué qu'aucun essai périodique annuel n'avait été réalisé dans la mesure où la modification n'était pas encore totalement soldée.

Demande A.89 : Je vous demande de vous assurer que tous les intervenants susceptibles d'être concernés par la rénovation de la détection incendie ont été formés aux nouveautés induites par la modification (notamment l'utilisation du terminal d'exploitation) et de garantir la traçabilité de ces formations. Vous transmettez les enregistrements de ces formations pour les équipes de conduite et de maintenance des 2 réacteurs.

Demande A.90 : Je vous demande d'étudier en lien, avec vos services centraux, l'opportunité de modifier l'ergonomie du terminal d'exploitation afin de faciliter son utilisation par les équipes de conduite.

Surveillance du prestataire en charge des essais de mise en service des diesels d'ultime secours

En application de la décision [14] de l'ASN, la centrale nucléaire de Golfech est tenue de mettre en service les deux diesels d'ultime secours (DUS), amélioration de sûreté exigée à la suite de l'accident de Fukushima, d'ici le 31 décembre 2019.

Les inspecteurs se sont intéressés à la surveillance mise en place par le service équipe commune d'EDF, en charge des modifications, vis-à-vis du prestataire en charge des essais de mise en service des DUS, Westinghouse. Ces essais sont considérés comme une activité importante pour la protection des intérêts au sens de l'arrêté [2].

Elaboration du programme de surveillance

Votre référentiel [15], qui fait partie de votre système de gestion intégrée, indique : « Suivant la nature des résultats de la surveillance, le programme de surveillance peut être ajusté ».

Les inspecteurs ont noté l'existence d'un programme de surveillance unique pour les essais de mise en service des DUS des 2 réacteurs, couvrant la période du 01/04/2018 au 31/12/2019, et validé le 26/04/2018 par le coordinateur essais d'EDF.

Par ailleurs, les inspecteurs ont reçu deux copies du programme de surveillance. Ils ont constaté que la 2^e copie transmise par vos représentants comportait, dans l'encart « analyse préalable », une indication qui ne figurait pas dans la 1^{ère} copie. Cette mention a donc été ajoutée au cours de l'inspection.

Demande A.91 : Je vous demande d'adapter les programmes de surveillance du service équipe commune en tirant le retour d'expérience des chantiers similaires.

Demande A.92 : Je vous demande de garantir la véracité des informations figurant dans vos documents.

Formation des agents de l'équipe commune

Les inspecteurs se sont intéressés à l'application, par l'équipe commune, de votre note [16] et guide [17] relatifs aux formations et habilitations des intervenants.

Votre note [16], qui fait partie de votre système de gestion intégrée, indique notamment : « pour l'activité sensible de réalisation d'essais de requalification, la qualification dans l'exercice de l'emploi doit être prouvée et tracée par la mise en œuvre de l'observation en situation de travail (une OST annuelle minimum) ».

Les inspecteurs ont consulté le carnet de formation du coordinateur EDF des essais des DUS. Ils ont constaté que celui-ci avait obtenu une équivalence pour la formation obligatoire des agents de l'équipe commune à la qualité, sans justification. Ils ont également constaté que l'agent n'avait pas suivi la formation obligatoire à la surveillance en équipe commune, ni obtenu d'équivalence pour cette formation.

Ils ont également consulté les carnets de formation de deux essayeurs de l'équipe commune. Ils ont constaté que ceux-ci n'avaient pas fait l'objet d'une observation annuelle en situation de travail. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que ces essayeurs avaient toutefois effectué des essais au cours de l'année écoulée.

Demande A.93 : Je vous demande de respecter votre référentiel relatif aux formations et habilitations des agents de l'équipe commune. Vous me transmettez les justificatifs correspondants.

Intégration de la modification 3818 (local LLS)

La modification PNPP 3818 vise à résorber l'écart (EC 249) relatif à la température élevée du local dans lequel se trouve le turbo-alternateur (TAS) du système de production de l'alimentation électrique 380 V d'ultime secours (système LLS), déclaré à l'ASN par courrier en référence [18]. Elle consiste en l'ajout dans ce local d'une nouvelle ventilation composée d'un ventilateur de soufflage, d'un clapet anti-retour, d'un clapet coupe-feu, de thermostats, d'un registre de réglage, d'un coffret électrique et de gaines de ventilation. En cas de situation de perte totale de l'alimentation électrique (PTAE), la nouvelle ventilation sera alimentée en électricité par le système LLS.

Cette modification permet de retrouver une gestion des situations de PTAE conforme à celle décrite dans le rapport de sûreté.

Les inspecteurs se sont intéressés au local du LLS du réacteur 1 afin de vérifier sa conformité par rapport à la modification réalisée. A l'entrée du local LLS du réacteur n°1, ils ont constaté :

- l'absence de marquage des écrous de fixation du caisson de protection de l'aspiration de la nouvelle ventilation ;
- l'absence de grille de protection horizontale au niveau du dernier tronçon de tuyauteries vapeur afin de protéger la bâche PTR d'une explosion ;

Dans le local du LLS, les inspecteurs ont constaté la présence d'un macaron concernant une demande de travaux référencée DT 643933 et clôturée depuis le 31 janvier 2019.

Par ailleurs, dans le cadre des tests JDT1, la procédure d'exécution des essais (PEE 301) indique que « *le générateur de fumée doit être placé de manière pénalisante* ». Cette condition est d'autant plus importante que l'essai réalisé à la centrale de Golfech était un essai « tête de série » pour les réacteurs du palier P'4.

Lors de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de justifier le caractère pénalisant du positionnement du générateur de fumée lors des essais. Les inspecteurs ont constaté que le générateur de fumée n'avait pas été placé au niveau de la caisse à huile, qui semble pourtant représenter la charge calorifique dimensionnante dans le local LLS.

Demande A.94 : Je vous demande de justifier que le caisson de protection de l'aspiration de la ventilation situé en façade du local LLS, est fixé dans les règles de l'art (incluant le contrôle de l'absence de desserrage des écrous).

