

Référence courrier :
CODEP-OLS-2024-044960

**Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Dampierre-en-Burly
BP 18
45570 OUZOUER-SUR-LOIRE**

Orléans, le 09 août 2024

- Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base - INB n° 84 et 85
Lettre de suite de l'inspection de revue du 09 au 14 juin 2024
- N° dossier :** Inspection n° INSSN-OLS-2024-0762
- Référence :**
- [1] Code de l'environnement, article L. 592-22
 - [2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, dit « arrêté INB »
 - [3] Arrêté du 20 novembre 2017 relatif au suivi en service des équipements sous pression et des récipients à pression simples
 - [4] Arrêté du 30 décembre 2015 modifié relatif aux équipements sous pression nucléaires et à certains accessoires de sécurité destinés à leur protection
 - [5] 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
 - [6] Note EDF « Référentiel Managérial EIP/AIP et ED » référencée D455019007553
 - [7] Note EDF « Note d'organisation locale « Etalonnage et vérification des appareils de mesure et des étalons » référencée D5140/MQ/NA/2OLI.04 » ind C.
 - [8] Note EDF « Déclinaison du référentiel « qualification des matériels aux conditions accidentelles sur le CNPE de Dampierre » référencée D5140MQNA8REF01 ind E.

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en référence [1] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection de revue a eu lieu du 09 au 14 juin 2024 sur la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly sur les thématiques suivantes : management de la sûreté, conduite des installations, maintenance, intégration des modifications matérielles et gestion des écarts.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les demandes, constats et observations qui en résultent.



SYNTHESE DE L'INSPECTION

Cette inspection de revue s'est déroulée du 09 au 14 juin 2024. L'équipe d'inspection était constituée de 14 inspecteurs de l'ASN et de 13 experts de l'IRSN. Une inspectrice de l'Autorité de sûreté canadienne (CCSN) accompagnait l'équipe de l'ASN dans le cadre des actions de coopération entre nos deux autorités. Cette inspection de revue a été planifiée à la suite de la dégradation des performances de sûreté du site, en 2022, et à la mise en place de votre plan « rigueur de sûreté », que vous aviez présenté à l'ASN le 17 avril 2024. Il s'agissait donc principalement d'évaluer, au travers des principales activités du CNPE, l'efficacité de ce plan ; cinq thématiques principales ont été abordées par les inspecteurs : management de la sûreté, conduite normale, incidentelle et accidentelle, maintenance, gestion des modifications et traitement des écarts de conformité.

L'inspection a débuté par une inspection inopinée, qui a eu lieu dans la nuit du dimanche 09 au lundi 10 juin. 4 inspecteurs de l'ASN et 2 experts de l'IRSN ont suivi les activités en cours sur les quatre réacteurs, en se focalisant principalement sur les activités de conduite et les activités de l'arrêt en cours sur le réacteur n° 1.

Le lundi 10 juin, cette inspection de revue a été associée à une autre inspection, également inopinée, consacrée à la force d'action rapide nucléaire (FARN), dont une composante est basée à Dampierre-en-Burly (cf. lettre de suite référencée CODEP-DEU-2024-033062 du 18 juin 2024). Les inspecteurs ont en particulier testé, par simulation, la relève d'une équipe de conduite par des équipiers de la FARN. Un scénario sur simulateur pleine échelle a ainsi été testé durant cette journée, sous le contrôle des inspecteurs de l'ASN.

L'inspection de revue a permis de constater la pertinence du « plan rigueur » mis en place par la direction du site, qui commence à porter ses fruits. Elle a également confirmé la nécessité de poursuivre les efforts pour concrétiser les résultats au plus près du terrain.

Les membres de l'équipe d'inspection ont pu identifier des nombreux points forts, dont le positionnement de l'encadrement et la politique volontariste de présence de celui-ci sur le terrain, la prise en compte des enjeux métrologiques, la gestion des modifications, la gestion de la documentation relative à la conduite incidentelle et accidentelle et la recherche de solutions de fond pour résoudre les problèmes rencontrés sur les matériels.

Les principales pistes d'amélioration constatées portent sur l'appropriation des difficultés du site par les intervenants (déclinaison du « plan rigueur » sur le terrain), la maîtrise du risque incendie, la fragilité du processus élémentaire « maîtrise de la réactivité » en salle de commande et les conditions d'entreposage des pièces de rechange. Les inspecteurs ont par ailleurs noté les fragilités, relevées par l'exploitant, de certains systèmes (injection de sécurité [système RIS], groupes électrogènes de secours notamment).



Inspection inopinée de nuit

Cette inspection a débuté par un contrôle inopiné, dans la nuit du dimanche au lundi 10 juin sur les 2 paires de réacteurs du CNPE. Une première équipe s'est déplacée en salle de commande des réacteurs n° 1 et 2 afin d'assister à un changement d'équipe, de contrôler diverses instructions temporaires de conduite (ITC) et d'assister aux échanges entre métiers et agents de conduite dans le cadre de la préparation d'une activité de décontamination de piscine par lancement haute pression dans le bâtiment du réacteur n° 1. Cette équipe c'est ensuite déplacée sur le terrain afin d'assister à cette activité pour y vérifier la mise en œuvre des dispositions de radioprotection annoncées.

La seconde équipe a concentré son action sur les activités en salles de commande des réacteurs n° 3 et 4.

Ce premier contrôle de nuit a permis d'identifier plusieurs points d'amélioration concernant la propreté des locaux et la gestion des ITC. Les inspecteurs considèrent que la déclinaison du processus « zone rouge », pour ce qui concerne la décontamination des piscines, doit être améliorée.

Culture de sûreté

Les inspecteurs en charge de la thématique « culture de sûreté » ont abordé durant la semaine un certain nombre de thématiques en lien direct avec ce sujet : définition et suivi des indicateurs de sûreté, stratégie de la direction du site, actions engagées en matière de développement de la culture sûreté, revue des deux macro-processus principalement concernés, fonctionnement de la filière indépendante de sûreté (FIS) et relations avec la direction, développement de la présence terrain, prévention et détection des irrégularités, suivi et pilotage du plan d'action corrective (PAC), recueil et traitement du retour d'expérience (REX) interne et externe, intégration du référentiel, politique relative aux facteurs organisationnels et humains (FOH) et missions des consultants facteurs humains (CFH) du site, GPEC (gestion prévisionnelle des emplois et des compétences) générale du site, hors conduite. Les inspecteurs ont par ailleurs suivi une « équipe dédiée terrain » le mercredi matin, consacrée à la culture sécuritaire (ce thème avait été programmé par le site en début d'année, indépendamment de l'inspection de revue – bien que correspondant à un domaine non suivi par l'ASN, il offrait l'avantage de pouvoir constater visuellement l'efficacité de la présence terrain).

Les inspecteurs ont apprécié le fort engagement de la direction du CNPE dans la mise en place d'une présence terrain effective des managers et le positionnement irréprochable de ces managers lorsqu'ils sont sur le terrain, à la fois porteurs des exigences et facilitateurs pour résoudre les difficultés rencontrées par les intervenants. La GPEC est apparue rigoureuse, dans un contexte d'attractivité difficile. Le pilotage du plan d'action corrective et de l'intégration du REX sont apparus de bon niveau. Les inspecteurs ont apprécié la qualité du travail réalisé par la FIS, notamment la qualité des renvois d'image « 360° » réalisés pour les services. Il a été suggéré au site de mieux travailler en réseau pour la prévention des irrégularités, le site ayant tendance à fonctionner en silo, comme le reste du parc, ce qui n'est pas propice au partage d'expérience. Enfin, les inspecteurs ont regretté le faible nombre de fiches « REX à l'intervenant » rédigées par le site, alors qu'il s'agit d'un site comportant 4 réacteurs ayant indéniablement des expériences intéressantes à partager avec les autres CNPE attendu que les quatrièmes visites décennales des réacteurs se succèdent depuis 2021.



Entretiens « facteurs humains »

En complément des autres techniques de recueil de données (le questionnement en salle, les visites terrain, les analyses documentaires), les inspecteurs de l'ASN ont mené 20 entretiens sur l'ensemble des thématiques avec quelques profils clés des services. L'entretien, outil de collecte de données qualitatives, a permis aux inspecteurs d'examiner divers sujets.

Pour le management de la sûreté (6 entretiens), les échanges avaient pour but d'apporter des éclairages sur les actions menées par le CNPE pour animer la politique sûreté au niveau du terrain. Le focus a été mis sur la compréhension des activités de la FIS, la prise en compte des facteurs organisationnels et humains dans les analyses d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) ou en amont des modifications majeures et sur la boucle du REX. Les entretiens ont confirmé que l'équipe d'ingénieurs sûreté (IS) était gréée de manière acceptable au jour de l'inspection de revue et bénéficie d'un vivier d'IS en formation. Le site a relancé les missions de conseils des IS et les actions de communication autour du management de la sûreté. Concernant l'intégration des FOH, il est noté une bonne implication des CFH dans les analyses approfondies suite aux événements significatifs. Cependant, ces analyses approfondies, bien qu'essentielles pour identifier les actions correctives adaptées à chaque cause profonde ayant concouru à la survenue d'un événement, occupent une bonne partie de leur temps de travail, ce qui obère leur capacité à être présents sur le terrain pour d'autres missions. De ce fait, ils réalisent peu de diagnostics de situations de travail. Enfin, l'organisation et l'animation du REX national sont considérées comme efficaces, mais des efforts restent à faire sur l'animation et le partage du REX au niveau local.

Pour la conduite (6 entretiens), les inspecteurs se sont intéressés à la formation et au maintien des compétences des équipes de conduite, au fonctionnement de l'encadrement de proximité (CE/CED/PT/DSE : chef d'exploitation/chef d'exploitation délégué/pilote de tranche/délégué sûreté exploitation) et à la phase de préparation des activités. Il en ressort que le site de Dampierre-en-Burly a mis en place plusieurs actions pour aider au maintien et à la montée en compétence des équipes de conduite notamment sur les sujets sur lesquels un recul de compétences est observé comme la maîtrise de la réactivité ou les pratiques de fiabilisation des interventions (PFI). Les entretiens ont aussi permis de mettre en visibilité des ambiguïtés dans les périmètres fonctionnels de la tête d'équipe, surtout en ce qui concerne la position du pilote de tranche qui nécessite des clarifications en matière de rôles et responsabilités.

Enfin, pour la maintenance (8 entretiens), les entretiens ont été centrés sur les aspects techniques comme la maintenance des diesels. Néanmoins, des sujets comme la ré-internalisation d'activités actuellement confiées à des prestataires et le maintien des effectifs de maintenance ont pu être abordés. Il apparaît que le site de Dampierre-en-Burly a déployé une vraie démarche de ré-internalisation des activités en vue de maintenir ou de réacquérir des compétences avec une dynamique pluriannuelle et des projections à l'augmentation, chaque année, du volume d'heures réinternalisées. De plus, les différents services de maintenance, comme MTE (machines tournantes et électricité), s'appuient sur différents viviers de compétences, comme l'AMT (Agence de Maintenance Thermique) pour maintenir les effectifs au nominal.



Conduite des installations

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par le service Conduite (SCO) pour lui permettre d'assurer l'exploitation de l'installation dans le respect des différents référentiels applicables. Ils ont contrôlé la GPEC de ce service, le pilotage des processus élémentaires sous sa responsabilité ainsi que les bases de données et les outils industriels qui sont utilisés pour l'exploitation de l'installation.

D'autre part, les inspecteurs ont mis des équipes de conduite en situation de gestion de plusieurs aléas techniques, sur le simulateur de conduite, pouvant altérer le bon fonctionnement de l'installation.

Les inspecteurs ont noté que la GPEC du SCO reste déficitaire, notamment pour les métiers de chef d'exploitation (CE) où les remplacements sont très fréquents, d'opérateur (OP) et d'agent de terrain (AgT) malgré les leviers de recrutements activés récemment par la direction du site. Pour autant, les inspecteurs ont noté que le SCO ne baissait pas le niveau d'exigences requis pour gréer les postes vacants et a créé un pôle de compétences dédié à l'accompagnement des nouvelles recrues, qui mérite d'être renforcé.

Les inspecteurs ont souligné le pilotage efficace du processus de gestion des condamnations administratives (CA), qui bénéficie d'un soutien fort de la part de la direction du site. Les constats relevés par les inspecteurs, en particulier ceux portant sur la qualité de pose des CA et le maintien de l'immobilisation physique des robinets démontrent que le plan d'action (PA) dédié, décidé suite à la dégradation des performances constatée en 2022 et 2023, doit être maintenu. Quant au lignage des circuits, les inspecteurs ont noté que le pilotage de ce processus est orienté exclusivement vers le SCO et mérite d'être décloisonné. Les inspecteurs considèrent que les performances de ce processus risquent de se dégrader à nouveau si le SCO ne sécurise pas suffisamment le passage à la nouvelle méthode de lignage dite « méthode DPN » (ML DPN). L'activité de consignation des circuits peut par ailleurs être perturbée par le manque d'anticipation des interventions par les métiers demandeurs de régimes de consignation, ce qui surcharge inutilement le SCO.

Les inspecteurs ont noté la bonne maîtrise du processus d'intégration des documents de la conduite en cas d'incident ou d'accident (CIA) ou d'accident grave (AG) malgré sa complexité. S'ils ont souligné positivement l'action de vérification de l'ensemble des fiches de manœuvre de CIA, prise à l'issue de précédentes inspections au cours desquelles plusieurs écarts sur ce point avaient été relevés, les inspecteurs ont constaté que cette action n'a pas été étendue aux fiches de manœuvres relatives à la gestion de l'AG, pour lesquelles de trop nombreuses anomalies subsistent encore.

Les inspecteurs n'ont pas relevé de défauts d'application des spécifications agressions. Les non-respects de prescriptions et les mises en défaut sont affichés en salle de commande (SdC) au même titre que les événements STE. Les inspecteurs s'interrogent en revanche sur la disponibilité totale du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) sur le réacteur n° 4 à la suite de l'absence de contrôle du respect de critères des règles générales d'exploitation (RGE) de groupe B lors du remplacement d'une pompe RRA.



Le processus de maîtrise de la réactivité (MR) au SCO affiche des résultats en retrait en 2022 et 2023. La dégradation des performances a été détectée de manière tardive par manque de remontée ou d'exploitation des signaux faibles dédiés. Les inspecteurs ont noté une réelle prise de conscience par le site de la dégradation de ces performances, qui a abouti à l'élaboration d'un plan d'action (PA) dédié. Ils ont constaté aussi une dynamique initiée récemment en ce qui concerne le portage des exigences, le partage des bonnes pratiques et l'accompagnement technique. Cette dynamique mérite d'être renforcée et pérennisée. Une inspection spécifique sur le thème de la maîtrise de la réactivité sera réalisée par l'ASN d'ici fin 2024.

Concernant les essais périodiques (EP), les inspecteurs ont constaté une qualité globalement à l'attendu des gammes consultées. Le CNPE devra cependant mettre à jour une note locale qui n'est pas suffisamment claire, comportant des points que les inspecteurs considèrent comme contraires à la section 1 des RGE IX, chapitre des RGE consacré aux essais et contrôles périodiques. Une revue des PA ouverts à la suite de la réalisation d'EP devra également être menée par le site afin de s'assurer que les actions sont bien intégrées par les métiers.

La pose et la gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires de l'installation (MTI) ont été vues à un niveau satisfaisant par les inspecteurs notamment au travers du plan de résorption du nombre de MTI. Le CNPE devra cependant faire preuve de davantage de rigueur sur certains points comme le respect de la périodicité des contrôles trimestriels, la création des tâches d'ordre de travail de pose des MTI et le respect des mesures compensatoires des instructions temporaires de conduite (ITC).

A l'issue des différentes observations dans les locaux de l'installation, sur le simulateur de conduite ou en SdC, les inspecteurs notent de nombreuses bonnes pratiques. Ils ont en particulier apprécié la qualité de la surveillance et la maîtrise de la sérénité dans les SdC. Ils ont également observé plusieurs agents en situation de travail et ont noté sur les activités contrôlées la bonne mise en œuvre des pratiques de fiabilisation des interventions (PFI). En particulier, les inspecteurs soulignent positivement l'application efficace du pré-job briefing.

Maintenance

Les inspecteurs ont contrôlé l'organisation mise en place par le CNPE pour la réalisation des activités de maintenance et pour s'assurer de la fiabilité des matériels.

Pour ce faire, les inspecteurs ont abordé les thématiques suivantes : l'organisation du site relative à la maintenance, le retard de réalisation de la maintenance préventive, la surveillance des prestataires, la gestion des pièces de rechange (PDR), la gestion de la métrologie et la gestion des équipements sous pression. Ils ont également réalisé un focus sur les groupes froids et la fiabilité de certains systèmes considérés comme en retrait sur le CNPE, à savoir les diesels et le système d'injection de sécurité (RIS) ainsi que les groupes froids. Ces contrôles, effectués par sondage, ont été réalisés en salle et sur le terrain.



Concernant l'organisation générale, les inspecteurs ont apprécié les efforts de transversalité qui ont été conduits par le CNPE, en développant des groupes d'animation métier (GAM) regroupant des agents des différents services de maintenance et étendus à des prestataires, ainsi qu'en développant une GPEC transverse maintenance. En revanche, les inspecteurs ont constaté que les notes d'organisation relatives à la maintenance ou aux services de maintenance n'étaient pour partie pas à jour. Par ailleurs, les inspecteurs ont apprécié la démarche mise en place avec l'AMT visant à assurer la montée en compétence d'agents EDF pour réinternaliser certaines opérations de maintenance et de chargés de surveillance pour renforcer la pertinence de cette surveillance sur les gestes techniques. En revanche, les inspecteurs ont relevé le retard encore important du CNPE dans la réalisation des activités de maintenance préventive dans les délais fixés par les référentiels et surtout le manque d'anticipation des activités arrivant en butée d'échéance.

Pour la surveillance des prestataires, les inspecteurs ont noté positivement que le CNPE se fixe des objectifs de contrôles des gestes techniques. Cependant, pour la réalisation du programme de surveillance, le fait de ne pas prendre comme donnée d'entrée le cahier des charges de la prestation, qui peut pourtant porter des exigences spécifiques, est considéré comme une piste d'amélioration par les inspecteurs.

Concernant le système RIS, un nombre important d'anomalies ou d'événements a eu lieu ces dernières années, induisant des arrêts de réacteur fortuits du fait de l'indisponibilité réelle ou supposée du système. Les inspecteurs ont pu vérifier que le site s'était effectivement emparé du problème de la fiabilité du système RIS, et avait mené une analyse des causes principales de ces événements, ce qui a débouché sur un plan d'action début 2024. Toutefois, les inspecteurs notent une prise de conscience tardive du CNPE sur ce sujet, les principaux événements ayant eu lieu en 2022.

Les inspecteurs ont pu constater que le processus de contrôle météorologique effectué par Dampierre-en-Burly était efficace. Il est apparu cependant fragile car il repose sur un unique prestataire mis sous surveillance renforcée lui-même supervisé par une équipe très réduite.

Concernant le sous-processus Pièces de rechange (PDR), les inspecteurs ont noté que la reprise en main de l'activité PDR était en cours depuis un an après une période de vacance du poste de responsable du processus, ce qui a nécessité une priorisation des actions à mener au regard des retards organisationnels accumulés. Tout le passif n'est pas aujourd'hui résorbé. Ainsi, à titre d'exemple, Dampierre-en-Burly reste le seul site du parc pour lequel le bilan du REX 2023 avec l'UTO (entité nationale du groupe EDF, en charge notamment de la sélection et du suivi des fournisseurs d'EDF) en ce qui concerne les PDR n'a été ni réalisé ni planifié.

Les inspecteurs ont noté que le site met en place des dispositions permettant de résorber les points de faiblesse identifiés. Le responsable du processus a par exemple indiqué que pour faire face aux difficultés récurrentes concernant la disponibilité des PDR lors des fortuits, un stock local de PDR jugées critiques et souvent utilisées (SEL) a été constitué. Ce stock était approvisionné à 82 %, par rapport à la liste des besoins identifiés, au moment de l'inspection. En cas de besoin, si le délai d'approvisionnement est supérieur à 10 jours, ce stock SEL est mis à contribution. L'UTO et les autres CNPE ont de la visibilité sur l'état du stock SEL du site de Dampierre-en-Burly qui peut être éventuellement utilisé pour dépanner un autre site après accord préalable de la direction du site de Dampierre-en-Burly.



Le contrôle des inspecteurs a également porté sur la liste des écarts concernant les PDR, et sur la liste des matériels classés EIPS identifié MQCA (matériel qualifié aux conditions accidentelles), conformément à la demande managériale N°2 du référentiel « qualification des matériels aux conditions accidentelles sur le CNPE de Dampierre » [8]). Ce contrôle a été jugé satisfaisant dans les deux cas.

A la suite de ces différents contrôles, des échanges ont eu lieu avec les représentants des métiers, concernant les stocks de petit matériel destiné à des interventions sur des équipements non classés dont ils pouvaient disposer et le risque de confondre ces PDR « banalisées » avec des PDR destinées à du matériel qualifié. S'il a été précisé que cette erreur n'était pas possible du fait que les PDR correspondant à des activités sensibles doivent être forcément retirées au magasin et leur étiquette collée dans les gammes, les inspecteurs ont constaté, lors de l'examen *a posteriori* du dossier de réalisation technique de la dernière visite de type 2 du diesel 1 LHP, qu'il était difficile d'établir la correspondance entre les étiquettes présentes dans le rapport de fin d'intervention et les PDR effectivement utilisées. Dans ces conditions, le suivi des PDR, qu'elles soient issues du stock métier ou du magasin général paraît impossible à garantir.

Si un groupe d'inspecteurs s'est intéressé à la gestion documentaire des pièces de rechange, un deuxième groupe a réalisé des contrôles de terrain concernant l'entreposage des PDR dans le magasin général, dans le bâtiment RGV 85 (dédié essentiellement à des PDR hors gabarit) et dans deux autres locaux dédiés spécifiquement aux consommables. Ces contrôles ont dû être complétés par une vérification, d'un local annexe au bâtiment RGV 85, ce bâtiment dénommé « annexe » n'ayant pas été identifié par les accompagnants des inspecteurs comme local d'entreposage. Les inspecteurs ont eu connaissance de ce local lors de leur analyse de l'étude du risque incendie.

Lors de ces contrôles, les inspecteurs ont pu relever les difficultés du CNPE à respecter ses propres règles de conservation des pièces de rechanges (notamment en température, hygrométrie et impact des Ultra-violet). Le suivi des charges calorifiques entreposées est également apparu comme peu robuste. Enfin, dans le bâtiment « annexe » au RGV 85, l'identification des pièces de rechange encore utilisables est apparue impossible le jour de l'inspection.

L'inspection des diesels a intégré un volet en salle et une visite sur le terrain. Lors de l'inspection en salle, les inspecteurs ont notamment réalisé par sondage un contrôle de plusieurs dossiers de réalisation de travaux menés sur les diesels :

- visite de type 3 - circuit de graissage - 0 LHT 201 GE (DRT04476653-17) ;
- échange standard 4 LHQ 254 PO + visite 4 LHQ 257 VH sur 4 LHQ 201 GE (DRT01759370-02) ;
- visite de type 2 du diesel 1 LHP (DRT05059872-02).

Les inspecteurs ont pu vérifier que les points d'attention étaient bien indiqués de façon visible dans les gammes d'activité : identification de matériel MQCA, références des appareils métrologiques et dates de validité à renseigner, pages prévues pour coller toutes les étiquettes des PDR. Des points de REX nécessitant une attention particulière sont indiqués, ce qui est satisfaisant. En revanche, les inspecteurs ont constaté que la qualité des dossiers était très inégale.



L'inspection terrain a porté sur l'état des diesels 2 LHP, 2 LHQ, les DUS (diesels d'ultime secours) des réacteurs n° 1 et 2, le GUS (groupe d'ultime secours), l'aire de dépotage et la navette avitailleuse. Ils ont pu constater que les locaux et les matériels étaient propres, et qu'aucune fuite n'était visible sur les diesels eux-mêmes ou sur les bâches. Cette inspection de terrain a conduit néanmoins à deux demandes et trois observations, reprises dans le corps de la présente lettre de suites.

Enfin, concernant les équipements sous pression nucléaires (ESPN) et les équipements sous pression (ESP), les inspecteurs ont vérifié les dispositions mises en place par le CNPE pour satisfaire aux exigences des arrêtés en références [3] et [4], tant du point de vue documentaire que d'un point de vue terrain.

Les inspecteurs retiennent comme point principal la nécessité pour le CNPE de formaliser les attendus en termes de formation du pilote ESPN. La très grande majorité des ESP exploités par le CNPE étant suivis selon des plans d'inspection approuvés par le service inspection reconnu, les inspecteurs ont concentré leurs investigations sur les quelques ESP non suivis par plan d'inspection, sans constater de manquement grave. Cependant, le CNPE pourrait améliorer son organisation afin de pouvoir apporter les éléments de preuve du respect de la réglementation de façon plus réactive.

Lors des visites des salles des machines, les inspecteurs ont pu relever plusieurs fuites actives dont certaines non connues du CNPE ainsi que des calorifuges en mauvais état ou absents. Un effort sur le bon état de conservation des équipements est donc attendu eu égard à ces différents constats.

Gestion des écarts et des modifications

Concernant la thématique traitement des écarts de l'inspection de revue, les inspecteurs ont contrôlé l'organisation générale du site notamment au travers des effectifs de pilotage alloués à ce processus élémentaire, des réunions de suivis existantes, des outils informatiques et mémos utilisés.

Les inspecteurs ont par la suite contrôlé au sein de trois métiers¹ l'organisation relative au traitement des écarts. Ils ont constaté des déclinaisons propres à chaque métier, avec des singularités non-identifiées dans les référentiels nationaux ou locaux. Celles-ci peuvent être à la fois nécessaires afin de préciser les attendus de chaque métier en fonction de ses spécificités, mais être *a contrario* entachées d'erreurs. Les inspecteurs ont observé à ce titre une situation où la consigne locale métier était non-conforme aux exigences nationales.

De l'inspection et des contrôles effectués par sondage, il ressort d'une manière générale que l'organisation du site relative au traitement des écarts est perfectible. Une consolidation du processus est attendue concernant :

- la mise en place d'un contrôle technique relatif au traitement des fiches de constat remontées par les prestataires ou en interne métiers, dès lors que ces fiches signalant une anomalie sur un EIP ne donnent pas lieu à la création d'une DT-AM (demande de travail / anomalie matérielle) ou d'un PA CSTA (plan d'action / constat). Il a été rappelé par les inspecteurs que le traitement des écarts constitue une AIP selon l'article 2.6.3 de l'arrêté [2] et doit donc faire l'objet de contrôle technique selon l'article 2.5.3 de l'arrêté précité ;

¹ MSR : machine statique robinetterie / SAE : service automatisme essais / MTE : machine tournante électricité

- le respect de certaines exigences des référentiels internes portant sur l'organisation retenue relative au traitement des écarts mais également en parallèle sur le respect des règles d'usage des outils informatiques utilisés, dont les règles d'usage P20 et P21 (il s'agit de règles internes définies par EDF pour le bon usage de ses outils informatiques dédiés aux activités de maintenance) notamment pour ce qui concerne l'exigence relative à la création d'une DT-AM pour toute anomalie matérielle observée sur un EIP ;
- l'identification des situations organisationnelles susceptibles de conduire à un non-respect de certaines étapes du processus de traitement des écarts et la mise en place de parades adaptées ;
- la vérification des notes de déclinaison et outils des métiers du processus de traitement des écarts par le pilote opérationnel de la thématique afin de garantir leurs cohérences avec les référentiels ;
- la mise à disposition auprès des agents du site d'outils ou mémos plus ergonomiques et pédagogiques.

Enfin, l'équipe d'inspection estime que les moyens humains alloués à cette thématique, transverse à l'ensemble des différentes activités du site, méritent d'être renforcés compte tenu des enjeux associés et au regard des moyens alloués par d'autres sites du parc.

Une partie de l'équipe d'inspecteurs a contrôlé la gestion générale des modifications devant être mises en œuvre dans le cadre des VD4 (quatrième visite décennale) sur le CNPE de Dampierre-en-Burly. En particulier, les inspecteurs se sont attachés à vérifier la documentation relative à certaines modifications (gamme d'essai, fiche de non-conformité) et ils ont procédé à une visite des installations sur lesquelles des modifications avaient été réalisées. Les contrôles réalisés par sondage de la gestion générale des modifications, de la documentation afférente et de leur état général sur le terrain sont satisfaisants. Les inspecteurs notent positivement le suivi général effectué par le CNPE ainsi que le suivi documentaire de la mise en œuvre des modifications. L'exploitant devra toutefois s'assurer de résorber certains constats faits par l'équipe d'inspection, en particulier en ce qui concerne le respect des engagements à la suite d'une précédente inspection, l'état de deux batardeaux ainsi que la gestion par les entités nationales d'EDF des fiches de non-conformité.

I. DEMANDES A TRAITER PRIORITAIREMENT

Sans objet.



II. AUTRES DEMANDES

Inspection inopinée de nuit

Processus zone rouge

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] impose 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. »

Enfin, ce même article précise que « le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources 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 1er. 1. »

La note d'application D5140/MQ/NA/4MRR.09 indice E relative au « processus pour une intervention, un déclassement ou un classement de locaux en zone rouge », qui concerne notamment les interventions en zone rouge comme les interventions comportant un risque de retrait d'une barrière physique pouvant conduire à une exposition de niveau zone rouge (ZR) (ex : transfert de filtres d'eau irradiants, sortie de corps irradiants du circuit primaire principal (CPP), de la cuve ou la piscine, retrait de protection biologique) est identifiée comme relevant de votre système de management intégré (SMI).

La note supra précise qu'*une réunion de validation commune (si possible) sous la responsabilité du métier demandeur est organisée au plus près de l'activité si possible. En cas d'impossibilité, le représentant métier appuyé par le CA SPR [chargé de travaux du service prévention des risques] du projet concerné, à défaut l'astreinte PCM5.4, présentent l'activité et le dossier ZR à chaque acteur signataire du formulaire) et que le représentant métier (demandeur) organise la rencontre physique entre les acteurs et le « signataire » Direction juste après la réunion de validation (cf. action n°3a) si possible.*

Enfin, le signataire « Direction » doit être informé en cas de modification du zonage RP (déclassement ou classement de ZR).

Dans la nuit du dimanche 9 juin au lundi 10 juin, les inspecteurs ont vérifié les dispositions prises concernant la décontamination par lancement de la piscine « interne » du bâtiment réacteur, la décontamination de la piscine « cuve » ayant été réalisée la veille.

Ils ont constaté que :

- la validation de l'ensemble des acteurs s'était étalée du 31 mai au 9 juin (date de validation de la direction pour les deux interventions) et que ces échanges n'ont donc pas eu lieu au plus près de l'activité (points 3.a et 3.d de la note D5140/MQ/NA/4MRR.09) ;
- le débit d'équivalent de dose constaté lors de l'intervention en la piscine « cuve » (65 mSv/h) n'avait pas conduit à remettre en cause le zonage rouge retenu (point 8.c de la note) ;
- ce débit d'équivalent de dose n'avait manifestement pas été transmis au signataire « direction » puisqu'il aurait alors conduit à un déclassement de la ZR (point 8.c de la note) ;

- les débits d'équivalent de dose (DeD) effectifs n'étaient pas renseignés sur les accès « zone rouge » (qui ne comportaient que la valeur seuil [100 mSv/h] de classement en zone rouge) ;
- le chargé de travaux avait signé le formulaire ZR en amont du PCT ZR et de la mesure DeD par SPR, le 9 juin au soir.

En l'état, votre application du processus zone rouge à la décontamination des compartiments de la piscine du bâtiment réacteur ne répond pas à votre référentiel réglementaire D455021007565 qui rappelle que le classement radiologique des locaux repose principalement sur les valeurs issues des mesures des débits d'équivalent de dose ambiants (ou d'études de poste si celles-ci couvrent l'ensemble des situations possibles). La signature anticipée des accès et le classement en zone rouge de « locaux » qui seraient en zone orange tend à banaliser des accès qui doivent rester exceptionnels et justifiés.

Demande II.1 : modifier votre organisation pour que la validation « direction » d'une zone rouge repose sur un débit de dose mesuré et qu'un déclassement soit effectué lorsque les mesures effectuées contredisent l'étude de poste ayant conduit à la rédaction d'un accès zone rouge.

Instructions temporaires de conduite

La note EDF D5140/NT/16.008 indice G relative au processus de gestion et de mise à jour de la documentation du service conduite précise que « l'instruction temporaire de conduite (ITC) est un document rédigé pour prendre en compte des contraintes d'exploitation à satisfaire sur une durée limitée (en principe inférieure à 2 mois).

Ce document peut être mis en place pour garantir les orientations ou dispositions particulières prises par la hiérarchie à l'aide d'un mode opératoire afin de préciser, restreindre, étendre, modifier ou remplacer tout ou partie d'une ou plusieurs consigne(s) permanente(s). Ce document ne peut pas se substituer aux consignes temporaires pour modifier des consignes permanentes.

Elles formalisent des demandes de surveillance accrue de paramètres en évolution, des recommandations de fonctionnement suite au retour d'expérience, des démarches de fonctionnement particulier en vue d'essais à réaliser ou pour l'analyse de fonctionnement. »

Lors de l'inspection inopinée de nuit des 9/10 juin, les inspecteurs ont relevé que :

- si les premières pages de l'ITC N° 2024-00010 relative à la prochaine campagne mercure correspondent aux attentes de la note D5140/NT/16.008, les suivants s'apparentent plutôt à des activités courantes de service, l'excès de détail pouvant nuire à l'efficacité de la surveillance en salle de commande ;
- l'ITC 2023-00095 (qui en est par ailleurs à sa troisième prolongation) devra être suivie avec plus de rigueur lors du démarrage du réacteur 1 car les relevés effectués avant cet arrêt montrent que l'enregistrement des concentrations en hydrogène mesurées n'a été que partiel, rendant le suivi de tendance difficilement exploitable.

Demande II.2 : veiller à conserver le caractère opérationnel des ITC.



Lors de leur passage en salle de commande du réacteur n° 1, les inspecteurs ont constaté que, contrairement à ce qui peut être observé sur plusieurs autres centrales EDF, il n'y a pas de méthode robuste permettant de rattacher visuellement une vérine d'alarme ou une fiche d'alarme à une ITC valide (cadre spécifique de verrine, autocollant sur la fiche d'alarme, etc.). De ce fait, la bonne application des ITC en cas d'alarme repose intégralement sur la mémoire des opérateurs, qui ont normalement pris connaissance des ITC en cours lors de leur prise de roulement de quart.