Demande A.95 : Je vous demande de finaliser le montage de la grille de protection horizontale au niveau du dernier tronçon de tuyauterie vapeur afin de protéger la bâche PTR d'une agression causée par une rupture de canalisation sous pression. Le cas échéant, je vous demande de me justifier la non-nécessité de cette protection.

Demande A.96 : Je vous demande de procéder à la vérification de la réalisation effective de la demande de travaux référencée DT 643933 et de procéder, si nécessaire, au retrait du macaron présent dans le local du LLS.

Demande A.97 : Je vous demande de justifier le caractère pénalisant du positionnement retenu pour le générateur de fumée lors des essais. Le cas échéant, je vous demande de procéder à de nouveaux tests répondant aux critères de la procédure d'exécution d'essai (PEE 301).

Demande A.98 : Je vous demande de rajouter un repère fonctionnel sur le nouveau clapet DVG situé dans le local LLS.

Intégration de la modification PNPP 3196 (modification de la détection incendie)

Les inspecteurs ont contrôlé la mise en œuvre, au CNPE de Golfech, de la modification nationale relative à la rénovation globale de la détection incendie (JDT) de l'ensemble des bâtiments des 58 centrales nucléaires, décidée par EDF en 2008.

Le périmètre de la modification exclut les zones déjà rénovées (volumes de feu de sûreté et zones de feu d'accès) dans le cadre du Plan d'action incendie (PAI) sur les paliers CPY et P4 et les bâtiments hors process et tertiaires. Sur le palier P'4, auquel appartient la centrale de Golfech, la rénovation du système de détection incendie JDT se traduit par un remplacement quasi-total des matériels de détection incendie (détecteurs, armoires électroniques, centrales incendie...). Seuls les coffrets synoptiques installés dans le cadre du PAI sont conservés.

Les inspecteurs ont examiné, par sondage, deux relevés d'exécution d'essais (REE) réalisés dans le cadre de la modification (BR tranche 1 et automate programmable tranche 1). Pour le bâtiment réacteur (REE 420), deux problèmes ont été identifiés par les inspecteurs :

- l'opérateur en charge de la réalisation de l'essai a modifié de lui-même certaines références d'éléments à tester dans la procédure d'essai en portant dans le champ observation le numéro réellement utilisé. Cette modification de la procédure n'a pas été validée formellement par une personne habilitée (absence de tampon ou visa face aux modifications apportées). Le REE renseigné a été validé sans réserve sans qu'il soit possible, à l'examen du dossier, d'attester que les modifications apportées à chaud étaient conformes à l'attendu ;
- le « texte clair » apparaissant sur le terminal d'exploitation lors des essais sur l'armoire JDT 001AR était parfois différent du texte attendu, mentionné dans la procédure d'essai. L'opérateur a pourtant considéré le résultat comme conforme. Le REE a été validé sans réserve, sans observation ni conclusion relative à ces différences entre l'attendu de la procédure à l'état bon pour accord (BPA) et le résultat de l'essai.

Demande A.99 : Je vous demande de veiller à la traçabilité des actions engagées lors des essais réalisés lors de l'intégration d'une modification. Toute modification apportée à une PEE à l'état BPA doit faire l'objet d'une validation formelle par une personne habilitée.

Demande A.100 : Je vous demande par ailleurs de vous positionner sur la validité des éléments figurant dans le REE 420 examiné par les inspecteurs et leur éventuel impact sur le résultat des essais réalisés.

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Intégration du référentiel

Les inspecteurs ont noté une dérive à la hausse du nombre de référentiels en retard d'intégration. Il a été indiqué aux inspecteurs que cette évolution était pour grande partie liée à la manière de calculer cet indicateur. Il a par ailleurs été précisé que le CNPE n'avait pas d'inquiétude quant à sa capacité à maîtriser correctement le volume de référentiels à intégrer.

Demande B.1 : Je vous demande de me transmettre, lorsqu'ils seront disponibles, les indicateurs relatifs aux référentiels en retard d'intégration à la fin 2019.

Les inspecteurs ont constaté l'existence d'une divergence d'interprétation entre le site et les services centraux d'EDF concernant la rédaction d'une prescription du recueil national de maintenance en arrêt de tranche (RNPMS), relative à la réalisation d'une ronde sur le circuit RRA. Le site considère, d'une manière logique, que cette ronde ne doit être réalisée que lorsque le RRA est en service mais constate que le RNPMS ne précise pas ce point essentiel. Les services centraux d'EDF considèrent au contraire que la rédaction actuelle est satisfaisante, avis qui n'est pas partagé par les inspecteurs.

Demande B.2 : conformément à ce qui a été indiqué en inspection, je vous demande de me confirmer que vous avez bien prévu de déposer une demande de modification DED3 pour proposer une nouvelle rédaction du RNPMS concernant ce dossier.

Prévention des fraudes

Demande B.3 : Je vous demande de m'informer de l'analyse menée et des mesures de long terme qui ont été prises par le site au titre du retour d'expérience issu du cas susceptible d'être apparenté à une fraude mis en évidence en février 2019.

Gestion du retour d'expérience (REX)

Vous avez indiqué aux inspecteurs qu'un groupe de travail sur l'adhérence aux procédures avait réalisé un compte rendu de synthèse sur la base des réunions organisées avec les métiers.

Les agents de conduite interrogés par sondage par les inspecteurs n'avaient pas connaissance de ce compte-rendu ou de ses conclusions. Vous avez par ailleurs indiqué aux inspecteurs que ce compte-rendu n'avait pas été diffusé car ses conclusions n'avaient pas été validées par les services nationaux d'EDF, en particulier du fait d'un audit réalisé par vos pairs sur ce sujet cet été.

Demande B.4 : Je vous demande de me transmettre les conclusions de votre groupe de travail de 2019 concernant l'adhérence aux procédures, ainsi que les conclusions de l'audit réalisé par vos pairs sur ce sujet à mi-année.

Les inspecteurs rappellent, pour mémoire, que le CNPE de Nogent a développé une méthode d'adhérence aux procédures pour les lignages.

Comme indiqué en préambule de la demande A.26, il existe une différence entre les pratiques du CNPE et le référentiel national de l'exploitant (annexe 1 de [6]) concernant la périodicité des réunions RRC et RMPAC.

Demande B.5 : Je vous demande de me communiquer les éléments de justification que vous avez transmis à vos services nationaux pour obtenir une dérogation à l'application de la DI 135 [6] pour la tenue hebdomadaire et non plus quotidienne des réunions RMPAC

Actions correctives suite à événements significatifs

Les inspecteurs ont noté que le site n'a pas été en mesure de retrouver dans Caméléon les deux fiches eBRID élaborées pour la conduite dans le cadre du traitement de l'action corrective ACS2 (61-169) de l'événement significatif du 14/05/2019.

Demande B.6 : Je vous demande de me transmettre et d'enregistrer dans Caméléon les fiches eBRID élaborées suite à l'événement du 14/05/2019 sur la tranche 1.

REX Maintenance

La « fiche intervenant REX » annoncée par le dernier dossier de maintenance de 2 RIS 029 VP faisant suite à un contrôle en date du 03/07/2018 ne figurait pas dans l'original du dossier examiné.

Demande B.7 : Je vous demande de me transmettre la fiche REX à l'intervenant réalisée dans le cadre de la dernière maintenance de 2 RIS 029 VP. Vous veillerez à disposer d'une copie des « fiches à l'intervenant » dans les dossiers d'intervention correspondants.

REX de SSQ

Les ingénieurs sûreté du Service Sûreté Qualité (SSQ) disposent du REX national diffusé par le PiREX du site. L'ingénieur sûreté (IS) d'astreinte peut être amené à débattre d'un événement avec l'équipe de quart lors de son week-end d'astreinte. Le chef de service conduite délégué peut être amené à demander l'analyse particulière d'un événement au SSQ.

Les inspecteurs ont contrôlé comment le bilan de sûreté de l'année n-1 modifie le programme de vérification du SSQ du site pour l'année n. Ils ont en particulier cherché à voir comment le manque d'adhérence aux procédures identifiées dans le bilan de sûreté 2018 a été décliné dans le programme de vérifications de 2019 du SSQ.

Le programme d'audit du SSQ suit la note DI 122. Il en ressort que l'adhérence aux procédures se trouve intégrée à chaque thème d'audit du SSQ. Le service SSQ a par ailleurs été sollicité en 2019 pour vérifier les pratiques de PFI (Pratiques de Fiabilité) du service ST (section Essais), ce qui a conduit à identifier plusieurs points de vigilance.

Après chaque arrêt de tranche (AT), l'ingénieur sûreté de l'arrêt (l'ISAT) produit un REX :

- ce REX est capitalisé sous l'outil « One Note »,
- il est aussi capitalisé sous forme d'une affiche de communication pour l'arrêt suivant. Cette affiche plastifiée est alors disposée en salle de conduite.

Les inspecteurs se sont intéressés par sondage à l'événement du 03/08/2015 relatif à la perte du REX lors de la mutualisation des consignes 1300 P'4 en ce qui concerne le balayage du ballon RCV à 2,5 bar en AN/RRA avec introduction de 3 m³ d'eau borée pour passer en API. Cet événement a généré une fuite primaire à la soupape du ballon 2 RCV 111 BA avec une entrée dans le DOSR. L'action corrective ACS1 vise à produire une demande DED4 aux services nationaux pour modifier la consigne de pression.

L'information concernant l'aboutissement de cette action n'a pas pu être donnée par le site en séance en raison des complexités informatiques liées au changement d'outil de suivi sur le site.

Demande B.8 : Je vous demande de m'informer de l'issue de l'action corrective ACS1 prise dans le cadre du CRESS de l'événement du 03/08/2015.

Activités de Maintenance

Contrôles des ancrages du matériel de ventilation EIPS au génie civil :

Les ancrages au génie civil des matériels de ventilation importants pour la sûreté doivent être contrôlés en respectant le programme de base de maintenance préventive référencé PB 1300-AM450-Ind0 (palier P'4).

L'équipe d'inspection a donc consulté les gammes datant de 2017 sur le système DVL (ventilation importante pour la sûreté des locaux électriques). Il s'avère que de nombreux ancrages de gaines de ventilation DVL n'ont pas pu être contrôlés, les supportages se situant sous des protections incendie. Cependant, le programme de maintenance n'indique pas la possibilité de ne pas faire le contrôle visuel et le contrôle de conformité au plan dans cette configuration. Techniquement, les protections incendie sont démontables et donc le contrôle serait possible.

Demande B.9 : Je vous demande de vous positionner clairement sur l'acceptabilité de l'absence de contrôle visuel et de conformité au plan d'ancrage de matériels de ventilation importants pour la sûreté qui sont situés sous des protections incendie. En cas d'absence de justification, je vous demande d'effectuer les contrôles dans les meilleurs délais afin de respecter le PBMP.

La visite du local KA0818 a permis de contrôler l'état des ancrages des matériels de ventilation présents au sein de ce local. Les inspecteurs ont constaté une modification apportée à l'ancrage du ventilateur 2EDE052ZV (support du ventilateur/châssis).

Demande B.10 : Je vous demande de justifier la tenue mécanique du ventilateur suite aux modifications apportées aux ancrages.

Visite sur le terrain LHP/LHQ

Sur le CNPE de Tricastin en décembre 2018, il a été constaté que les portes des armoires 3LHQ003AR et 4LHQ005AR présentaient un serrage insuffisant des vis moletées remettant en cause la tenue sismique de ces armoires. Cet écart constitue l'écart de conformité n°418 (EC418).

Le CRESS de l'évènement en référence D455018005071 ind1 précise que l'exigence associée à la fermeture de ces armoires est qu' « après chaque intervention, les portes, les tiroirs de puissance et de contrôle doivent être refermés et verrouillés en utilisant les moyens prévus à la conception (exemple : serrures, vis moletées, poignées verrouillables) ».