Demande II.3 : examiner la possibilité de renforcer physiquement le lien entre ITC et fiches d'alarme et/ou vérine d'alarme.

Propreté radiologique des locaux

Le référentiel managérial D455021007566 relatif à la maîtrise des zones précise que « les locaux ou ensemble de locaux relevant de zones contrôlées font l'objet d'un affichage complémentaire à l'affichage réglementaire, standardisé, à chaque accès.

Le risque de contamination interne dans les locaux est évalué par des mesures de contamination surfacique. En cas de contamination surfacique sèche et labile supérieure à 400 Bq/cm² en émetteurs bêta/gamma, le risque de contamination interne est à considérer pour accéder et circuler dans la zone (dans le cadre d'une activité, c'est l'analyse de risques qui définit le risque d'exposition interne, cf. thème Maîtrise opérationnelle des chantiers et activités d'exploitation).

Le risque est alors affiché aux entrées des locaux, avec les conditions d'accès définies par le service en charge de la radioprotection ».

A noter par ailleurs que votre référentiel réglementaire D455021007750 rappelle les dispositions de l'article R.4451-19 du code de l'environnement concernant notamment la nécessité d'améliorer la *propreté radiologique en mettant en œuvre des moyens techniques et organisationnels pour contenir la contamination, notamment par confinement et aspiration à la source et en adaptant la circulation des travailleurs, les flux des équipements de travail et les moyens de protection tels que définis à l'article L. 4311-2.*

Lors des contrôles effectués dans le bâtiment du réacteur n° 1, les inspecteurs ont constaté, dans l'espace annulaire de circulation, à proximité de 1RCP323MD et de 1RCP884VP, la présence de bore sur le sol et les parois, signes qu'un déversement ou une projection d'eau primaire avait eu lieu et qu'il (ou elle) n'avait pas été nettoyée ce qui ne peut que favoriser la dispersion de contamination.

A toute fin utile, je vous rappelle également que le bore est une substance classée CMR (cancérogène, mutagène, reprotoxique) et qu'il convient donc d'en limiter l'exposition.

Demande II.4 : effectuer une décontamination et un nettoyage des traces de bore éventuellement associées dès l'identification d'un épandage d'eau primaire.



Management de la sûreté

Intégration du référentiel

Le CNPE reçoit informatiquement les demandes d'intégration des nouveaux référentiels nationaux sous forme de PA DOCN (plan d'action documentaire). Ces PA DOCN sont alors dupliqués par un sous-traitant pour le compte du CNPE, avec création d'une action par service concerné. Les inspecteurs ont constaté que le prestataire réalise son propre contrôle de la prestation, mais celui-ci n'est pas tracé. Le CNPE réalise par ailleurs un contrôle à 100 % des PA DOCN dupliqués, ce contrôle n'étant pas tracé non plus. Le CNPE réalise deux fois par an une action formelle de surveillance sur cette activité, correctement tracée cette fois.

Demande II.5 : veiller à ce que le contrôle technique réalisé par le prestataire sur son activité soit correctement tracé, conformément aux exigences de l'arrêté [2].

Entretiens relatifs à la Filière indépendante de sûreté (FIS)

Grément et charge de travail des IS

La FIS du CNPE de Dampierre-en-Burly comprend six IS d'astreinte, trois IS AT (arrêt de tranche) et un IS TEM (tranche en marche). En plus de six IS d'astreinte en poste, il y a six IS en formation. En fonction de leur niveau de formation et de leur maturité sur les sujets, les six IS en formation participent aux échanges sur les analyses DI100 lors des rituels de l'équipe d'IS. Les IS en poste ont une ancienneté moyenne de 5 ans, ce qui est cohérent avec la moyenne nationale d'environ 6 ans sur un poste d'IS d'astreinte avant un changement de poste. Le grément de l'équipe IS est en conformité avec les orientations du national.

Les quatre missions principales des IS sont la réalisation des analyses sûreté, les vérifications en temps réel et les vérifications flash, la mission d'appui-conseil auprès des services et enfin la mission d'intégration du prescriptif. La mission de vérification est menée conjointement avec les deux auditeurs internes du site, dont les postes seront supprimés en 2025 pour l'un et 2026 conformément aux orientations nationales. Pour ce qui est de la charge de travail des IS, il est plutôt remonté aux inspecteurs des problématiques de fluctuation d'activités avec des pics importants que des problématiques de volume global de l'activité. En effet, selon l'actualité du site et des événements, les modifications en cours ou encore les actions de communication, les IS peuvent être fortement sollicités et rencontrer des difficultés dans la réalisation de l'ensemble de leurs missions. Pour exemple, avec les modifications liées aux VD4, sur les années 2022 et 2023, la mission d'appui conseil des IS auprès des services avait été mise de côté au bénéfice de l'intégration du référentiel VD4. Les IS absorbés par le temps réel lié à la situation du site à cette période et par les évolutions du référentiel, avaient moins de temps à consacrer aux actions de fond d'accompagnement et de sensibilisation sûreté auprès des équipes opérationnelles. La mise au second plan de cette mission essentielle a probablement joué un rôle dans la baisse de l'ancrage de la culture sûreté sur le site de Dampierre-en-Burly. Ceci d'autant plus que ce site, faisant face à des difficultés inhérentes à son positionnement géographique comme le manque de profils adaptés et opérationnels tout de suite ou le fort turn-over, recrute souvent des profils novices aussi bien en expertise que dans le domaine du nucléaire auprès desquels il est nécessaire de renforcer l'accompagnement et la transmission des exigences de sûreté.



Demande II.6 : veiller au respect de la réalisation de l'ensemble des missions des IS essentielles à l'ancrage de la culture sûreté et renforcer les actions d'acculturation sûreté auprès des nouveaux arrivants issus ou non de la filière nucléaire.

Animation de la politique sûreté au quotidien

Face au REX événementiel sûreté 2022-2023, le site de Dampierre-en-Burly a identifié et déployé des actions d'amélioration à plusieurs niveaux de l'organisation afin de redynamiser le management de la sûreté.

Au niveau de la FIS, la relance de la mission d'appui conseil des IS s'est concrétisée par :

- la mise en place d'un IS appairé auprès d'un service et/ou d'un métier et à une équipe de conduite. La partie conduite est couverte par les six IS en poste et un IS en fin de parcours de formation. Chaque IS appairé échange avec le CE ou le responsable d'équipe sur les faiblesses de son équipe et ils identifient ensemble les besoins d'appui qui peuvent prendre plusieurs formes :
 - o Diffusion des messages sûreté et travail sur des thématiques en recul comme la maîtrise de la réactivité ou les PFI ;
 - o Sensibilisation au référentiel VD4 et identification des points sensibles aux erreurs VD4 (ex. les nouveaux matériels requis) ;
 - o Utilisation des STE ;
 - o Partage et capitalisation du REX.
- la refonte du compte-rendu d'astreinte des IS en 2023, qui est passé d'un document PowerPoint de 15 pages (très peu lu) à une synthèse plus courte comprenant un article pédagogique en lien avec l'actualité sur une thématique ou des compléments techniques. Les articles pédagogiques permettent aussi de traiter des thèmes pas souvent abordés ou paraissant hors du périmètre direct de la sûreté (sensibilisation auprès de l'équipe commune suite à des événements sûreté liés à la pose d'échafaudages). L'article pédagogique peut être accompagné d'une présentation auprès des équipes le souhaitant.
- la réalisation de la confrontation IS et CE à 4. Cela permet aussi bien aux deux IS d'astreinte qu'aux 2 CE de quart d'être au même niveau d'information sur les problématiques sûreté de l'ensemble des 4 réacteurs. Ce partage d'informations à 4 a le double avantage :
 - o De préparer le travail de l'IS d'astreinte après 17h, qui se retrouve seul à gérer les 4 réacteurs ;
 - o D'enrichir les échanges dans la compréhension des problématiques, pour le partage de connaissances, ou sur des sujets plus précis comme les critères de déclaration dans le cadre d'événements significatifs. L'IS et le CE qui ne sont pas directement concernés par le sujet ont une prise de recul qui permet souvent d'apporter le bon niveau d'éclairage dans les échanges.
- le lancement du point mensuel IS/DU (directeur d'unité) pour recalculer le plan d'action sûreté.



Au niveau des services, la présence managériale (Visites managériales de terrain -VMT / observations en situation de travail - OST, ...) sur le terrain a été renforcée.

Au niveau de la communication, les actions de communication autour de la culture sûreté ont été renforcées, telles que : les Flashs culture, le *Safety message*, l'animation du stand sûreté au *Safety Day* par la FIS, la mise en place des fondamentaux transverses mensuels, etc.

Demande II.7 : maintenir la dynamique amorcée sur l'animation de la sûreté, en accentuant les sensibilisations régulières auprès des équipes opérationnelles.

Entretiens relatifs aux FOH

Prise en compte des FOH et politique FOH

Les inspecteurs ont constaté qu'il n'existe pas de politique FOH formalisée au niveau du site de Dampierre-en-Burly. Les activités FOH suivent les directives de la note d'orientation des FOH de la DPN (Direction de la production nucléaire d'EDF).

En complément de cette note, la note d'organisation du SQS (service qualité sûreté), comporte un chapitre dédié aux activités des CFH. Les CFH du site participent également au GT (groupe de travail) culture de sûreté sur la culture juste. Bien qu'utile et présentant un intérêt, ce GT n'est pas suffisant pour permettre aux CFH de diffuser une démarche FOH au sein des services et de faciliter l'appropriation des principes fondamentaux du domaine des FOH. Ceci d'autant plus que les CFH du site ne bénéficient pas d'un réseau de correspondants FOH au sein des différents services sur lequel s'appuyer pour diffuser les bons messages et participer à l'acculturation des équipes opérationnelles du site sur les FOH.

Les CFH du site sont intégrés au réseau FOH national. A ce titre, ils participent à l'audio des CFH qui a lieu tous les 15 jours et qui est animée par la DPN. Il s'agit d'un temps d'échange plutôt descendant sur les actions en lien avec le leadership et l'accompagnement managérial à l'appropriation des principes FOH, et sur les actualités en termes de FOH. Durant cet échange, il y a également un temps de partage permettant d'acculturer les nouveaux arrivants et d'acquérir des connaissances ou des bonnes pratiques au travers du partage d'expérience, des réflexions sur les évolutions du métier et des pratiques (ex. mise en place de la nouvelle méthode DPN d'analyse des ESS).

Au niveau local, au titre de leurs missions, les CFH :

- animent le réseau PFI et les formations associées ;
- sont impliqués dans la démarche d'analyse des ESS. Ils sont un appui méthodologique au pilote de l'analyse et ils participent aux étapes clés de ladite analyse. Si le pilote de l'analyse n'est pas formé ou vient de prendre cette mission, il y aura un appui renforcé des CFH avec si nécessaire un accompagnement durant les phases de recueil des données (réalisation des entretiens). Si le pilote est chevronné, les CFH s'assurent juste que l'ensemble des barrières tombées ont bien été identifiées et les mesures correctives prises sont adaptées pour limiter la reproduction de chaque défaillance. Cette implication dans les analyses d'ESS permet d'assurer la cohérence, la complétude de la recherche des causes profondes (cheminement des causes apparentes vers les

causes profondes) et d'identifier les mesures correctives adaptées qui permettent de diminuer le taux de récurrence des ES ;

- réalisent les analyses SOH (socio-organisationnelles et humaines) en amont du déploiement de modifications majeures (ex. analyse SOH sur l'introduction de l'outil Connect ou sur la fusion de deux services) afin d'orienter les choix organisationnels et techniques.

Malgré leurs missions variées, les inspecteurs ont constaté que les CFH du site de Dampierre-en-Burly réalisent peu de diagnostics de situations de travail complexes ou propices aux erreurs humaines. Cela est dû d'une part à un manque de disponibilité des CFH pour faire de la présence terrain - la majorité de leur temps de travail est affectée aux analyses approfondies des ESS- et d'autre part à une faible sollicitation des services sur ces sujets. Ce dernier point est une conséquence de l'absence de réseau de correspondants FOH sur le site, car les relais FOH au sein des équipes, en plus de participer à l'acculturation FOH, ont également la mission de remonter les besoins en termes de soutien FOH. Ce manquement concourt à une méconnaissance, par les services, de ce que peut apporter un soutien FOH au quotidien.

Demande II.8: étudier l'opportunité d'activer un réseau de correspondants FOH sur le site qui permettrait d'animer le sujet au niveau du site, de diffuser la culture FOH au sein des services, de redonner du sens et de la visibilité aux apports des CFH.

Entretiens relatifs au REX

Animation du REX national et local

Le CNPE de Dampierre-en-Burly dispose d'une organisation REX formalisée, avec la nomination d'un PIREX (pilote du REX), qui s'appuie sur un réseau de correspondants (COREX) désignés au sein de chaque service. Les inspecteurs ont noté l'absence de lettre décrivant les missions des COREX. Pour l'animation du REX national, le PIREX fait le lien entre le national et le site. En début de semaine, il reçoit le REX hebdomadaire de l'UNIE, qu'il diffuse au COREX de chaque service. Chaque COREX a la charge de le diffuser au sein de son équipe en fonction des sujets qui la concerne. Tous les 15 jours, un point d'échange est fait entre les COREX et le PIREX, ce point étant animé par ce dernier. Si des éléments du REX national doivent être déployés au niveau local, le PIREX intègre les actions de l'UNIE dans l'outil informatique Caméléon. S'il n'y a pas d'actions prédéfinies par le national, avec la collaboration des COREX concernés par le REX, le PIREX définit les actions et les échéances à rentrer dans Caméléon. Une revue de synthèse du REX est réalisée une fois par an avec l'ensemble des acteurs du REX du site. Les inspecteurs constatent une bonne animation du REX national qui reste cependant très descendante et reposant énormément sur le PIREX.

Pour ce qui concerne le REX local, l'animation est moins formalisée. Les actions sont plutôt réalisées au niveau des services. Chaque service, avec son COREX, met en place une organisation qui lui permet de partager son REX. Les chefs de section délégués gèrent le REX de leur périmètre et les plans d'action qui en découlent. La thématique de la recrudescence des événements est également traitée par service et sur des domaines précis, il est ainsi difficile de capter des signaux faibles sur le site. Le REX restant au niveau de chaque service, les bonnes pratiques développées restent à des niveaux restreints. Toutefois, une boîte aux lettres des *Tops* et des *Flops* a été mise en place dans chaque service ; elle permet de partager le REX sur certains points marquants, mais ce REX reste en local ou est partagé avec le service RH et/ou formation.



Demande II.9 : mettre en place une organisation de partage du REX en local et rédiger la lettre de mission des COREX en y précisant leur rôle dans l'animation du REX local.

Entretiens relatifs à la conduite des installations

Maintien des compétences

Durant les entretiens, il a été remonté aux inspecteurs que les équipes de conduite sont à jour dans le suivi des formations et que les équipes sont gréées de manière nominale. Il est souligné que le turnover observé sur le CNPE pénalise l'ancrage et la pérennité des compétences. Les équipes sont relativement jeunes, avec une ancienneté moyenne comprise entre 3 et 5 ans aussi bien pour les opérateurs que pour la tête d'équipe. Les agents de terrain présentent une ancienneté légèrement plus importante, d'en moyenne 8 ans.

Pour ce qui est de la remontée des besoins en formation, il a été indiqué aux inspecteurs que, du fait d'un parcours de formation dense et complet aussi bien au niveau initial que pour le recyclage, l'équipe présente en salle de commandes remonte très peu de besoins spécifiques de formation. Lorsqu'un opérateur ressent le besoin de travailler de manière plus approfondie un champ de son activité, il remonte sa demande directement au pilote de tranche (PT). L'accompagnement à la montée en compétences, si elle n'est pas trop complexe techniquement, se gère en salle de commande durant le déroulement des activités (par exemple en quart de nuit, souvent moins sollicitant qu'un quart de jour). Quant aux agents de terrain, ils réalisent quelques demandes de formations spécifiques surtout en lien avec le calage des modifications VD4 (intégration de plus de 80 modifications) et en lien avec les PFI (Cf. Rex événementiel). Les chefs d'exploitation (CE) ont du mal à programmer leurs formations en recyclage, du fait de leur charge de travail importante. De plus, le passage sur simulateur d'un CE nécessite de bloquer 5 personnes.

Des actions d'améliorations ont été mises en place par le CNPE, comme :

- la relance des comités compétences, l'objectif étant de tenir les 3 sessions prévues de cette année, contre 2 sessions en moyenne en 2023 et 1 session en 2022 ;
- l'amélioration de la planification des formations, l'objectif étant de réduire les replanifications de formation (en moyenne entre 2 et 3 replanifications pour certaines formations). Ce point reste un vrai irritant côté bloc. Les agents de terrain remontent ne pas avoir de difficulté avec la planification des formations sur les journées hors quart et avec le lissage annuel des formations ;
- la mise en place de formations réactives au niveau du CNPE, pour pallier les indisponibilités de places au niveau national et réduire les temps d'attente pour former les équipes sur un sujet. Le CNPE s'appuie sur l'appui formation conduite (AFCO) ;
- la réadaptation des formats de formation, transformation de certains e-learning en formations en salle lorsque c'est nécessaire. Par exemple, la formation sur la nouvelle installation CTE (station de traitement contre la prolifération des légionelles et des amibes), qui était au départ en e-learning, a été refondue par le service de formation suite aux remontées des agents de terrain qui considéraient qu'elle manquait de cas pratique, qu'elle était trop théorique et qu'elle

négligeait des points importants (absence de description de certaines étapes). Il a organisé de manière réactive des sessions de formation en présentiel en rajoutant des aspects pratiques ;

- le renforcement de la présence managériale sur le terrain (renforcement des visites managériales de terrain -VMT) et en SDC. D'une part, cela permet aux CE de recalibrer les messages managériaux et de faire un peu de pédagogie et d'autre part d'avoir une vision réelle du niveau de compétences des équipes (ne pas se fonder uniquement sur l'auto-positionnement, souvent trop positif par rapport à la réalité des choses).

Des actions de formation plus spécifiques sont mises en œuvre sur les thématiques en recul du point de vue compétences.

- Concernant plus spécifiquement la problématique des compétences en matière de maîtrise de la réactivité :
 - enrichissement du guide sur la maîtrise de la réactivité (diffusion vers les équipes à venir) ;
 - nomination de 1 ou 2 agents en charge de l'animation de la thématique maîtrise de la réactivité ;
 - création de 9 incontournables sur la maîtrise de la réactivité pour accentuer la vigilance sur ce sujet (création de la trame en cours) ;
 - causeries autour des signaux faibles sur la maîtrise de la réactivité et sur un ESS survenu en 2023 (temps d'échanges organisés avec les OP pour faire prendre conscience que reprendre en manuel une régulation de la température (avec le groupe R) peut donner l'impression de gagner du temps pour l'OP mais qu'il y a des risques de sortie de domaine à agir de la sorte).
- Concernant les PFI :
 - lancement de la gazette PFI ;
 - relance de l'animation des PFI dans les équipes avec la nomination d'un ou deux référents PFI selon les équipes ;
 - organisation des journées PFI ;
 - renforcement des visites managériales sur le recours aux PFI sur le terrain.

Il a été indiqué aux inspecteurs que bien que Dampierre-en-Burly ait du mal à pérenniser les équipes, l'accompagnement des équipes à la montée en compétences est mené de manière scrupuleuse. Les personnes interrogées par les inspecteurs estiment que le site prend le temps de former les équipes et de bien les former, d'accompagner les agents de terrain à acquérir le sens des actions réalisées afin qu'ils soient en mesure d'analyser des situations, de faire des pré-diagnostic et d'identifier les impacts sûreté de leurs gestes.



Les équipes de conduite apprécient la nouvelle dynamique lancée autour des journées CE (en moyenne 4 journées par an) qui permettent d'une part de travailler sur des thématiques sur lesquelles les équipes sont en recul ou encore sur la complétude des analyses de risques et de travailler sur la cohésion d'équipe qui permet aux équipes, autour d'activités de convivialité, d'apprendre à mieux collaborer. Le travail autour des contrats d'équipe, permettant de définir les forces et les faiblesses est également très apprécié pour la montée en compétences et pour la construction de la cohésion des équipes (permet de développer l'entraide).

Fonctionnement de la tête d'équipe (CE /CED/PT/DSE)

EDF a profondément modifié, en 2019, l'organisation des équipes en salle de commande, pour s'aligner sur les organisations déployées chez plusieurs exploitants à l'international. La nouvelle organisation comporte 2 opérateurs et 1 pilote de tranche. La fonction de PT a été introduite dans l'objectif d'améliorer la performance globale de la conduite au niveau du bloc. Ses missions tournent autour de la supervision des activités des deux opérateurs. Le PT doit être le seul superviseur au sein de la tête d'équipe.

Les principales missions du PT consistent à construire et avoir tout au long du quart, en temps réel et T0 + 2h à 4h, une vision réelle de l'état de l'installation, avec de bonnes connaissances sur les limites de fonctionnement et les marges associées afin d'orienter la recherche de solution en cas de gestion d'aléas. Il doit être le garant d'une répartition efficace des activités (affectation des missions aux différents opérateurs) au sein de la SDC. Il est également le premier maillon de la chaîne d'appui technique, il doit être en mesure d'apporter les orientations dans les processus, sur la documentation, durant la gestion des aléas techniques et/ou organisationnels et d'appeler le renfort (CE / CED) en cas de difficultés majeures afin qu'eux sollicitent les appuis requis. Le PT vient ainsi compléter la composition de l'encadrement de proximité (tête d'équipe) au niveau de la conduite. En théorie, la définition des missions de chaque acteur de ce management de proximité est donc claire et connue par les équipes.

Toutefois, les inspecteurs ont relevé des insuffisances dans la représentation des limites de certains métiers de l'encadrement et dans la compréhension et le respect des rôles et responsabilités de la tête d'équipe. En effet, certaines frontières entre postes, notamment CED/PT sont perçues comme floues. Le respect des limites entre ces deux métiers (CED/PT) repose sur le niveau de compétences et d'autonomie de l'équipe de manière générale, mais surtout sur celui du PT, qui va entraîner une présence plus ou moins fréquente du CE et du CED en SDC. Quand le PT est débutant à son poste et pas issu du terrain, ou s'il montre encore des fragilités techniques, il y a une forte présence et implication du CED en SDC et dans le suivi des activités des OP. Cela pose alors un problème de montée en compétences du PT et de légitimité auprès des équipes. L'intégration du PT dans les équipes est donc très dépendante du comportement des personnes composant les équipes et des pratiques (niveau de compétence, autonomie, tolérance, confiance en l'équipe par le CE ...). Le respect de la fonction PT repose en grande partie sur les personnes et non sur les processus, ce qui ne traduit pas une organisation mature. Il est par ailleurs signalé le non-respect des chemins de communication, le CED pouvant être sollicité en parallèle ou sans information du PT, alors que l'opérateur doit d'abord échanger avec le PT, qui partagera ensuite avec le CED. Le chevauchement constaté entre ces deux fonctions nécessite d'être clarifié.



Demande II.10 : communiquer à l'ASN le plan d'action sur le renforcement des postures en SDC décrivant les actions de clarification mises en place auprès des équipes et de l'organisation sur le respect des rôles et responsabilités de chaque fonction encadrante avec des actions renforcées autour de la place du PT.

Demande II.11 : veiller au respect des chemins de communication entre acteurs afin d'éviter la cascade des différentes fonctions et le report de responsabilités.

Disponibilité du CE en SDC et sur le terrain

Le CE, en tant que manager hiérarchique et fonctionnel des équipes de conduite, est le garant de la sûreté de l'installation. Il assure la fonction tête haute en cas de gestion d'aléas. Pour ce qui est de la présence en SDC des CE, depuis deux ans, suite au REX négatif sur l'augmentation des ESS côté conduite, des orientations organisationnelles prises par le site conduisent à une présence plus fréquente des CE (ou du CED) en SDC. Le CE est dorénavant présent pour assister aux PJB des activités à risques ou sensibles aux erreurs et pour passer les bons messages en termes de sûreté. Or, cette présence plus fréquente du CE en SDC conduit les opérateurs et le PT à l'intégrer trop rapidement dans la résolution de problème. Ils se retournent vers lui pour demander son support en cas de difficultés. L'intégration précipitée du CE dans l'élaboration de la solution nuit à la construction de sa vision contradictoire et à sa capacité à challenger / à réinterroger les pistes de solutions envisagées par le binôme PT-OP avec un risque de dilution des responsabilités. Les interlocuteurs des inspecteurs ont évoqué une baisse d'autonomie des équipes pour lesquelles les CE sont très présents en SDC, les équipes se reposant trop souvent et trop vite sur le CE. Cette augmentation du temps de présence des CE en SDC a un impact sur l'organisation des VMT par les CE. Avec un volume d'activités déjà important, les CE indiquent rencontrer des difficultés pour bloquer du temps de présence sur le terrain et faire de « l'effacement » en SDC. La présence d'un 8^{ème} CE faciliterait grandement cette réallocation de leur temps de travail en étendant les possibilités d'effacement des CE responsables d'équipe.

Demande II.12 : finaliser l'organisation sur la mise en place du 8^{ème} CE.

Préparation des activités

Des défauts de préparation ou la préparation partielle des activités sont identifiés parmi les causes profondes de plusieurs ESS et ce, quel que soit l'état de l'installation, en arrêt de tranche (AT) ou en tranche en marche (TEM). Toutefois, une proportion légèrement plus importante d'ESS survient lors des arrêts de réacteur, du fait notamment du plus grand nombre d'activités programmées/déprogrammées. Cette programmation fluctuante perturbe de ce fait la phase de préparation des activités surtout en AT (gestion des plannings, de la coactivité des différents régimes, ...). La phase de préparation des activités est affectée aussi bien sur le fond que sur la forme. Durant les AT, selon les fluctuations d'activités, les équipes disposent de plus ou moins de temps pour réaliser leur préparation, avec un mélange des étapes d'appropriation de l'activité et du PJB, même si cela n'a



pas été constaté par les inspecteurs durant leurs visites sur le terrain ou lors des observations sur simulateur du 10 juin 2024.

Les inspecteurs constatent un recours assez fréquent au PJB en 3 points par téléphone. Cette pratique, bien qu'elle permette de se construire une représentation de l'activité en identifiant les risques et les parades, n'est pas à recommander car l'échange à distance entraîne un appauvrissement du PJB, en ne permettant pas :

- d'avoir tous les acteurs concernés autour du téléphone pour réaliser le PJB. Il prend plutôt la forme d'un échange bilatéral très court entre deux acteurs, souvent l'OP et l'agent de terrain ; Ce format court ne permet pas toujours de se remémorer : les buts, les risques, les parades et de mettre l'accent sur les actions sensibles aux défaillances humaines ;
- de s'assurer de la bonne compréhension de l'intervenant des risques et parades attendant à l'activité à réaliser (perte des feedbacks non verbaux) ;
- d'enrichir les parades au travers le partage du REX et la recherche commune de solution

Demande II.13 : sacraliser les temps de préparation des activités en remettant l'accent sur la séparation des phases d'appropriation et des PJB.

Il a été signalé à plusieurs reprises aux inspecteurs la non réalisation du débriefing au sens strict des PFI (6^{ème} PFI) alors qu'il joue un rôle important dans l'enrichissement des PJB. Le debriefing n'est quasiment pas réalisé, même si quelques services commencent à le mettre en place (ex. chimie-environnement) et à le tracer dans l'application informatique Caméléon debriefing. Lorsqu'une activité dite à risque se passe bien, cela est souligné en debriefing d'équipe en fin de quart. Si des difficultés majeures sur une activité sont rencontrées, elles sont soit remontées à l'oral au manager (sans traçabilité) soit elles sont tracées dans la boîte aux lettres des *Tops* et des *Flops* ou dans Caméléon debriefing.

Demande II.14 : mettre en place les dispositions organisationnelles permettant de réaliser le debriefing et de tracer les retours issus de ce debriefing après chaque activité ayant fait l'objet d'un PJB complet en présentiel.



Conduite des installations

Maîtrise de configuration des circuits de l'installation

Dispositif d'immobilisation des organes soumis à condamnation administrative (CA)

La note de gestion des CA par le service Conduite du CNPE de Dampierre référencée D5140/MQ/NA/3MPS.09 Ind. G précise que :

- « La condamnation permet de garantir l'immobilisation physique de l'organe (avec sa chaîne ou câblote bien positionnée et tendue). »
- « Dans le cas [où l'organe condamné est muni] d'une cuillère, l'agent doit s'assurer que :
 - o La cuillère est attachée au robinet auquel elle est affectée.
 - o Le repère du robinet est gravé sur la cuillère. »

Dans le bâtiment du réacteur (BR) n° 1, les inspecteurs ont suivi l'activité de pose de la CA32 concernant la « qualification sismique du REN/APG ». Ils ont constaté que la cuillère destinée à la vanne 1 REN 193 VL peut également être posée sur la vanne à proximité référencée 1 REN 187 VL car elle est attachée via un cordon métallique trop long et/ou mal positionné. Par ailleurs, aucune des cuillères affectées aux vannes 1 REN1 91/192/193 VL, concernées par la CA32, ne comporte de repère du robinet associé.

Toujours dans le BR 1, les inspecteurs ont constaté les anomalies suivantes à l'examen d'une dizaine de CA :

- des chaînes non tendues sur les robinets 1 RRI 122/124 VN (CA22) et 1 PTR 140/145 VB (en position condamnée fermée) ;
- une chaîne enroulée dans le mauvais sens sur le robinet 1 RCP 400 VH (en position condamnée fermée) ;
- un système de verrouillage par dispositif dit « camembert » non posé venant en complément d'une chaîne et d'un cadenas posé pour la CA29 sur la vanne 1 PTR 603 VB.

Par ailleurs, lors des contrôles de terrain réalisés lors de l'inspection inopinée de nuit, les inspecteurs ont constaté que la condamnation en fermeture du robinet 1RPE127VP n'était pas complètement garantie du fait de la position de la chaîne d'entrave, ¼ de tour en ouverture pouvant être appliqué au robinet.

Vous avez précisé avoir remis en conformité de façon réactive le jour de l'inspection les condamnations concernées. Ces anomalies détectées sur un nombre réduit de CA inspectées traduisent un défaut récurrent lors des poses de CA.

Demande II.15 : respecter les exigences associées au référentiel managérial « condamnations administratives » et préciser les actions que vous mettrez en place pour éliminer les défauts récurrents identifiés sur les poses de CA. Préciser si le « camembert » évoqué ci-dessus aurait dû être posé pour la CA29 et dans le cas contraire, expliquer la raison de sa présence.



Fiches de manœuvres locales relatives aux lignages urgents

La consigne générale permanente « CG D 64 » de maîtrise des lignages référencée D5140/CG D 64 Ind. B précise : « *Les lignages urgents permettent grâce à leurs rapidités d'exécution de retrouver un état conforme de sûreté, disponibilité, sécurité, radioprotection et environnement. Ces fiches permettent, lors de la réalisation de lignages urgents ou maîtrisés, de s'appuyer sur un mode opératoire. Une procédure avec AdR et schéma est affichée en local. Ces panneaux sont validés par MEEI. L'assurance qualité est assurée par l'intégration de ces fiches dans les consignes.* ».

Par ailleurs, l'annexe 2 « Affichage en local » du document « Production d'eau dégazée des systèmes REA ou ASG » précise que : « *Dans le cadre d'activités à enjeux sécurité et/ou sûreté, les parties suivantes devront être affichées en local dans les racks prévus à cet effet :*

- *Consignes de réalisation de l'activité (folios 1 à 3),*
- *Schéma mécanique d'aide au lignage (folio 4),*
- *Fiche de Lignage « Appoint à la bache ASG par CEX » (folio 5).*

La mise à jour des documents en local (lors de montées d'indices notamment) est à la charge de l'équipe responsable du système élémentaire. »

Concernant précisément le lignage « appoint à la bache ASG par CEX », identifié urgent, les inspecteurs ont constaté sur le terrain les éléments suivants :

- en salle des machines 1/2 : la fiche de lignage (folio 5) et la procédure relative au dégazeur ASG sont posées de façon non visible à l'intérieur de l'armoire 9 ASG 801 AR située à proximité des vannes 9 ASG 150/151 VD. De plus, il n'y avait pas de schéma d'aide au lignage (folio 4) ni les consignes de réalisation de l'activité (folios 1 à 3) ;
- en salle des machines 3/4 : la fiche de lignage (folio 5), un schéma (folio 4), ainsi que deux des trois folios des consignes (à l'indice S pour un indice attendu W) sont posés à l'intérieur de l'armoire 8 ASG 801 AR à l'arrière de sa porte.

Quant au lignage urgent sur 3 GST 001 BA, les inspecteurs ont constaté la présence d'une fiche d'entreposage mais ni de fiche de lignage urgent ni de consigne ni de schéma à l'intérieur de l'armoire 3 GST 071 MZ « mesure taux H2 dans 001 BA » située en salle des machines 3.

Vous avez précisé aux inspecteurs le lendemain de l'inspection avoir réalisé de manière réactive un contrôle de toutes les fiches de lignages urgents.

Demande II.16 : respecter les exigences associées au référentiel managérial « maîtrise des lignages » concernant l'affichage en local à mettre en place pour les lignages urgents et veiller à maintenir dans la durée ces affichages.



Réalisation et archivage des dossiers d'activité lignage (DAL)

Les inspecteurs ont constaté que la production d'un DAL n'est pas encore formellement institutionnalisée au sein du projet TEM bien qu'elle soit exigée par le référentiel managérial « maîtrise des lignages ».

Pour les DAL réalisés sur le projet TEM, les agents de terrain (AgT) du service Conduite ne participent pas à leur rédaction. Ces DAL sont par ailleurs détruits à l'issue de l'activité et ne sont pas conservés pendant toute la durée du cycle comme le demande pourtant le référentiel managérial « maîtrise des lignages ».

Les inspecteurs rappellent que le DAL fait partie intégrante de la préparation et de l'appropriation de l'activité de lignage auxquelles il faut associer les AgT. Son archivage peut servir à détecter d'éventuelles positions non conformes d'organes ou à analyser des actes délibérés sur l'installation.