Lors de la visite sur le terrain des installations du CNPE de GOLFECH, les inspecteurs ont constaté que les poignées de l'armoire 2LHQ003AR (qualifiée K3) étaient cassées. La demande de travaux DT801724 était créée pour traiter ce constat. Cependant celle-ci n'évoquait pas la perte de la qualification de l'armoire compte-tenu de l'impossibilité de verrouiller la porte à l'aide de sa poignée.

Par ailleurs le verrouillage de vis moletées était mis en œuvre à l'aide de rondelles non planes (de type « élastique ») impliquant l'absence de contact direct entre la vis et la porte de l'armoire.

Demande B.11 : Je vous demande de m'informer des raisons pour lesquelles la perte de qualification de l'armoire n'est pas retenue dans la DT cité ci-dessus ;

Demande B.12 : Je vous demande de me préciser si l'utilisation de rondelle « élastique » est conforme à la conception ;

Demande B.13 : Compte tenu des exigences pour le maintien de la qualification de cette armoire et du retour d'expérience issu de l'EC418, je vous demande de me préciser si la fermeture et le verrouillage constaté lors de la visite sur le terrain sont conformes.

Surveillance des activités sous-traitées

L'article 2.2.2.I de l'arrêté [2] prévoit que « I. — L'exploitant exerce sur les intervenants extérieurs une surveillance lui permettant de s'assurer :

- qu'ils appliquent sa politique mentionnée à l'article 2.3.1 et qui leur a été communiquée en application de l'article 2.3.2 ;
- que les opérations qu'ils réalisent, ou que les biens ou services qu'ils fournissent, respectent les exigences définies ;
- qu'ils respectent les dispositions mentionnées à l'article 2.2.1. ».

L'inspection du 16 octobre a donc porté sur les dispositions prises à cet égard. Les inspecteurs ont constaté que le déploiement de l'outil ARGOS permet aux chargés de surveillance (CSI) de disposer d'un outil efficace de pilotage de la surveillance des prestataires. Notamment la prise en compte des points d'arrêt de la surveillance, en lien avec la démarche NQM, dans cet outil permet de disposer d'une vision plus intégrée de la surveillance.

Néanmoins les inspecteurs estiment que cet outil doit permettre d'intégrer plus largement les différentes étapes de la surveillance des prestataires, notamment celles situées en amont de la prestation (réunions d'enclenchement et de levée des préalables) ou en systématisant l'intégration des points d'arrêt de la surveillance dans le programme de surveillance géré par ARGOS.

Demande B.14 : Je vous demande de m'informer des éventuelles dispositions qui seront prises afin d'améliorer l'intégration de la surveillance des prestataires par l'application ARGOS.

Les inspecteurs se sont intéressés aux essais menés en 2018 à l'occasion de la requalification du turboalternateur de secours 2 LLS 010 TC à l'issue de la visite partielle n° 18 du réacteur 2. Ils ont constaté que la gamme renseignée pour l'essai à 15 bars (D130014001848 indice 1) comportait de très nombreuses ratures qui rendaient parfois illisibles les valeurs relevées au cours de l'essai ainsi que les conclusions tirées. De même le dossier de suivi d'intervention (D200012009205 indice 3) relatif à l'essai de 2 LLS 010 TC à 82 bars ne mentionnait pas de contrôle technique et les gammes renseignées associées présentaient de nombreuses informations manquantes.

L'article 2.5.3 de l'arrêté [2] dispose que « *Chaque activité importante pour la protection fait l'objet d'un contrôle technique assurant que :*

- *L'activité est exercée conformément aux exigences définies pour cette activité et, le cas échéant, pour les éléments importants pour la protection concernés ;... »*

Application de la DI 81

Demande B.15 : Je vous demande de me confirmer que l'essai de requalification à 82 bars de 2 LLS 010 TC à l'issue de l'arrêt du réacteur 2 en 2018 a bien fait l'objet du contrôle technique conformément aux dispositions de l'article 2.5.3 l'arrêté [2].

Conduite

Demande B.16 : Je vous demande de me confirmer la pertinence de l'analyse de risques du DMPS002CHA sur le système TEP et son bon positionnement dans l'aire grillagée du BAN.

Demande B.17 : Je vous demande de me confirmer que la gestion du DMP GRE001SYST est aussi rigoureuse que celle des autres DMP du service automatismes ; vous m'indiquerez comment vous situez l'outil de gestion du service automatismes vis-à-vis de la prescription 3.4.1 de la directive 074 qui demande de gérer administrativement tout DMP par un système d'information unique sur le site.

Les inspecteurs ont constaté l'absence de pose de la prescription particulière PP27, normalement présente dans l'état de tranche effectif le jour de l'inspection sur le réacteur 2, sur une condamnation administrative P5.4 (isolement traversée enceinte). Vos représentants ont justifié cette absence par la mise en place d'un « dispositif provisoire qualifié ».

Demande B.18 : Je vous demande de me communiquer l'avis de la FIS sur la conformité de cette disposition par rapport aux règles générales d'exploitation (RGE).

Votre note référencée D5067NOTE05781 relative à « l'organisation de la confrontation entre le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté » indique que les préparations faites par les IS doivent être indépendantes et formalisées sur des supports distincts. Le CE réalise sa préparation en s'appuyant sur le cahier de quart informatique. L'IS réalise sa préparation en repartant du CR de la confrontation du jour précédent et en le modifiant au vu notamment de différentes prises de notes réalisées pendant son évaluation des tranches réalisée avant la confrontation. Ce projet de compte rendu est ensuite modifié et complété pendant la confrontation avec le CE. De fait, les documents formalisant la préparation faite par les IS et leur positionnement initial, vis-à-vis des fonctions de sûreté, n'existent plus dès l'instant où la confrontation a commencé et que le projet de compte rendu a été amendé puisque celui-ci ne retrace que la position commune des deux intéressés.

Outre le fait que cette manière de procéder ne paraît pas aux inspecteurs totalement conforme à ce que définit votre organisation, cette disposition vous fait perdre les éventuels avis contradictoires initiaux qui pourraient être autant de signaux faibles utilisables dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue de la qualité de ces échanges.