Demande II.17 : respecter les exigences du référentiel managérial « maîtrise des lignages » en produisant et en archivant un DAL pour les activités de lignage programmées ou fortuites relatives au projet TEM. Faire porter ces exigences par la ligne managériale directe des opérationnels.

Régimes de consignation prononcés et non pris

Les inspecteurs ont constaté que le taux de régimes prononcés par le service Conduite depuis une semaine et jamais pris par les métiers pour réaliser leurs activités représente un quart des régimes délivrés par ce service. Il en découle que l'activité de préparation, de pose et de contrôle technique de pose de régimes de consignation réalisée par les agents de conduite n'aboutit pas à une activité de maintenance dans un temps raisonnable. En plus de constituer une surcharge inutile pour ces équipes, ce taux est préjudiciable à la fiabilisation du planning des projets et risque de bloquer le changement d'état de l'installation par inadéquation excessive entre l'état réel de cette installation et l'état requis pour le changement de domaine d'exploitation. Du point de vue de la sûreté, des équipements sont rendus indisponibles inutilement alors qu'ils pourraient être utiles à la gestion d'un éventuel aléa sur l'installation.

Les inspecteurs rappellent que cette surcharge de travail met aussi en tension le collectif des chargés de consignation et des agents de terrain du service Conduite dans un contexte de fort renouvellement de compétences qui s'opère actuellement sur le CNPE. Elle peut par ailleurs conduire à une dégradation des relations entre la conduite et les métiers, préjudiciable à la sûreté.

Il est nécessaire que les métiers de la maintenance limitent les demandes surabondantes de régimes, évitent le doublement de régimes, rendent les régimes au plus tôt après la fin des activités et assainissent régulièrement les régimes suspendus.

Demande II.18 : planifier efficacement les interventions des métiers de la maintenance afin d'optimiser l'activité de mise sous régime réalisée par le service Conduite.



Demande II.19 : transmettre à l'ASN, durant un an, l'évolution du bilan hebdomadaire des régimes prononcés par la conduite et non pris par les métiers.

Gestion des essais périodiques (EP)

Vous avez traduit le courrier UNIE-GPSN référencé D455023000093 relatif à la « conduite à tenir en cas de non-respect de critère RGE IX » dans la réponse à la question 4 de votre note locale fiche question réponse (FQR) « FQR 09 – Questions relatives aux sections 1 des chapitres IX et X des RGE et au calage des essais périodiques » référencée D5140RGECH3COMFQR09 ind. B ainsi que dans le logigramme de synthèse présent en page 16 de votre note.

Les inspecteurs ont soulevé plusieurs points sujets à interprétation et qu'ils considèrent contraires à la section 1 des RGE IX. Vos représentants ont reconnu des difficultés à donner une traduction simple et opérationnelle au courrier de l'UNIE-GPSN. Par exemple, dans le cas d'un non-respect d'un critère RGE de groupe A détecté lors d'un EP RGE IX (cas C du logigramme), le logigramme indique que si la défaillance ne remet pas en cause la disponibilité du matériel ou de la fonction valorisée par un autre chapitre des RGE (STE notamment), l'EP est déclaré non satisfaisant et le processus « Écart » permet de définir un délai de réparation adapté aux enjeux et donc que le délai de réparation de 30 jours prescrit par la section 1 des RGE IX ne s'applique pas. Cependant, dans la section 1 des RGE IX applicable, il n'est jamais question du référentiel « Écart » ni de la possibilité de ne pas appliquer le délai de réparation des 30 jours en cas de non-respect d'un critère RGE de groupe A sans indisponibilité avérée au sens des STE. Dans tous les cas, un non-respect d'un critère RGE de groupe A implique nécessairement l'indisponibilité du matériel ou de la fonction testée mais l'analyse sur l'impact sur les STE est faite dans un second temps.

Demande II.20 : mettre à jour dans les meilleurs délais la FQR précitée et le logigramme associé pour être en accord avec la section 1 des RGE IX.

Les inspecteurs ont analysé quelques PA ouverts à la suite d'EP réalisés par le SCO (EPC). Le PA n°441942 a été ouvert à la suite de la réalisation de l'EPC RIS110 relatif à la vérification du temps d'établissement du plein débit des pompes d'injection de sécurité haute pression (ISHP), et la détection d'une valeur proche du seuil de vigilance (seuil de suivi de tendance) sur le temps d'établissement du plein débit avec la pompe 3RCV003PO. A l'examen de ce PA, il a été constaté que l'action d'analyse par le service mécanique ou par le service fiabilité ingénierie (SFI) - ayant pour objectif de déterminer si une intervention est nécessaire sur la pompe concernée avant la prochaine réalisation de l'EPC - n'a jamais été transmise aux métiers concernés depuis l'émission de la demande en février 2024. De ce fait, cette action n'était pas initiée au moment de l'inspection et encore moins réalisée. Vous avez précisé que ce problème serait désormais résolu depuis l'arrivée récente d'un nouveau référent au SFI en charge du suivi de tendance car toutes les actions demandées dans les PA doivent dorénavant être mentionnées directement dans votre outil informatique EAM (ce qui n'était pas le cas auparavant). Mais le constat fait par les inspecteurs à l'examen d'un nombre limité de PA pose la question d'un éventuel passif à solder.



Demande II.21 : réaliser une revue des PA ouverts à la suite de la réalisation d'EP et vous assurer que l'ensemble des actions ont bien été transmises et prises en compte par les métiers concernés. Transmettre le bilan de cette revue et la synthèse des actions engagées.

Le PA n° 405532 a été ouvert à la suite de la réalisation de l'EPC RRI042 au sein du réacteur n° 2 et du dépassement du critère RGE de groupe B relatif à l'intensité du moteur 2 RRI 004 MO (valeur mesurée de 44A pour un attendu < 43A). L'analyse a démontré l'absence de dégradation matérielle et une mesure d'intensité, via une instrumentation d'essai dédiée, est prévue lors de la réalisation du prochain EPC RRI042 programmé le 18 juin 2024. Les inspecteurs ont par ailleurs constaté que la valeur d'intensité n'a pas été entrée dans l'outil informatique « EAM » pour le suivi de tendance.

Demande II.22 : transmettre le résultat de l'EPC RRI042 programmé sur le réacteur n° 2 au moment de l'inspection de revue le 18 juin 2024 et le PA n°405532 mis à jour.

Demande II.23 : réfléchir à l'opportunité de fixer un critère maximal sur l'intensité du moteur au-delà duquel une intervention sur le moteur voire un remplacement doit avoir lieu.

Gestion des documents CIA et AG

Vérification des fiches de manœuvres utilisées pour la gestion d'un accident grave

Les inspecteurs notent favorablement la réalisation des vérifications par simulation locale (VSL) des fiches de manœuvres locales appelées dans la conduite incidentelle ou accidentelle (CIA) relatives à l'ensemble des réacteurs du site. En revanche, ils constatent que les fiches de manœuvre utilisées pour la gestion des accidents graves (RFAG) n'ont pas été soumises au processus de VSL. L'ingénieur sûreté référent RGE VI, chapitre des RGE consacré à la conduite incidentelle et accidentelle, a précisé aux inspecteurs que cette action sera réalisée en février 2025.

Demande II.24 : vérifier l'applicabilité des fiches de manœuvres locales appelées lors de la gestion des accidents graves (RFAG) sur l'ensemble des réacteurs. Définir un planning raisonnable d'intégration des modifications à apporter aux fiches qui peuvent résulter de cette VSL et le transmettre à l'ASN.

Evaluation de la prestation d'intégration des documents de CIA

Les inspecteurs ont noté la bonne maîtrise du processus d'intégration des documents CIA par l'ingénieur sûreté référent RGE VI malgré sa complexité.

Pour faire face au volume d'intégration documentaire lié au changement du référentiel d'exploitation, l'exploitant a décidé de sous-traiter l'intégration de plusieurs dossiers d'amendement.



Les inspecteurs ont examiné l'activité de surveillance assurée par l'exploitant et n'ont pas relevé d'écart en lien avec l'exercice de cette activité mais ont constaté que l'exploitant n'a pas prévu d'évaluer l'activité de prestation en question.

Demande II.25 : prévoir, pour les futurs marchés de prestation d'intégration des documents CIA, une action d'évaluation du prestataire.

Dispositions et moyens particuliers (DMP) et modifications temporaires de l'installation (MTI)

Extraction avec informations manquantes

Les inspecteurs ont constaté que l'extraction des MTI en cours demandée préalablement à l'inspection indique pour vingt-sept MTI l'information « *consigne type DMP/MTI non utilisée* » dans la colonne dédiée au contenu détaillé de la MTI. Vous avez précisé que cette information traduit une mauvaise entrée des données lors du renseignement de la tâche d'ordre de travail (TOT) de pose de la MTI qui a pour conséquence de ne pas remonter ces informations lors de leur extraction. Ceci est le cas notamment pour l'extraction du ROP 05 (rapport opérationnel n° 05) qui n'est de ce fait plus autoportant et conduit notamment à un examen rendu plus délicat des MTI par les équipes de quart de la conduite, en particulier lors des changements d'état, ce qui fragilise le processus. Vos représentants ont précisé avoir commencé à sensibiliser les personnes concernées sur ce sujet. Cela traduit un manque de rigueur des intervenants des services des métiers en charge des créations de TOT de pose des MTI.

Demande II.26 : compléter de manière rigoureuse les TOT de pose des MTI.

Contrôles périodiques trimestriels

La note locale de gestion des DMP et des MTI référencée D5140MQNA2RAQ03 ind. E du 27 septembre 2023 prescrit la réalisation de différents contrôles à périodicité mensuelle par le service conduite et trimestrielle par l'ensemble des métiers gestionnaires des DMP/MTI. Le contrôle mensuel « *établit l'état des DMP et MTI en place* » et « *s'assure que la présence des DMP est justifiée* » ; le contrôle trimestriel a pour but « *de vérifier la cohérence physique et administrative [...] et à s'assurer que la gestion physique est conforme (affichage en local)* ».

Les inspecteurs ont examiné la fréquence des trois derniers contrôles mensuels et n'ont pas constaté d'écart. Les inspecteurs ont également vérifié la fréquence de réalisation des trois derniers contrôles trimestriels : ceux-ci ne respectent pas l'exigence trimestrielle avec un retard pouvant aller de deux semaines à un mois. Ce point a déjà fait l'objet d'une demande de l'ASN à la suite d'une inspection réalisée en juin 2023 ; les actions de suite mises en place en particulier dans le service MSR ne sont manifestement pas suffisantes et ne permettent toujours pas de respecter la périodicité trimestrielle.

Demande II.27 : respecter les exigences associées aux contrôles périodiques, en particulier les contrôles trimestriels, des DMP et MTI figurant dans la note locale de gestion afférente.



Non-respect des mesures compensatoires d'une ITC

Lors de l'inspection, la MTI 4RCP471AA a été contrôlée et vue posée conforme sur une motopompe primaire du réacteur n° 4. Les mesures compensatoires prévues via l'instruction temporaire de conduite (ITC) n°2023-00050 prévoient depuis septembre 2023 :

- un relevé hebdomadaire du niveau de la caisse à huile sur le lecteur de niveau 4RCP326LN via une caméra. Le relevé n'a pu être réalisé qu'au début du cycle, la caméra étant devenue hors-service en raison de l'ambiance dans le BR par la suite ;
- un suivi hebdomadaire de la température du palier supérieur via le capteur 4RCP313MT. Le fichier de suivi consulté présentant de nombreuses absences de relevés, le suivi à la maille hebdomadaire n'a pas été respecté.

L'ITC n°2024-00024 concernant la mise en service du compresseur mobile 3SAP002CO a également été contrôlée. Des rondes quotidiennes doivent permettre de s'assurer notamment de l'absence de fuite d'huile autour du compresseur. Pourtant, les inspecteurs ont constaté la présence d'huile au sol au niveau de la purge.

Demande II.28 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires afin de respecter les mesures contenues dans les ITC, en particulier celles identifiées lors de l'inspection. Vérifier que d'autres ITC ne sont pas concernées par des non-respects de mesures et faire un retour de ce contrôle à l'ASN.

Spécifications techniques d'exploitation (STE)

Non-contrôle du respect de critères RGE de groupe B à la suite du remplacement d'une pompe RRA

Les inspecteurs ont constaté en SdC du réacteur n° 4 que deux critères RGE de groupe B n'ont pas été vérifiés sur le système de refroidissement à l'arrêt RRA après le remplacement d'une pompe en fin d'arrêt du réacteur en août 2023. A la suite de ce constat en inspection, le CNPE a transmis aux inspecteurs des éléments pour justifier la position du CNPE de ne pas tester ces critères. Les inspecteurs s'interrogent sur la disponibilité totale du circuit RRA sur le réacteur 4 du site de Dampierre-en-Burly.

En effet, en août 2023, le réacteur n° 4 est en cours de redémarrage après un arrêt pour simple rechargement lorsqu'un remplacement de la pompe 4RRA001PO est réalisé à la suite d'un fortuit. Ce remplacement a eu lieu quelques jours avant la divergence. Après la mise en place de la nouvelle pompe, deux critères RGE B relatifs aux critères de débit minimum au niveau de la vanne réglante RRA013VP et du diaphragme RRI001DI n'ont pas été vérifiés dans le cadre de la requalification fonctionnelle du circuit RRA. Or, ces critères, compte tenu des nouvelles caractéristiques (HMT) de la nouvelle pompe, seraient remis en cause (en effet, en fonction de l'intervention sur la pompe, plusieurs critères RGE, validés auparavant, sont remis en cause). Ces deux critères sont vérifiés habituellement tous les deux



rechargements, via l'EPC RRA030, mais cet essai périodique ne doit être réalisé que dans l'état réacteur complètement déchargé (RCD) d'après la règle d'essai RRA CPY. Le fortuit s'étant produit au redémarrage du réacteur, l'analyse de suffisance de la requalification n'a apparemment pas pris en compte l'impact sur ces deux critères qui ne peuvent être vérifiés qu'en RCD sans générer d'indisponibilité du circuit RRA au sens des STE.

Demande II.29 : préciser les raisons pour lesquelles l'analyse de suffisance de la requalification ne mentionne pas l'impact sur ces deux critères RGE de groupe B.

Demande II.30 : vérifier ces critères au titre de la requalification lors du prochain arrêt du réacteur n° 4 même si l'occurrence RGE IX de l'EPC RRA030 n'est théoriquement pas calée sur le prochain arrêt.

Demande II.31 : préciser comment serait garanti le débit minimal suffisant pour extraire la puissance résiduelle avec le circuit RRA dans l'hypothèse d'un dysfonctionnement de la vanne RRA012VP. Détailler les parades supplémentaires éventuellement envisagées.

Maintenance

Organisation de la maintenance et des services de maintenance

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] précise à l'alinéa 2 que « *le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources 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 1er. 1.* ». Par ailleurs, l'article 2.4.2 du même arrêté indique que « *l'exploitant met en place une organisation et des ressources adaptées pour définir son système de management intégré, le mettre en œuvre, le maintenir, l'évaluer et en améliorer l'efficacité.* ».

Les inspecteurs ont consulté les dernières versions des notes d'organisation du site relatives à la maintenance, ainsi que les notes d'organisation des services de maintenance. Pour la note générale « Organisation des métiers de la maintenance » (D5140MQNA6GMEE.11) ainsi que pour la note d'organisation du service SAE (Service Automatismes et Essai), les périodicités de réexamen de 3 ans sont dépassées sans que les notes aient été réexaminées et prennent en compte les évolutions récentes. En outre, les notes d'organisation des services MSR (Machines Statiques et Robinetterie), SAE et du pôle travaux de la section génie civil de l'équipe commune étaient identifiées comme concernant des activités importantes pour la protection (AIP, au sens de l'article 2.5.2 de l'arrêté susmentionné) contrairement à celles des autres services. Pour ce point, vos services ont précisé qu'il s'agissait d'une erreur et que les notes d'organisation ne sont pas considérées comme couvrant des AIP.

Demande II.32 : mettre à jour les notes d'organisation des métiers de maintenance et du service SAE.



Les programmes de base de maintenance préventive (PBMP) et les programmes locaux de maintenance préventive (PLMP) sont les principaux référentiels EDF qui fixent les activités de maintenance préventive à réaliser sur les matériels, ainsi que leur périodicité. Ils font partie des documents mentionnés à l'article 2.4.1 de l'arrêté [2] précité.

A la suite d'un événement significatif pour la sûreté déclaré le 9 octobre 2023 et portant sur 41 tâches de maintenance sur des EIP en retard de réalisation sans analyse sûreté, le CNPE a mis en place un groupe de travail (GT) pour traiter cette problématique à la suite duquel un plan d'action a été défini. Les inspecteurs ont vérifié l'avancement de ce plan d'action et ont consulté la liste des activités de maintenance préventive en retard de réalisation. Si les actions issues du GT sont bien en cours, les inspecteurs ont noté qu'un nombre non négligeable d'activités concernant des éléments importants pour la protection (EIP) au sens de l'article 2.5.1 de l'arrêté [2] étaient concernées par des dépassements de périodicité requises par les PBMP / PLMP au moment de l'inspection. Il a été constaté qu'actuellement un export des activités en retard était effectué chaque semaine pour reprioriser ces activités dans les semaines à venir, mais qu'il y avait un manque d'anticipation sur les activités arrivant en butée d'échéance à court/moyen termes, pour les figer et éviter d'accumuler des activités en retard de réalisation.

Demande II.33 : prendre en compte les activités de maintenance préventive sur des EIP arrivant en butée d'échéance de réalisation pour les prioriser dans le calage des activités sans attendre le dépassement de l'échéance prescrite par vos référentiels.

Demande II.34 : transmettre à l'ASN l'avancement du plan d'action issu du GT sur le retard de maintenance préventive.

Moyens de lutte contre l'incendie

L'article 3.2.1-1 de l'annexe de la décision ASN [5] prévoit que « *Les INB sont pourvues en permanence des moyens matériels d'intervention et de lutte contre l'incendie prévus par la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie. Ces moyens sont définis en tenant notamment compte des types de feu envisageables, des risques spécifiques de l'INB ainsi que des difficultés d'accès aux locaux. [...]* ». L'article 3.2.1-3 de l'annexe de cette même décision prévoit que « *Les moyens matériels d'intervention et de lutte internes à l'INB sont placés dans des endroits signalés, rapidement accessibles en toutes circonstances et maintenus en bon état de fonctionnement.* »

Sur le terrain, les inspecteurs ont relevé les situations suivantes :

- dans le local 9 NA 218 situé dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n° 1 et 2, une indisponibilité des moyens fixes de lutte contre l'incendie liée à une activité de maintenance faisait l'objet de moyens compensatoires, qui étaient précisés sur une fiche présente dans le local (DMCI). Ces moyens consistaient en un extincteur ajouté dans le local (et qui était bien présent) ainsi qu'à l'ajout de rallonges sur le robinet incendie armé (RIA) le plus proche 2 JPI 122 RJ, situé dans le local 9 NA 270 (la localisation de ce RIA étant par ailleurs précisée sur un plan inséré dans ladite fiche). Ces rallonges étaient bien présentes,

mais le RIA était marqué indisponible (présence d'un affichage sur le RIA). Après vérification, vos services ont précisé que le RIA était bien disponible et que l'affichage aurait dû être enlevé depuis le 24 mai 2024 ;

- en salle des machines des réacteurs n°2 et 3, plusieurs RIA étaient identifiés indisponibles en local, et faisaient l'objet d'une DMCI. Par exemple, sur le RIA 2 JPD 045 RJ, la fiche précisait que la colonne des RIA 2 JPD 045/47/49 RJ était indisponible et qu'il fallait utiliser à la place les RIA 2 JPD 046 ou 048 RJ, sans toutefois qu'un plan les situant ne soit présent pour aider les équipes de secours à les localiser rapidement en cas de besoin. Or, un autre affichage présent sur un RIA précisait que les RIA 2 JPD 043/44/46/48 RJ notamment étaient également indisponibles et renvoyait vers d'autres RIA. Par ailleurs, plusieurs RIA ne présentaient pas d'affichage indiquant une indisponibilité mais une housse avec l'inscription « RIA indisponible » était posée à côté, sans que les inspecteurs comme leurs accompagnants EDF ne puissent déterminer si ces RIA étaient disponibles ou non. En l'état, il était donc difficile de savoir quels sont les moyens de lutte contre l'incendie réellement disponibles dans les salles des machines des réacteurs n°2 et 3. Cette illisibilité peut être source de retards dans l'intervention contre un départ de feu. Dans le cas où certains affichages ne seraient pas à jour, il faut s'assurer de les retirer ou de les corriger pour ne pas renvoyer vers des moyens qui sont, eux, réellement indisponibles. En tout état de cause, en cas d'indisponibilité de moyens d'extinctions, les moyens compensatoires identifiés doivent être vérifiés comme disponibles et le cumul des indisponibilités doit être évalué pour s'assurer de l'acceptabilité d'une telle situation.

Demande II.35 : lors de la pose de DMCI, s'assurer que les moyens compensatoires identifiés sont bien disponibles et sont identifiés comme tels en local.

Demande II.36 : préciser quels RIA étaient disponibles et lesquels étaient indisponibles à la date du 13 juin 2024 dans les salles des machines des réacteurs n°3 et 4. Justifier du caractère suffisant et adapté des moyens disponibles ce jour-là.

Vous avez précisé pendant l'inspection que ces indisponibilités étaient liées à des travaux sur leur ligne d'alimentation en eau d'incendie.

Demande II.37 : vérifier que les lignes d'alimentation en eau indisponibles ne concernent pas d'autres installations que les RIA situés en salle des machines. Le cas échéant, préciser les équipements concernés et les conséquences de ces indisponibilités transverses.



Fiabilité du système d'injection de secours

L'article 2.5.1 de l'arrêté INB [2] dispose que « I. — L'exploitant identifie les éléments importants pour la protection, les exigences définies afférentes et en tient la liste à jour. II. — 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. [...] ».

Le système RIS d'injection de sécurité est un système de sauvegarde qui permet d'injecter de l'eau borée dans le réacteur en cas de brèche sur le circuit primaire. A ce titre, ce système est important, et les éléments le composant sont classés EIP au sens de l'article 2.5.1 de l'arrêté précité. Le système RIS est composé d'un circuit d'injection à haute pression (ISHP) et d'un circuit à basse pression (ISBP).

En 2022, le nombre d'événements significatifs de sûreté en lien avec le système RIS a été très important (11), et a induit des arrêts de réacteur fortuits. Le nombre de demande de travaux sur anomalies matérielles (DT AM) a également augmenté cette année-là par rapport aux années précédentes.

Le bilan de fonction annuel pour l'année 2022 relatif aux systèmes de sauvegarde (dont RIS) a été présenté en décembre 2023 au COFIAB (comité fiabilité, rassemblant des représentants des différents services et de la direction). Il a abouti à un plan d'action qui a été complété par une revue de direction demandée à la suite de la présentation du bilan de fonction en COFIAB. Les causes identifiées par le CNPE sont multiples, incluant des problèmes de température (traçage thermique au moyen du système RRB) au niveau de la boucle dite « 21000 ppm » (boucle d'injection de bore pour l'ISHP) mais aussi des robinets dont le prescriptif de maintenance était incomplet (seuls des contrôles visuels étaient réalisés, sans visite interne).

Pour l'ensemble des causes identifiées par EDF, des actions ont été prises afin de tenter de les traiter. Les inspecteurs prennent note que le sujet de la fiabilité du système RIS est un point dont le CNPE a pris conscience, bien que cette prise de conscience leur soit parue bien tardive, les principaux événements ayant eu lieu en 2022. Le cadencement des bilans de fonction ayant fait que celui incluant le système RIS pour 2022 ne soit présenté qu'en décembre 2023 en est potentiellement une raison, mais les inspecteurs soulignent que des actions auraient pu être prises sans attendre ce moment et la revue de direction qui l'a suivie au vu du foisonnement d'événements survenus, d'autant plus que ce point avait été souligné par l'ASN dès la réunion annuelle qui s'est tenue le 3 mars 2023.

Demande II.38 : transmettre à l'ASN l'avancement du plan d'action RIS à maille trimestrielle.

Le système RIS est concerné par les retards de réalisation d'activités de maintenance préventive. Notamment, les bilans de santé de l'ensemble des pompes RIS BP (RIS 001 et 002 PO) n'ont pas été réalisés à l'échéance prévue.

Demande II.39 : réaliser les bilans de santé des pompes RIS dans les meilleurs délais. Transmettre les conclusions de ces bilans à l'ASN.



Positionnement de la FIS

Dans le cadre de l'article 2.5.1 supra, le CNPE de Dampierre a identifié la liste de ses éléments importants pour la protection des intérêts (EIP) ainsi que les exigences définies associées dans la note D5140/MQ/NA/3PSQ.03. Pour une grande partie des équipement mécanique RIS, l'intégrité (donc l'absence de fuite externe) est requise.

Les inspecteurs ont bien noté que l'analyse approfondie des difficultés que vous rencontrez sur les circuits RIS vous avait conduit à partager votre positionnement en cas de fuite externe sur les pompes et les robinets de ce système avec les filières indépendantes de sûreté d'autres CNPE.

Vous en avez conclu que certains débits de fuites externes pouvaient être acceptables s'ils ne remettaient pas en cause la disponibilité du matériel. Cette position peut, dans certains cas, vous éviter de replier le réacteur concerné.

Les inspecteurs, s'ils ne remettent pas en cause l'approche technique retenue, vous ont cependant rappelé que :

- une fuite goutte à goutte lors d'un essai périodique ou au repos pouvait sensiblement évoluer lors d'une phase d'injection prolongée ;
- les exigences définies ont été rédigées par EDF et il conviendrait de faire évoluer ces exigences avant de décider unilatéralement de ne pas totalement les appliquer.

Un partage du sujet avec vos services centraux et une analyse technique de sa robustesse semblent nécessaires.

Demande II.40 : transmettre à l'ASN les éléments techniques vous ayant permis de prendre cette décision et confirmer l'accord de vos services centraux sur votre approche concernant les fuites externes admissibles sur certains organes.

Essais Périodiques du système RIS

Le référentiel managérial EDF [6] identifie la réalisation des essais périodiques des RGE IX comme une activité importante pour la protection des intérêts et fixe comme exigence définie, entre autres, le respect des conditions d'analyse d'acceptabilité des essais périodiques de ce chapitre des RGE.

Lors du contrôle d'essais périodiques réalisés sur le système d'injection de sécurité, l'analyse de l'EPC RIS011 voie A visé satisfaisant le 7 juillet 2023 a révélé la présence de nombreuses ratures non identifiées et même l'utilisation de blanco, ce qui est à proscrire. A noter qu'aucune remarque n'avait été faite sur le sujet par les différents vérificateurs et contrôleurs de cette gamme lors de la phase d'acceptation de l'essai périodique.

Ces différents biffages peuvent introduire un doute quant à la véracité des informations portées dans le compte rendu des critères contrôlés et imposent alors une analyse contradictoire complète de la gamme.



Demande II.41 : renforcer la sensibilisation des agents en charge du contrôle technique des essais périodiques (comme des agents réalisant ces mêmes EP) à la nécessaire rigueur à appliquer lors de la transcription des résultats des essais sur les gammes.

Requalification de la pompe RCV

EDF a transmis par courriel, sur demande des inspecteurs durant l'inspection, la gamme de l'activité de contrôle des paramètres du groupe moto-pompe 1 RCV 003 PO, pour sa requalification. Dans cette gamme (TOT 5325294 -04), à deux reprises, des paramètres reportés dans la gamme sont en dehors du critère attendu : pour la pompe de pré-graissage et la pompe attelée, la valeur de "Débit huile multiplicateur" est respectivement de 25 et 26 l/mn pour une valeur théorique minimum de 27 l/mn (p44 et 45 du dossier de réalisation de travaux). Or, à aucun endroit dans ce dossier, notamment au niveau de la saisie de fin d'intervention, ces valeurs inférieures au minimum ne sont reportées, et aucune analyse n'a été, en conséquence, réalisée sur ces résultats hors critères.

Demande II.42 : justifier de l'absence d'une analyse ou d'un constat dans le rapport de fin d'intervention alors que des paramètres apparaissent hors tolérance dans la gamme. Préciser l'impact sur le fonctionnement du groupe motopompe.

Pièces de rechange

L'examen du dossier de visite de type 2 du diesel 1 LHP 201 GE (DRT05059872-02) a montré que certaines pages destinées à collecter les étiquettes des PDR n'étaient pas à leur place ; d'autres n'indiquaient pas l'activité concernée, ce qui rend difficile une mise en correspondance et toute analyse *a posteriori*. Outre la possibilité qu'il manque des étiquettes, le fait d'une part que les références des PDR ne soient pas indiquées explicitement dans chaque procédure et gamme d'essai et d'autre part que la liste des PDR indiquée dans la préparation du dossier soit significativement différente de celle que l'on peut établir *a posteriori* d'après les étiquettes collectées, brouille la lisibilité. Il est par exemple difficile d'identifier quelle était la PDR attendue pour le remplacement du « joint repère 5 » page 19 ou pour le remplacement du joint torique page 254 et celles qui ont été effectivement utilisées. Ceci limite la capacité de contrôle que les pièces utilisées ont bien été celles qui étaient requises.

Demande II.43 : démontrer, au travers de l'exemple du DRT relatif à la visite de type 2 du diesel 1 LHP (DRT05059872-02) que l'origine de toutes les PDR utilisées peut être retrouvée. Dans la négative, proposer des actions qui permettent d'améliorer l'enregistrement et le contrôle requis pour ce matériel qualifié aux conditions accidentelles (MQCA).



Conservation des pièces de rechange (PDR)

Concernant la conservation des pièces de rechange et dans le cadre de l'article 2.4.1 de l'arrêté [2], EDF a mis en place un sous-processus (n° 8) relatif à la gestion des PDR référencé D5140MQSP8PDR. Ce document est identifié comme faisant partie du système de management intégré (SMI). Ce processus vise notamment à garantir la disponibilité des PDR soumises à péremption et/ou soumises à des contraintes de stockage.

Concernant les contraintes de stockage, EDF a également mis en place un « référentiel de conservation des matériels et des pièces de rechange » (identifié D4507021296 ind 4) qui prescrit certaines dispositions d'entreposage et notamment :

- l'humidité relative à l'intérieur de la zone de stockage doit être maintenue à une valeur inférieure à 50%» (point 6.1.2.1) ;
- les valeurs d'hygrométrie mesurées doivent être enregistrées. Il sera réalisé au minimum un relevé toutes les 6 heures (point 6.1.2.2) ;
- pour les pièces sensibles à la corrosion et à la température, l'hygrométrie de la zone de stockage doit être maintenue entre 20% et 50%. Par ailleurs, la température de la zone de stockage doit être maintenue entre 15°C et 25°C sans jamais dépasser 30°C (point 6.3.2.1).

Pour répondre à ces contraintes, des travaux importants ont été menés sur le CNPE avec notamment la mise en place de 4 groupes froids pour l'ensemble du magasin principal et une dizaine d'enregistreurs de température et d'hygrométrie est répartie dans ce même bâtiment.

Il s'avère cependant que plusieurs anomalies persistantes ou répétées ne vous permettent pas de garantir dans le temps le respect des règles de votre référentiel :

Dans le magasin général :

- la porte intérieure d'accès au magasin général est régulièrement bloquée ouverte et la réactivité du service en charge de sa remise en état peut sensiblement progresser (il semblerait qu'un blocage ait duré plusieurs mois). Votre prestataire en charge de la maintenance de cette porte a été contacté sans succès le jour de l'inspection ;
- plusieurs sondes de mesure de température et d'hygrométrie étaient totalement ou partiellement en panne lors de l'inspection (les sondes A2, C1, B1 et B3) et ceci depuis plusieurs semaines. Vos représentants ont signalé qu'une intervention allait être réalisée sur ces sondes, *a posteriori* de ce contrôle ;
- plusieurs problèmes de fonctionnement des climatisations ont été rencontrés ;
- plusieurs joints susceptibles d'être sensibles aux UV et à l'humidité ont été identifiés non protégés ou protégés partiellement (emballages carton non étanches) alors qu'ils se trouvaient sous des skydomes (non-respect d'une prescription nationale de conservation) ;
- présence de 2 zones de stockage de pièces destinées au rebut.



Dans le magasin RGV 85 :

- il n'existait pas de système de climatisation dans ce bâtiment d'entreposage de PDR le jour de l'inspection (les inspecteurs ont cependant noté qu'un projet d'équipement était en cours, le contrôle électrique initial de l'installation ayant été effectué et deux réserves restaient à lever) ;
- certains moyens de lutte contre l'incendie n'étaient pas au droit d'une plaque signalétique (l'exploitant a cependant corrigé réactivement cette anomalie au cours de l'inspection).

Dans le bâtiment « annexe » au RGV 85 :

- il a été impossible, le jour de l'inspection, d'identifier si des pièces mécaniques entreposées dans une alvéole de ce bâtiment étaient ou non à mettre au rebut (vous avez cependant pu préciser que c'était le cas pour des vannes référencées 106410 et 106239 ainsi que pour les vannes DE201VG également entreposées dans la même alvéole) ;
- vous n'avez cependant pas transmis d'information concernant les systèmes d'obturation (CAPS) également présents dans ce bâtiment.

L'analyse de l'enregistrement des écarts de conservation (température et hygrométrie) au sein du magasin général montre des dépassements significatifs et surtout répétés d'hygrométrie en juillet et août 2023.

Entre les avaries prolongées de la porte d'accès, les problèmes rencontrés sur les systèmes de climatisation et l'indisponibilité de plusieurs sondes de mesure, vous ne pouvez pas garantir le maintien en bon état de certaines PDR soumises à des règles de conservation et votre organisation ne permet pas de pallier rapidement les écarts matériels identifiés.

Par ailleurs, l'absence de matériel de climatisation au bâtiment RGV 85 peut avoir un impact sur le maintien de la qualité des PDR qui y sont entreposées.

Demande II.44 : modifier votre organisation pour :

- **pouvoir engager rapidement la réparation des matériels contribuant au maintien des conditions d'entreposage des PDR au magasin général (portes et système de climatisation) dès l'apparition de panne ou d'anomalie ;**
- **intervenir rapidement sur les sondes de surveillance de la température et de l'hygrométrie au magasin général afin de garantir un suivi efficace de l'entreposage des pièces de rechange sensibles et ceci dès leur indisponibilité détectée ;**
- **formaliser les contrôles effectués sur les PDR pour garantir leur état et leur disponibilité lors d'écarts prolongés des conditions d'entreposage ;**
- **mettre rapidement en place le système de maintien des conditions d'entreposage des PDR au magasin RGV 85 ;**
- **identifier rapidement, dans l'ensemble de vos zones d'entreposage, les pièces de rechanges mises au rebut.**



Rendre compte des dispositions prises en ce sens et de l'avancement des travaux au magasin RGV 85.