Demande B.19 : Je vous demande de m'indiquer les mesures que vous allez mettre en place pour conserver la traçabilité de la préparation réalisée par les IS en vue de la confrontation CE/IS.

Demande B.20 : Je vous demande de m'indiquer si votre gestion informatique des comptes rendus de confrontation CE/IS vous permet de ré-indiquer un compte rendu a posteriori en conservant les différentes versions, dans la mesure où ces comptes rendus sont seulement datés, sans numéro d'enregistrement.

Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences

Les inspecteurs ont relevé dans un CR CF3 une décision du 13/05/2019 faisant suite au constat suivant : « les outils de suivi des entraînements sur les activités NQ1 et NQ2 ont évolué en 2018 et depuis le reporting des services n'est plus à l'attendu ». Or l'un des objectifs du projet de site des services est de vérifier que les entraînements nécessaires à la préparation des activités à risques sont réalisés. La décision CF3 se traduisait par une demande de pilotage et de mesure du nombre d'entraînements et de répétitions sur les activités à risque NQ1 NQ2 et du suivi du volume des entraînements et formations réactives. L'échéance des actions associées à cette demande était fixée à juin 2019. Les inspecteurs n'ont pas relevé de résultats probants de ces actions car il persiste aujourd'hui, selon les interlocuteurs des inspecteurs, des problèmes de traçabilité. La DRH a indiqué la mise en place d'un nouvel outil en 2020 qui devrait permettre de mieux tracer les taux de réalisation des entraînements.

Demande B.21 : Je vous demande de me tenir informé sous 6 mois de la mise en place du nouvel outil de suivi des entraînements et de me transmettre à échéance de fin 2020 les résultats en terme de suivi des entraînements issus de ce nouvel outil. Ces résultats devront porter prioritairement sur les activités sensibles et les activités à risque NQ1 et NQ2.

Les inspecteurs ont noté au cours des différents entretiens qu'il pouvait y avoir pour certains agents de réelles difficultés à intégrer les temps de e-learning dans leur emploi du temps (en journée ou en quart). L'exploitant assure accompagner sur ce point les différents services et prendre en considération les contraintes planning. Les différents interlocuteurs n'ont cependant pas été en mesure le jour de l'inspection de décrire précisément ces modalités d'accompagnement et de présenter un bilan intermédiaire global et étayé de la perception et de l'acceptation du principe du e-learning par les agents.

Demande B.22 : Je vous demande de me transmettre au plus tôt le détail des modalités d'accompagnement du e-learning au sein des services pour garantir la compatibilité de ce mode de formation avec les contraintes de planning (en sensibilisant notamment les managers de première ligne et les managers de deuxième ligne sur les dispositions à prendre pour préserver des temps alloués aux agents). Vous me transmettez également sous 6 mois le REX que vous avez tiré des premières séances de e-learning.

Gestion des modifications

Identification par vos prestataires des activités importantes pour la protection

Article 2.5.2 de l'arrêté [REF arrêté INB]

I. — L'exploitant identifie les activités importantes pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour.

II. — Les activités importantes pour la protection sont réalisées selon des modalités et avec des moyens permettant de satisfaire a priori les exigences définies pour ces activités et pour les éléments importants pour la protection concernés et de s'en assurer a posteriori. L'organisation mise en œuvre prévoit notamment des actions préventives et correctives adaptées aux activités, afin de traiter les éventuels écarts identifiés.

Les inspecteurs se sont intéressés à l'organisation du service équipe commune concernant l'identification des activités importantes pour la protection au sens de l'arrêté [2], parmi les activités liées à la gestion des modifications matérielles de vos installations.

Vos représentants ont indiqué que les prestataires assurant la réalisation des modifications étaient en charge d'identifier les AIP relatives à votre intervention et que cette disposition figurait dans les contrats de prestation. Ils n'ont pas été en mesure de préciser quels moyens (documentaires, matériels, humains) le CNPE mettait à la disposition des prestataires pour leur permettre d'identifier de façon exhaustive les AIP.

Demande B.23 : Je vous demande de prouver que vos prestataires disposent de tous les moyens nécessaires pour l'identification des AIP relatives à la gestion des modifications.

Analyse SOH de la modification PNPP 3196 (rénovation de la détection incendie)

Les inspecteurs ont examiné l'analyse socio-organisationnelle et humaine (SOH) de la modification PNPP 3196 volet B, figurant en annexe de la note d'éléments de conception (NEC). Cette analyse, rédigée par vos services centraux, est apparue correcte sur la majeure partie des points. Elle comporte cependant de grosses lacunes techniques qui trahissent l'absence de vision terrain des rédacteurs. La note exclut par exemple les risques anoxie et atmosphère explosive en phase de réalisation de la modification, ce qui ne correspond pas à la réalité de ce chantier.

Dans le même ordre d'idée, l'analyse de risques figurant dans la NEC n'étudie, pour le séisme événement, que les risques liés à la création de nouvelles cibles par la modification, mais n'évoque pas les risques induits par la modification en phase travaux, qui sont nombreux (poses d'échafaudage autour de matériels requis, etc.). Il en va de même pour la prévention incendie.

Enfin, la NEC indique que l'instance décisionnelle n'a pas prévu de REX d'exploitation de la modification sous l'angle SOH, ce qui paraît très surprenant compte tenu de l'impact de la modification sur le travail des opérateurs en salle de commande, et de ce qu'ont pu voir les inspecteurs (voir question A.90). Dans la pratique, le CNPE de Golfech a organisé son propre retour d'expérience de la modification, compte tenu de son impact sur les opérateurs, ce qui semble pertinent. La décision prise par l'instance décisionnelle est donc très surprenante.

Demande B.24 : Je vous demande de transmettre ces remarques à vos services centraux et de me tenir informé des pistes d'amélioration qu'ils auront identifiées afin d'améliorer la qualité technique des analyses SOH des modifications.