Demande II.45 : prendre dans les délais les plus brefs des dispositions matérielles pour protéger les PDR sensibles aux UV et à l'humidité dans vos différents magasins.

Demande II.46 : préciser l'état de disponibilité des caps d'épreuves hydrauliques entreposés dans le bâtiment « annexe » au magasin RGV 85.

Le cas échéant, et en l'état d'absence d'équipement de conditionnement de cette « annexe », préciser les dispositions de contrôle du maintien en bon état de ces matériels que vous avez mises en place.

Etude du risque incendie dans les magasins d'entreposage des PDR

Le rapport de sûreté (RDS) VD4 900 précise que *« l'objectif de la protection contre l'incendie est de garantir que les conséquences non-radiologiques d'un incendie ne sont pas susceptibles de porter atteinte aux intérêts à protéger mentionnés à l'article L 593-1 du code de l'environnement (sécurité publique, santé et salubrité publique, protection de la nature et de l'environnement) ».*

Le RDS rappelle également que *« la protection contre l'incendie vise également à assurer la sécurité des personnes. Cet objectif nécessite l'existence de dispositions permettant l'évacuation des personnes, en cas d'incendie, et la protection des équipes d'intervention, telles que l'identification de cheminements protégés ».* Enfin, le RDS retient que *« des études de risque incendie permettent d'évaluer le risque vis-à-vis de la population en cas d'incendie de l'un de ces ouvrages. Dans cette hypothèse, les éventuels impacts sur la population seraient principalement créés par le transfert de produits dangereux par les fumées d'incendie à l'extérieur du site. Ces produits peuvent être ceux stockés ou utilisés sur le CNPE ou issus de leur décomposition sous l'effet de l'incendie. Ces études sont spécifiques aux sites. Elles permettent d'évaluer les conséquences vis-à-vis de la population ».*

Pour leur part, les décisions de l'ASN n° 2014-DC-0417 et 2013-DC-0360 modifiées traitent respectivement des règles applicables aux installations nucléaires de base (INB) pour la maîtrise des risques liés à l'incendie et de la collecte des eaux d'extinction.

Dans ce cadre, vous avez présenté les études du risque incendie (ERI) du magasin général du CNPE de Dampierre-en-Burly (note technique n° 22-130/16) et du magasin RGV 85 (ou magasin froid) et son annexe. Ces études reposent sur des quantités de matières combustibles entreposées qui ne font pas l'objet d'un suivi par les gestionnaires de ces locaux.



Dans ces conditions, il ne vous est pas possible, en l'état, de justifier du maintien dans le temps de la pertinence des conclusions de ces études, d'autant que les quantités retenues dans les ERI ne sont pas toujours cohérentes avec celles identifiées dans votre étude globale des dangers conventionnels (EDDc). Ainsi, la note technique n° 22-130/16 tient compte d'une trentaine de tonnes de PVC au magasin général alors que l'EDDc n'en retient qu'un peu plus de 15 tonnes.

Il apparaît donc indispensable de vous assurer que les quantités entreposées sont en adéquation avec les hypothèses des scénarios retenus et que ces différents scénarios soient cohérents entre eux, et ceci pour l'ensemble de vos magasins.

En l'état des échanges en cours entre EDF et l'ASN concernant l'élaboration des EDDc il apparaît indispensable de veiller à leur adéquation avec les réalités de terrain.

Demande II.47 : pour vos différents lieux d'entreposage des PDR et des consommables :

- **justifier des quantités de matières combustibles « enveloppes » retenues dans votre EDDc au regard de celles retenues dans les ERI présentées aux inspecteurs lors de l'inspection et des quantités susceptibles d'être effectivement présentes dans lesdits magasins ;**
- **sur la base de cette justification, rendre cohérentes les études des scénarios d'incendie des magasins du site. Le cas échéant, abroger celles qui seraient rendues obsolètes par l'EDDc ;**
- **prendre les dispositions organisationnelles pour s'assurer en permanence de l'adéquation des quantités retenues pour les scénarios d'incendie de ladite EDDc avec les quantités de matières combustibles effectivement entreposées dans les magasins.**

Le cas échéant, transmettre à l'ASN les documents que vous serez amené à modifier.

Diesels

Les inspecteurs sont revenus sur l'événement significatif sûreté référencé ESINB-OLS-2023-0844 « Défaillance d'un relais ayant provoqué l'indisponibilité du signal d'IS vers le diesel 3 LHP 201 GE détectée lors d'un EPC RPR021 », relais constaté débouché suite à un choc non identifié. L'analyse de l'événement indique : « *au vu du cumul peu probable d'un APRP (Accident de perte de réfrigérant primaire) avec une PTAAE (Perte totale des alimentations électriques externes), ainsi que la disponibilité du LHQ au même moment, les conséquences potentielles sont négligeables* ». Les inspecteurs ont fait remarquer qu'il y avait dans cette conclusion une confusion entre probabilité et gravité de l'événement. De plus, les mesures palliatives indiquées, qui consistent à renforcer l'affichage et les messages à destination du personnel ne sont pas jugées suffisantes par les inspecteurs et sont non pérennes, d'autant que le relais est placé dans une zone de passage non protégée, et accessible à des personnels variés (personnel d'entretien, prestataires divers...). Vos représentants ont convenu qu'il y a lieu de privilégier lorsque c'est possible une protection physique sous réserve que d'autres contraintes (charge au feu...) ne soient pas rédhibitoires.



Demande II.48 : étudier la possibilité de mettre en place une protection physique des relais assurant des fonctions de sûreté dans cette zone de passage non protégée et faire part de votre analyse et des actions qui seront mises en œuvre (Demande liée à l'évènement significatif référencé ESINB-OLS-2023-0844).

Les inspecteurs ont constaté que le dossier relatif à la visite de type 2 du diesel 1 LHP DRT05059872-02, comportant 371 pages, était mal structuré voire que certains éléments étaient mélangés. Par exemple, le Dossier de Suivi d'Intervention est placé au milieu du document (pages 98 à 103) entre une fiche de vérification d'appareil d'un transmetteur de pression et une fiche de collecte d'étiquettes de PDR ; autre exemple, la gamme « Contrôle des injecteurs » est présentée page 68-89 mais les étiquettes des pièces de rechange qui étaient attendues en page 70 sont insérées page 318. Les inspecteurs ont interprété l'état de ce dossier comme résultant d'une numérisation hâtive liée à leur demande de disposer du dossier la veille de l'inspection. Cette interprétation demande néanmoins d'être confirmée, car ce manque de lisibilité d'un dossier archivé constituerait sinon une faiblesse dans la maîtrise du sous-processus MQCA.

Demande II.49 : veiller à ce que la version destinée à être archivée du dossier de visite type 2 du diesel 1 LHP (version structurée du fichier DRT05059872-02) soit correctement agencée et confirmer à l'ASN que ce contrôle a bien été réalisé.

Les inspecteurs ont noté que certaines cases des procédures d'essai du dossier du fichier DRT05059872-02. n'étaient pas cochées, sans qu'il soit possible de dire si l'activité a été réalisée ou pas. À titre d'exemple, la gamme du « contrôle visuel bloc moteur » demande d'indiquer la conformité d'une part de la fixation du robinet de purge 1 LHP 364 VE sur son support, et d'autre part de la fixation du support sur le bloc moteur. Aucune des cases n'est cochée dans le tableau listant les éléments à contrôler, ni « conforme » ni « non-conforme ». Or ces fixations ont fait l'objet d'un écart de conformité générique CP0/CPY en 2022 (EC 585). D'autres exemples de cases non remplies peuvent être trouvés dans le document (pages 331, 332...). Il serait par ailleurs plus lisible pour lever toute ambiguïté que les actions non réalisées soient systématiquement biffées, commentées et signées comme cela a été vu sur d'autres gammes bien renseignées. On peut également noter à titre d'exemple supplémentaire que ni le certificat de conformité du lève-culasse p. 335 ni sa date de validité ne sont indiqués alors que cela est demandé dans la gamme.

Demande II.50 : transmettre un mode de preuve attestant de la réalisation des contrôles de fixation du robinet 1 LHP 364 VE et son support sur le bloc moteur, le DRT fourni ne permettant pas de s'en assurer. Le cas échéant, procéder à de nouveaux contrôles et transmettre à l'ASN le DRT associé à ces nouveaux contrôles.

Demande II.51 : sensibiliser l'ensemble du personnel assurant la maintenance, y compris les prestataires et leur chargé de surveillance, sur les bonnes pratiques à suivre pour compléter les gammes d'activité.



Visite de terrain des diesels

Sur le DUS du réacteur n° 1, les inspecteurs ont noté le tarage à 31,5 bar de la soupape protégeant la tuyauterie 1 SU 005 008 dont la pression maximale admissible était mentionnée à 30 bar.

Demande II.52 : mettre en cohérence le tarage de la soupape avec la pression maximale supportée par la tuyauterie 1 SU 005 008 du DUS du réacteur n° 1.

Suivi en service des ESPN

Les inspecteurs se sont intéressés à la désignation et la formation du pilote ESPN. Actuellement, le poste est identifié dans les effectifs du service MSR après un transfert depuis le service SFI. Si le service SFI disposait de notes et procédures sur le choix et la formation du pilote ESPN, ce n'était pas le cas pour le service MSR. Par ailleurs, il a été présenté aux inspecteurs la lettre de mission de l'actuel pilote ESPN. Sa rédaction ne comporte pas les attendus de ses missions, mentionne des missions faites par vos services centraux (cas de la veille réglementaire par exemple) et tend à penser que le pilote aurait des prérogatives sur le service inspection reconnu.

Demande II.53 : mettre en cohérence la lettre de désignation du pilote ESPN avec ses missions et clarifier ses relations avec le service inspection reconnu.

Demande II.54 : documenter les attentes en termes de sélection et de formations initiales et continues des pilotes ESPN.

Les inspecteurs ont consulté le plan d'action référence 00036149 relatif à un enfoncement de la tuyauterie roulée soudée 2 RIS 036 TY. Ce plan d'action et les documents associés se positionnent sur la possibilité d'exploiter en toute sécurité la tuyauterie malgré la sous-épaisseur engendrée par l'enfoncement. Cependant, aucun élément n'a été présenté concernant l'impact de cet enfoncement sur la soudure longitudinale de la tuyauterie située à proximité immédiate.

Demande II.55 : étudier l'impact de cet enfoncement sur la tenue de la soudure longitudinale de la tuyauterie et transmettre ces éléments.

Suivi en service des ESP et des récipients à pression simple (RPS)

Les inspecteurs ont demandé à se faire présenter la liste des personnes compétentes au sens de la définition 4 de l'article 2 de l'arrêté en référence [3] ainsi que les exigences du CNPE quant à leurs sélections et à leurs formations initiales et continues. Le CNPE n'a pas été en mesure de présenter ces éléments en précisant cependant que le service inspection réalisait une sensibilisation au risque pression.



Demande II.56 : documenter les attentes en termes de sélection et de formations initiales et continues des personnes compétentes.

Visite de la salle des machines du réacteur n°1

En amont de la visite terrain, les inspecteurs se sont fait communiquer la liste des systèmes d'obturation de fuite en marche (SOFM) mis en œuvre sur le site. Selon cette liste, seuls 2 SOFM étaient identifiés dont un sur l'équipement 1 ABP141 VV. Le réacteur étant en phase de redémarrage le jour de l'inspection, les inspecteurs se sont assurés que le SOFM avait bien été déposé conformément au guide national de colmatage de fuites par injection de pâte thermodurcissable approuvé par la décision BSERR n° 2017-028 du 9 mars 2017.

Cette visite a également été l'occasion de constater un manque de tôle de protection de calorifuge sur l'équipement 1 GSS 100 ZZ. Selon les éléments recueillis le jour de l'inspection, puis confirmés par courriel du 21 juin 2024, la mise en place d'une nouvelle tôle de protection en remplacement de l'ancienne trop dégradée pour être remise en place était prévue sous 15 jours.

Une fuite active a été constatée sur l'équipement 1 CVI 001 ZI. L'état extérieur du calorifuge tend à indiquer que cette fuite est régulièrement active (présence de deux coulures de dimension approximative 30 cm de large par 3 m de hauteur). Une demande de travaux a été émise pour traitement après l'inspection.

Demande II.57 : justifier si cet équipement est ou non soumis à suivi en service au titre de l'arrêté en référence [3]. Transmettre la DT émise pour traitement.

Visite de la salle des machines du réacteur n°2

Comme indiqué précédemment, la liste des systèmes d'obturation de fuite en marche (SOFM) mis en œuvre sur le site ne comportait que deux 2 SOFM dont un sur l'équipement 2 SVA 303 TY. Les inspecteurs ont souhaité s'assurer que le SOFM était bien présent. Cependant, l'équipement n'étant pas facilement accessible, ce contrôle n'a pas pu être réalisé. Les inspecteurs ont pu constater à proximité de cet équipement une fuite active collectée sur l'équipement 2 AHP 213 VL.

Plusieurs calorifuges détériorés ou incomplets (absence d'isolant notamment) ont pu être observés par les inspecteurs. Ces dégradations sont susceptibles de compromettre la sécurité des biens et des personnes.

Demande II.58 : mettre en place une organisation permettant de limiter ce type de situation ou d'y remédier dans les délais les plus courts.



Visite de la salle des machines du réacteur n°3

Les inspecteurs ont pu constater la présence d'une fuite de vapeur active en salle des machines du réacteur n°3 sur l'équipement 3ABP145VL, fuite entraînant la création d'une flaque d'eau importante se déversant en contrebas. Les zones inférieures nécessitant le port de protections respiratoires, les inspecteurs n'ont pu constater si cet écoulement pouvait laisser craindre un impact négatif sur les équipements.

Demande II.59 : justifier de l'impact de cet écoulement sur les équipements et structure en contrebas de la fuite vapeur.

Traitement des écarts

Demande de travail - Délai d'ouverture de PA CSTA

Le traitement des écarts constitue une AIP selon l'article 2.6.3 de l'arrêté [2] et doit donc faire l'objet de contrôle technique selon l'article 2.5.3 de l'arrêté précité.

L'article 2.4.1 de l'arrêté [2] précise 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 ;*
- *[...]* ;
- *d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ; »*

Le terme « traitement » des écarts englobe ainsi toutes les étapes indissociables de ce processus, qu'il s'agisse de la détection, de la caractérisation ou encore du traitement matériel de l'écart.

Le référentiel managérial écarts D455019001064 – Référentiel Managérial Écarts – Ind.1 indique dans l'application de sa demande managériale n°01, au paragraphe intitulé ligne de défense qu'« *une disposition organisationnelle est mise en place afin de :*

- *Vérifier la validité des décisions de non-ouverture de PA CSTA à des intervalles réguliers (au maximum de l'ordre de deux semaines) ;*
- *[...] »*

Cette disposition organisationnelle est par ailleurs reprise dans la note d'application site du référentiel réglementaire écarts référencée D5140/MQ/NA/8REX.01.

Les inspecteurs ont constaté lors des échanges et sur les documents consultés que cette disposition n'est pas appliquée de façon uniforme dans chaque instance traitant des demandes de travail anomalie matérielle (DT-AM). Il existe ainsi un déséquilibre dans la robustesse de la détection des écarts au sein de l'organisation du site.

Ainsi :

- les DT-AM de priorité P1 ou P2 (les plus urgentes) sont traitées en réunion tranche en marche (RTEM) et ne sont pas examinées de façon systématique dans cette instance quant au remplissage de l'attribut « ouverture PA-CSTA : O/N » ou sur la justification associée en cas d'attribut N de la DT. Par ailleurs, il a été indiqué aux inspecteurs que les DT-AM identifiées sous la codification de tâche « Non planifiée - NP » ne sont même jamais examinées en RTEM sous l'angle de la nécessité d'ouvrir un PA-CSTA. Il apparaît ainsi que pour ce type de DT, le processus élémentaire traitement des écarts n'est pas appliqué comme prévu par votre prescriptif ;
- la situation est différente pour les DT-AM de priorité P3/P4/P5 qui font l'objet d'un contrôle quasi systématique dans les instances les concernant (réunion conduite maintenance RCM-TEM ou en comité DT) ;
- concernant les arrêts de réacteur, l'analyse des DT-AM est également perfectible quant à la nécessité d'ouvrir un PA-CSTA ou d'en justifier la non-ouverture en RAT (réunion arrêt de tranche) ou RDT-AT (réunion demande de travail - en arrêt de tranche).

Les inspecteurs ont échangé avec vos représentants sur les causes de cette différence de vérification des attributs des DT-AM « Ouverture PA-CSTA : O/N » et « justification » selon les instances. Il a été mentionné comme origine probable de ces différences : le délai de préparation de l'instance et d'analyse des acteurs plus restreint pour la RTEM que pour les autres instances, des pilotes d'instances différents et des objectifs d'instance sensiblement différents.