Demande B.25 : Je vous demande par ailleurs d'interroger vos services centraux sur les raisons ayant conduit l'instance décisionnelle pour la modification PNPP 3196 à ne pas demander de REX d'exploitation sous l'angle SOH.

C. OBSERVATIONS

Observation C.1 : L'article 2.5.6 de l'arrêté INB dispose que « *les activités importantes pour la protection, leurs contrôles techniques, les actions de vérification et d'évaluation font l'objet d'une documentation et d'une traçabilité permettant de démontrer a priori et de vérifier a posteriori le respect des exigences définies. Les documents et enregistrements correspondants sont tenus à jour, aisément accessibles et lisibles, protégés, conservés dans de bonnes conditions, et archivés pendant une durée appropriée et justifiée* ».

Au cours de l'inspection, de nombreuses difficultés ont été rencontrées par les différentes équipes afin d'obtenir les documents demandés (évaluation contrôle ultime n°20 pour pouvoir changer d'état au niveau du réacteur 2, gammes opératoires de réalisation des essais périodiques au titre du chapitre IX des RGE, dernier rapport de contrôle trimestriel sur la gestion des condamnations administratives,...), certains n'ayant toujours pas été transmis à la clôture de l'inspection. Les inspecteurs considèrent donc que les dispositions de l'article 2.5.6 précité ne sont pas systématiquement respectées.

Il conviendra de rappeler cette exigence réglementaire aux agents du CNPE.

REX

Observation C.2 : Les fiches de retour d'expérience (FIREX), jadis archivées dans l'outil CID de « Lotus-Note », ont migré dans Caméléon depuis 2010.

Démarche signaux faibles et débriefings

Observation C.3 : Les inspecteurs ont noté que l'action corrective AC1 « identifier et déployer les actions de renforcement de l'adhérence aux procédures conformément au GT adhérence aux procédures » prise pour le traitement de l'événement du 26/05/2019 s'est déclinée par l'expérimentation, sur la tranche 2, d'une solution ergonomique conduisant à la mise en place d'un chevalet permettant à l'opérateur la lecture de la procédure face au pupitre de surveillance du réacteur. Un troisième opérateur (en supplément du grément nominal de l'équipe en AT) permet par ailleurs de faire l'interface avec les agents de terrain afin de protéger la sérénité des deux opérateurs de conduite de la tranche à l'arrêt.

Observation C.4 : Les inspecteurs ont constaté que les agents ont des difficultés informatiques pour suivre les actions issues des rapports d'événements significatifs datant d'avant janvier 2019, en raison de l'évolution des outils informatiques et des liens associés. En particulier, les modes de preuve pour certaines actions de progrès définies pour les événements choisis par sondage par l'ASN (événement du 03/08/2015 ; ACS1 et ACS2 de l'événement du 01/08/2017) s'avèrent absents de l'application « LOTUS-Notes » qui est l'outil qui a précédé Caméléon.

Observation C.5 : Les inspecteurs ont constaté la bonne organisation de l'Equipe Commune (EC) sur le site (ITM) en matière de REX : les chargés d'affaire disposent le REX national dans les classeurs des Dossiers de Réalisation des Travaux locaux (DRT), et le l'outil informatique national e-DRT, en cours de développement, leur permet un accès rapide au REX relatif aux modifications engagées sur le Parc national.

Les inspecteurs notent que l'outil eBRID du site n'est pas accessible à ITM, mais le chargé d'affaire correspondant d'ITM sur le site peut réaliser, s'il le souhaite, un enregistrement du REX lié à la modification engagée sur la base eBRID du site.

Les métiers du Parc disposent par ailleurs d'un réseau technique puissant pour ce qui est du REX sur le matériel.

REX des exercices PUI

Après chaque exercice de crise, l'ingénieur PUI (service SSQ) qui assure le pilotage du sous-processus SP SP3 URG effectue une collecte de REX à chaud (débriefing global, individuel et papier), puis une collecte de REX à froid (analyse des communications enregistrées et des actions) de chaque exercice.

Tous les acteurs des exercices sont invités à contribuer à la collecte de données. Le journaliste qui participe à l'exercice dispose d'une trame de collecte de REX ; il évalue la qualité des informations échangées lors des appels téléphoniques. Tous les chefs de PC ont une note d'auto-évaluation à remplir pendant l'exercice et tracent dans Caméléon au fil de l'eau les difficultés rencontrées pendant l'exercice. Dans un second temps, à l'issue de l'exercice, ils envoient un mail de REX à l'ingénieur PUI.

Les constats issus de ce REX sont saisis dans Caméléon par l'ingénieur PUI.

Les actions correctives issues du REX sont validées avec les acteurs de l'exercice, puis en commission « URG ». Il y a trois commissions par an. Ces commissions se déroulent en présence de l'ingénieur PUI, du PCDM, de représentants des différents PC et de la conduite.

Les inspecteurs ont examiné le tableau de suivi des actions en rapport avec les exercices (fichier Excel avec des liens Caméléon). Les pilotes d'actions sont identifiés (métiers) et les actions sont priorisées avec une date objectif.

Les inspecteurs ont relevé le fait que 40% des actions sont en retard sur les 33 en cours. Cependant, la majeure partie d'entre elles dépend des services nationaux d'EDF. Les inspecteurs considèrent que cet outil de suivi est efficace ; il manque cependant un codage particulier pour mettre en évidence les actions en retard.

Dans le cadre du partage du REX, l'ingénieur PUI réalise des films de REX (par exemple sur la gestion des moyens locaux de crise). Il partage également les actions validées avec les autres sites et le national (base « SharePoint ») et en interne, via les comptes rendus des exercices de crise synthétisés dans le bulletin d'actualité de la Filière Indépendante de Sûreté (le BILFIS).

Les inspecteurs considèrent que le pilotage REX des exercices PUI à travers le sous-processus SP SP3 URG est globalement performant.

Les inspecteurs s'étonnent cependant, compte tenu de la nature et de la complexité des données à collecter pendant les exercices (compétences mobilisées par les acteurs, fonctionnement et résilience du collectif, efficacité du leadership, prises d'initiatives, gestion du stress, clarté des rôles et responsabilités, etc.), de l'absence de compétences FOH pour contribuer à cette collecte.

Prise en compte du REX

Observation C.6 : en tant qu'observateur, le CFH pourrait utilement contribuer à une collecte pertinente des données FOH issues des exercices de crise et participer à leur analyse.

Observation C.7 : Les inspecteurs ont demandé les fiches de REX transmises par les métiers au planificateur TEM. Ce REX est introduit dans l'outil de planification (GPS) à la main du préparateur. Il reste local. Les inspecteurs ont constaté qu'il n'y avait qu'une seule fiche REX TEM depuis le début de l'année 2019.

Observation C.8 : Le métier machines tournantes souligne que les procédures du Palier sont exclusivement techniques et ne prennent pas en compte l'organisation, contrairement à ce que faisaient jadis les procédures locales. De ce fait, les points d'organisation locaux sont désormais transmis oralement (par exemple l'identification de l'endroit où il faut prendre le dosimètre, la nature des huiles à utiliser qui dépend de contrats régionaux avec les pétroliers, ...). Les inspecteurs notent que l'ensemble des éléments locaux requis pourraient, pour plus de robustesse, faire l'objet d'un document chapeau local.

Lors de la visite sur le terrain, les inspecteurs ont constaté la présence de plusieurs agents en charge de la surveillance des prestataires. Les échanges ont montré que ces agents connaissaient leurs missions, disposaient des outils adéquats et semblaient compétents dans leur domaines respectifs.

Observation C.9 : l'ASN encourage le CNPE dans sa dynamique d'amélioration de l'analyse de tendance des NQM en ciblant les causes profondes ;

Etat des installations

Observation C.10 : Dans le local LD802, le support d'un matériel de ventilation situé à proximité du support de l'armoire 2DNL132PJ était endommagé. Le CNPE devra remédier à cet état.

Observation C.11 : Dans l'état standard APR (arrêt pour rechargement), les STE prescrivent la disponibilité d'une voie EAS en recirculation sur puisard. Lors de la visite des installations le 16/10, il a été constaté la présence de colmatants potentiels (vinyles, sur-chaussures...) en quantité significative dans les zones des deux puisards. L'absence de colmatage de ces puisards constitue un critère A du chapitre IX des RGE.

Par ailleurs des échafaudages étaient également présents sur les deux puisards.

Conduite

Observation C.12 : Le caractère « temporaire » des CT/IT est discutable au vu des considérations suivantes :

- la CT 2017-00028 mise en place sur les deux tranches depuis 2017 dans l'attente de la fiabilisation de l'alimentation de l'automate sur la turbine à combustion (TAC) : cette CT est ancienne et, malgré les questions réitérées des inspecteurs durant toute la semaine, vos services n'ont pas été en mesure d'indiquer quel service était porteur de la résolution de ce problème et avec quelle échéance ;
- votre formulaire type de CT/IT ne prévoit que 3 prolongations. Dans les faits, il a été indiqué aux inspecteurs qu'à l'issue des 3 prolongations, une nouvelle CT/IT était rédigée ce qui fait perdre la traçabilité, au vu de sa nouvelle numérotation, de sa date initiale de création ;
- les dates figurant en tranche 2 sur la CT 2019-00035, à savoir 27 juin 2019 pour sa rédaction et 1^{er} juin 2019 pour sa seconde prolongation, témoignent d'un manque de rigueur dans le suivi dans le temps des CT/IC dont la vocation est d'être temporaires.

Observation C.13 : La consigne temporaire 2018-00058 en tranche 2 mentionnait un impact documentaire sur les deux FAI 2K03-103 et 2K05-203. Cette seconde FAI n'a été retrouvée par les agents de conduite qu'après plusieurs dizaines de minutes de recherche car la FAI concernée par la modification est en réalité la 2K04-203. L'examen de cette FAI, pourtant validée, montre qu'elle porte en fait les deux références à deux endroits du même document pour le même secteur de feu concerné K0482.

Secteurs de feu de sûreté

Observation C.14 : Suite au courrier référencé D400818000409 en date du 5 juillet 2018 relatif aux secteurs de feu de sûreté (SFS) à risque majeur incendie, le service Conduite assure via les rondes Winservir une surveillance particulière des SFS L0680, L0681 et L0781 situés dans les bâtiments électriques. Le 16 octobre 2019, les inspecteurs ont contrôlé les locaux constitutifs des SFS précités dans le bâtiment électrique du réacteur n°1 et n'ont pas mis en évidence d'anomalie de stockage. Les inspecteurs ont par ailleurs constaté l'apposition d'un marquage au sol permettant d'identifier aisément l'appartenance des locaux concernés aux SFS à risque majeur incendie, ce qui constitue une bonne pratique. A noter que lors de ce contrôle, il a été constaté que le joint intumescent installé au niveau de la porte coupe-feu 1JSL953QF commençait à se dégrader. Le référent incendie a informé les inspecteurs de l'ouverture immédiate d'une demande de travaux.

Observation C.15 : Suite à la réception du courrier référencé D400818000409 précité, le référent incendie a indiqué aux inspecteurs avoir procédé à une formation de l'ensemble des équipes de conduite au cours du second semestre 2018 sur les SFS à risque majeur incendie. Le document support utilisé lors de cette formation est apparu aux inspecteurs de bonne qualité. Au cours du second semestre 2019, une formation complémentaire est dispensée aux équipes de conduite pour sensibiliser les agents de terrain sur les attendus de la surveillance (anomalie de stockage, bonne fermeture des portes coupe-feu, état des joints intumescents,...).

Observation C.16 : La réalisation des comptes rendus de confrontation CE/IS du jour (n) sur la base du compte rendu du jour (n-1) vous a conduit à ne pas comptabiliser de la bonne manière les délais de réparation de ruptures de sectorisation incendie sur le réacteur 2, de classe A entre le 8 et le 12 septembre 2019 puis de classe 3 entre le 23 et le 29 septembre 2019.

Ronde de surveillance

Observation C.17 : En application de la note référencée D5067/NOTE05788 relative à l'organisation de la surveillance en local au service Conduite de Golfech, les inspecteurs ont contrôlé les modalités de la ronde d'observation réalisée par un agent de terrain en salle des machines de la tranche 1 lors du quart de nuit du 16 au 17 octobre 2019. Les inspecteurs considèrent que la ronde réalisée est conforme à l'attendu, l'agent de terrain ayant engagé de manière réactive les actions préventives, correctives et/ou curatives en lien avec les anomalies rencontrées. Ainsi, pour les fuites vapeur identifiées, un balisage a été mis en place, accompagné quand cela était possible d'un panneau identifiant le risque de fuite vapeur (l'agent de terrain n'ayant en effet pas un nombre suffisant de panneaux à sa disposition) et pour les anomalies rencontrées sur des matériels, l'agent de terrain a indiqué qu'une demande de travaux serait rédigée à l'issue de la ronde.

Réalisation des essais périodiques

Observation C.18 : Les inspecteurs ont examiné, le 17 octobre 2019, une vingtaine de gammes opératoires associées aux essais périodiques (EP) de vérification de l'efficacité des pièges à iode et filtres sur les systèmes de ventilation, aux EP de vérification des critères permettant de garantir le confinement dynamique des locaux, aux EP de vérification de la manœuvrabilité des robinets inter-files RRI lors des basculements de file, aux EP de comparaison des indicateurs et enregistreurs du panneau de repli et ceux de la salle de commande. Cet examen s'est avéré satisfaisant sur les points contrôlés par sondage, aucune anomalie n'ayant été relevée.

Protection de l'environnement

Observation C.19 : Lors de la visite terrain, les inspecteurs ont constaté la présence de fûts plastique contenant du *Ferrolin* en dehors de leur rétention. Cet écart a été corrigé de manière réactive par vos équipes.

Observation C.20 : Les référents métiers constatent que le manque d'intérêt des jeunes recrues pour la technique les amène plus tard sur le terrain à ne se préoccuper que de leur seul périmètre d'intervention (« je connais le capteur sur lequel j'interviens et c'est tout ») et à ignorer parfois les conséquences concrètes des gestes techniques sur l'équipement. C'est un point sur lequel doivent se pencher sérieusement les acteurs du processus Compétences, dans la mesure où la curiosité et la recherche personnelle font partie intégrante de l'apprentissage, de la montée en compétence et donc de la formation. Sans cet état d'esprit, un tutoriel quel qu'il soit ne suffit pas pour être pleinement compétent.

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois pour les demandes d'action prioritaires et sous trois mois pour les autres demandes, à l'exception des demandes pour lesquelles un délai spécifique est fixé dans le texte**, 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.

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.

L'inspecteur en chef

SIGNÉ PAR

Christophe QUINTIN

Références :

- [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] : Arrêté du 21 mai 2010 portant homologation de la décision n° 2010-DC-0175 de l'ASN du 4 février 2010 précisant les modalités techniques et les périodicités des contrôles prévus aux articles R.4452-12 et R.4452-13 du code du travail ainsi qu'aux articles R.1333-7 et R.1333-95 du code de la santé publique ;
- [4] : Note EDF D455616070020 - Manuel Qualité des Equipes Communes – Procédure P60 – Surveillance des fournisseurs
- [5] Manuel Qualité du CNPE de Golfech - D5067/NOTE0673 Ind. 13 du 05/02/2019
- [6] DI 135 ; Organisation du retour d'expérience D4550.14-02/1578 Ind. 0 du 07/07/2014
- [7] : Courrier d'EDF à l'ASN en réponse à la note [4] référencée D309518024064 ;
- [8] : Rapport d'événement significatif pour la protection RER n° 00219 du CNPE de Dampierre en Burly, référencé D5140/TM/RER/0.02.19 survenu le 27 février 2019 ;
- [9] : Rapport d'événement significatif pour la radioprotection RER n° 0.08.18 survenu le 29 août 2018 sur le CNPE de Dampierre en Burly, référencé D5140/TM/RER/0.08.18 indice a ;
- [10] : Note de l'ASN aux exploitants nucléaires de base référencée CODEP-DEU-2018-021313 du 15 mai 2018 relative à la déclinaison de l'arrêté [2] pour la prévention, la détection et le traitement des fraudes ;
- [11] Courrier ASN CODEP-DCN-2014-023716 du 23 mai 2014 - Accord sous réserves à la mise en œuvre de la modification nationale PNPP3196 relative à la rénovation globale de la détection incendie
- [12] Courrier EDF D455014035784 du 6 août 2014 – Annexe 1 : Fiche question réponse
- [13] Courrier EDF D305514007300 du 21 février 2014 - Modification PNPP3196 « Rénovation globale de la détection incendie Palier P'4 » - Eléments sur l'instruction en cours
- [14] Décision n° 2019-DC-0662 de l'ASN du 19 février 2019 modifiant les décisions n° 2012-DC-0274 à n° 2012-DC-0283, n° 2012-DC-0285 à n° 2012-DC-0290 et n° 2012-DC-0292 du 26 juin 2012 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) des prescriptions complémentaires applicables aux sites électronucléaires de Belleville-sur-Loire, Blayais, Bugey, Cattenom, Chinon, Chooz B, Civaux, Cruas-Meysses, Dampierre-en-Burly, Flamanville, Golfech, Gravelines, Nogent-sur-Seine, Paluel, Penly, Saint-Alban et Tricastin au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté (ECS)
- [15] Note EDF D455616070020 - Manuel Qualité des Equipes Communes – Procédure P60 – Surveillance des fournisseurs
- [16] Note EDF D455616069983 Manuel qualité des équipes communes – procédure P53 – Habilitation Sûreté Nucléaire (SN)
- [17] Guide EDF D455619034930 - Formations et habilitations des intervenants en équipe commune – note guide P53
- [18] Courrier EDF D455014053105 du 17 décembre 2014