En dernière ligne de défense, le pilote opérationnel « traitement des écarts » a indiqué aux inspecteurs effectuer un contrôle expert sur ce champ à la maille trimestrielle pour le site. Les inspecteurs ont signalé que d'autres sites disposent d'une organisation analogue mais à périodicité hebdomadaire ou bimensuel permettant de respecter l'exigence du référentiel et correspondant *in fine* à une seconde ligne de défense.

Demande II.60 : garantir la réalisation de la vérification périodique de la validité de non-ouverture des PA-CSTA à une fréquence qui n'excédera pas deux semaines, quel que soit le niveau de priorité de la DT-AM, y compris pour celles affectées à l'équipe réactive. Présenter les modifications organisationnelles retenues en ce sens.

Demande II.61 : prendre les dispositions organisationnelles nécessaires afin que dans le processus d'approbation d'une DT le remplissage de l'attribut « ouverture PA-CSTA : O/N » fasse l'objet d'un contrôle technique au sens de l'arrêté [2] en application des articles 2.6.3 et 2.4.1.



Notes, mémos et autres supports relatifs au traitement des écarts produits par les services.

Les inspecteurs ont relevé positivement lors de l'inspection les pratiques de certains métiers visant à s'approprier et à décliner sous forme de notes, fiches réflexes ou d'outils (mémos, repères d'ouverture des PA-CSTA) le référentiel écarts.

Ces déclinaisons apportent souvent des précisions sur l'organisation retenue par les métiers à ce sujet, prennent en compte les particularités liées aux activités et s'adaptent finalement à l'utilisateur final dans son quotidien.

Toutefois, les inspecteurs ont constaté plusieurs fragilités sur ces documents (liste non exhaustive) :

- concernant la fiche réflexe n°2 « processus de détection et traitement des constats ouverture plan d'action à l'indice 5 » du service MSR :
 - o il n'y a pas de rappel à la règle d'usage « P20 - Gérer les constats et les écarts - D400815000939 - indice 9 » notamment les règles RU-P20-0020 qui indiquent : « *Toute anomalie (dégradation, défaillances...) portant sur un élément du processus (équipements industriels, immatriculés, locaux industriels) conduira à la création d'une DT AM.* » ;
 - o il n'y a pas de rappel à la règle d'usage « P21 - Instruire un besoin de travail - D400815000469 - indice 6 » notamment les REU-P21-0020 ;
 - o il n'y a pas de formalisation suffisante de la nécessité d'ouvrir des DT AM sur les EIP afin de se conformer au processus écarts. Ainsi, le fait de laisser la possibilité d'ouvrir une TOT (tâche d'ordre de travail) à la suite de l'observation d'une anomalie sur un EIP ne devrait pas être possible compte tenu de la règle susmentionnée.

- concernant la fiche réflexe n° 47 « *Organisation du traitement des constats émis par les fournisseurs en cas 2 sur les projets AT et TEM* » du service MSR :
 - o il n'y a pas de lien effectué avec le processus de traitement des écarts (y compris en page 3 au sein du logigramme) ;
 - o il n'y a pas de rappel à la règle d'usage « P20 - Gérer les constats et les écarts » notamment les règles RU-P20-0020 et RU-P20-0021 ;
 - o il n'y a pas de rappel à la règle d'usage « P21-Instruire un besoin de travail » notamment les REU-P21-0020.

- concernant la fiche de position métier MTE :
 - o il est indiqué « *L'organisation locale demande aux métiers de limiter les créations de DT pour leurs propres comptes. [...]* », or ceci contrevient aux règles d'usages susmentionnées RU-P20-0020 et RU-P20-0021 et aussi à la REU-P21-0020. Seul un nota de cette dernière encadre précisément cette possibilité ;
 - o dans la fiche mémo « rédiger un PA-CSTA », il est indiqué que pour effectuer le contrôle technique tracé dans la note I (attribut : instruit) il est recommandé d'être habilité SN3 alors que le contrôle technique requiert *a priori* d'être habilité SN2 à la lecture de la note 04008.10.11.15/0432 -Note d'organisation Guide de management des compétences à la DPN.



Ces outils et notes produits par les services de maintenance du site ne font pas l'objet d'une relecture ou d'un partage avec le pilote opérationnel « écart » du site. Bien que cela ne soit pas une obligation, ce contrôle paraît nécessaire afin d'éviter les incohérences et les dérives dans la déclinaison du référentiel national au sein des collectifs de maintenance.

Demande II.62 : modifier les supports, notes, mémos et autres documents métiers associés au traitement des écarts afin de les mettre en cohérence avec les règles d'usage P20 et P21.

Analyse du cumul d'écarts concernant des matériels de sauvegarde et leurs fonctions supports

L'article 2.7.1 de l'arrêté [2] indique « *En complément du traitement individuel de chaque écart, l'exploitant réalise de manière périodique une revue des écarts afin d'apprécier l'effet cumulé sur l'installation des écarts qui n'auraient pas encore été corrigés et d'identifier et analyser des tendances relatives à la répétition d'écarts de nature similaire* ».

Le référentiel managérial écart de l'exploitant reprend seulement en partie cette exigence notamment au travers de la « *Demande managériale n° 1 : Gérer une anomalie matérielle concernant un EIP* » où il est indiqué que « *périodiquement, et au minimum à chaque arrêt de tranche programmé pour renouvellement du combustible, est menée une analyse d'interaction qui vise à s'assurer que l'interaction entre les PA CSTA non soldés sur les systèmes de sauvegarde et leurs fonctions support n'est pas de nature à induire une nocivité qui n'existe pas lorsque ceux-ci sont pris isolément* ».

Le pilote opérationnel Écarts a indiqué aux inspecteurs avoir réalisé ce travail pour la première fois dans le cadre de la visite partielle du réacteur n°2 qui s'est déroulée en 2024. Cette analyse se présente sous la forme d'une synthèse où figure un paragraphe pour chaque système concerné, reprenant un condensé d'informations de chaque PA-CSTA.

Il n'y a pas de conclusion formelle pour chaque paragraphe, suggérant donc une non-interaction implicite des PA-CSTA. Toutefois, pour le système RIS, au regard du nombre de PA-CSTA, il est formulé : « *conclusion RIS : pas d'interaction mis en évidence sur RIS* ».

Cette synthèse comporte deux signataires : le pilote opérationnel Ecarts réalisant l'analyse et l'ingénieur sûreté d'arrêt de réacteur validant le document.

Toutefois, le document présenté ne respecte pas les exigences d'assurance qualité car il comporte une date mais pas de signature formelle des deux acteurs susmentionnés.

Demande II.63 : mettre sous assurance qualité l'analyse d'interaction entre les PA CSTA concernant des matériels de sauvegarde et leurs fonctions supports.

Demande II.64 : présenter au sein de l'analyse des conclusions formalisées et claires pour chaque système. Préciser l'état du réacteur et la date à laquelle l'extraction a été réalisée.

Respect de l'organisation du traitement des écarts

Le pilote opérationnel Écarts et les métiers rencontrés ont indiqué ne pas utiliser de fiche de constat papier ou tout autre dispositif analogue lors d'activités réalisées en interne sur les EIP par les agents des métiers.

Ainsi, en cas de détection d'une anomalie lors de la réalisation d'activité sur un EIP réalisée en interne par les agents des métiers, cette dernière est traitée par le biais de l'émission d'une tâche ordre de travail (TOT) supplémentaire au sein de l'ordre de travail (OT). Ceci est conforme à la possibilité offerte par la note située sous la règle REU-P021-0020² issue du processus P21.

Toutefois, les inspecteurs ont indiqué, pour les activités réalisées en interne sur les EIP par les métiers, que ce système de TOT additive en cas de détection d'anomalie ne permet pas de s'interroger sur la nécessité ou non d'ouvrir un PA-CSTA de façon « systématique ». Aucune ligne de défense organisationnelle ou technique autre que le professionnalisme des agents réalisant l'activité ne permet de rattraper cette absence de questionnement. *A contrario*, l'utilisation des « Demande de travail anomalie matérielle » (DT-AM) est plus sécurisée grâce à l'existence de l'attribut « ouverture PA CSTA : O/N » et des instances de gestion précitées. Lors de ces instances, le questionnement collectif sur l'ouverture de PA-CSTA correspond à une ligne de défense organisationnelle supplémentaire.

Par ailleurs, si la règle REU-P21-0020 indique que « *Toute anomalie (dégradation, défaillances...) portant sur un élément du processus (équipements industriels, immatriculés, locaux industriels) conduira à la création d'une DT AM.* », la règle suivante REU-P21-0030 indique que « *Pour chaque anomalie sur un élément du processus industriel, a minima classé EIP et/ou soumis à la réglementation [...], il est nécessaire de statuer sur la nécessité d'ouvrir ou non un PA CSTA en suivant une approche proportionnée aux enjeux.* ». Cette dernière règle renvoie également au processus P20 « Gérer les constats et les écarts » qui corroborent ce point. Il y a donc une différence de robustesse dans la détection/caractérisation/traitement d'une anomalie sur un EIP si elle fait l'objet d'une gestion par TOT (qui s'attardera sur le traitement et non la cause) ou une DT-AM.

Enfin, les inspecteurs ont rappelé que l'usage de DT :

- est présenté par le référentiel managérial Écarts (D455019001064 – indice 1) et son cheminement figure dans son annexe 1 ;
- présente davantage de lignes de défense comme le montre le schéma de l'annexe 4 du Guide d'accompagnement du référentiel Écarts (D455019001065 – indice 1).

² Extrait de la P21, page 8 : « *Nota : Dans le cas où une anomalie est détectée sur un matériel en cours de maintenance, il n'y a pas obligation d'émettre une DT. L'anomalie peut être traitée directement si les modes opératoires en possession de l'intervenant répondent au besoin, ou une TOT supplémentaire peut être créée directement. L'anomalie doit être tracée dans le compte rendu d'intervention.* »



Demande II.65 : assurer le respect du référentiel managérial Écart, en garantissant la traçabilité dans le système d'information (SI) des anomalies observées sur les EIP. S'assurer également du respect des processus RU P20 et RU 21 au sein des métiers notamment pour ce qui concerne l'ouverture de DT-AM à la suite de découverte d'anomalie sur des EIP.

Demande II.66 : En cas de maintien de l'usage de TOT ou OT en traduction dans le SI d'une FNC relevant une anomalie sur un EIP, mettre en place des lignes de défenses organisationnelles, techniques et logicielles permettant de garantir le même niveau de robustesse que l'usage de DT-AM.

Traduction dans le système d'information des fiches de non-conformité papier établies par les prestataires

Les inspecteurs ont interrogé les représentants des métiers sur la gestion des anomalies détectées par les prestataires. Ils se sont intéressés à la prise en compte et au traitement des fiches de non-conformité produites par les prestataires.

Le métier MSR a mis en place une trame type à destination des entreprises intervenantes en cas 2 (c'est-à-dire avec leur propre documentation) et a travaillé à l'homogénéisation des pratiques. Un tableau de suivi permettant de lister par fournisseur les fiches de constat émises et les modalités de traitement est présent. Les colonnes associées au traitement de ces constats sont renseignées par le chargé d'affaires concerné par l'activité.

Il n'y a pas d'ouverture de DT-AM systématique même si l'anomalie concerne un EIP car la détection de l'anomalie a lieu pendant la réalisation de l'activité programmée du prestataire. Le traitement de la FNC aboutira généralement à l'élaboration d'une nouvelle TOT spécifique qui sera intégrée dans son OT voire parfois d'une DT par le chargé d'affaires afin de traiter l'anomalie.

Le suivi des FNC est donc réalisé en interne métier dans un tableau où figure une colonne avec la TOT associée au traitement voire parfois la DT établie. Les organisations des autres métiers présents lors de l'inspection sont analogues à celle-ci vis-à-vis de la gestion des FNC des prestataires portant sur les EIP.

Les inspecteurs ont rappelé que selon l'article 2.6.3 de l'arrêté [2], le traitement des écarts constitue une AIP. Le terme « traitement » des écarts englobe ici toutes les étapes indissociables de ce processus, qu'il s'agisse de la détection, de la caractérisation ou encore du traitement de l'écart.

Les inspecteurs ont constaté que dans les organisations retenues par les métiers, il n'y a pas de contrôle technique associé à la décision de ne pas donner suite à une FNC prestataire relative à un EIP. Ceci correspond à un non-respect de l'article 2.6.3 de l'arrêté INB.

Un événement significatif survenu en 2022 (D5140/AT/RES/20.623) vient renforcer ce constat.



Par ailleurs, le fait de donner suite au traitement d'une anomalie au travers d'une TOT ne permet pas de se conformer aux processus P21 et P20, la TOT ayant trait uniquement aux modalités de traitement de l'anomalie.

Demande II.67 : mettre en place un contrôle technique relatif au traitement des écarts sur les EIP dans le cadre des FNC prestataires conformément à l'article 2.6.3 de l'arrêté [2], y compris lors de la détection de l'anomalie ou lors de la décision de la laisser en l'état.

Gestion des modifications

Respect des engagements pris suite à l'inspection INSSN-OLS-2021-0733

L'ASN a réalisé une inspection en 2021 sur le thème des modifications liées à la VD4 du réacteur n° 1. Lors de cette inspection le contrôle de la modification PNPP 1883, concernant la protection contre une inondation extrême, avait conduit à différents constats. Ceux-ci ont fait l'objet d'une demande, référencée A4, dans la lettre de suite de l'inspection précitée. Dans le courrier de réponse que vous avez transmis à l'ASN, vous aviez indiqué que différentes actions seraient entreprises afin de résorber les constats vus au cours de l'inspection. En particulier, vous vous étiez engagés à :

- ajouter des cadenas sur l'ensemble des racks de stockage des batardeaux ;
- stocker les lisses de manière à favoriser leur mise en œuvre en cas de nécessité ;
- numéroter les lisses présentes dans les racks ;
- ajouter un mode opératoire dédié dans chacun des racks afin de faciliter la mise en œuvre de ces moyens de protection en cas d'inondation.

Au cours de l'inspection de revue, les inspecteurs ont constaté que ces engagements avaient été partiellement respectés. En effet, toutes les lisses n'avaient pas été numérotées, seule la première l'était effectivement, et aucun mode opératoire n'était présent dans les racks de stockage. Le respect des engagements pris à la suite d'une inspection n'est donc pas à l'attendu.

Demande II.68 : justifier les constats faits lors de l'inspection de revue. Respecter les engagements pris dans votre réponse à la lettre de suite de l'inspection référencée INSSN-OLS-2021-0733 et rendre compte des actions prises en ce sens.

Demande II.69 : détailler la manière dont vous vous assurez que les engagements pris vis-à-vis de l'ASN sont bien mis en œuvre.



Respect des rangs de sous-traitance

L'article R. 593-10 du Code de l'Environnement dispose que : « [...] II.-Lorsque l'exploitant confie à un intervenant extérieur la réalisation, dans le périmètre de son installation à compter de sa mise en service et jusqu'à son déclassement, de prestations de service ou de travaux définis à l'article R. 593-13, ceux-ci ne peuvent être réalisés que par des sous-traitants de premier ou de deuxième rang. [...] »

Lors de l'inspection il a été constaté que le document, référencé D5140NT20.022, intitulé « Note Technique : Précisions locales du manuel qualité cadre des équipes communes », mentionne en page 12 que : « la sous-traitance est limitée à 3 niveaux de sous-traitance sachant que le Titulaire du contrat constitue le premier niveau de sous-traitance ». Cette mention présente dans l'une de votre note technique va à l'encontre de la disposition réglementaire précitée. Les échanges avec vos représentants ont conduit à confirmer qu'il s'agissait d'une erreur.

Les inspecteurs ont noté que le document référencé D5140MQNA2RAQ indice F et intitulé : « Note Technique : Organisation de l'équipe commune de Dampierre service ingénierie du parc en exploitation (IPE) » précisait spécifiquement qu'il ne pouvait pas y avoir plus de deux rangs de sous-traitance.

Demande II.70 : mettre à jour votre documentation technique pour vous conformer à la réglementation en vigueur. Préciser les mesures déployées pour vous assurer du respect du nombre de rang de sous-traitance.

Constats issus de la visite terrain

Chemin de câble surchargé dans le bâtiment électrique du réacteur n°1

Au cours de la visite, les inspecteurs ont constaté dans les locaux 1L105 et 1L109 la présence de chemins de câbles surchargés. En d'autres termes, ces chemins de câbles étaient composés d'un nombre important de câbles électriques, dépassant la hauteur du chemin de câble et disposés parfois en équilibre, n'étant retenus que par des dispositifs à serrage rapide (de type rilsan ou colson) à d'autres câbles mieux disposés sur le chemin de câbles. Les inspecteurs ont également constaté dans le local 1L109 l'absence de chemin de câble sur une portion d'au moins un mètre, les câbles se retrouvant ainsi suspendus dans le vide. Par ailleurs, il a été constaté qu'à la jonction entre les locaux 1L105 et 1L109 des câbles reposaient sur du béton mal arasé lors de la destruction d'une paroi en béton séparant ces deux locaux et pouvant potentiellement jouer le rôle d'agresseur.



Le Cahier des Spécifications Techniques (CST) référencé 74.C.030.02 porte plusieurs exigences sur l'installation des câbles sur site dont la vérification doit être réalisée une fois le câblage effectué. Parmi ces exigences, les inspecteurs retiennent notamment, sans être exhaustifs :

- pour les tablettes horizontales de chemin de câble : la nécessité de poser les câbles haute tension en une seule couche sur les chemins de câbles, les autres câbles en une ou plusieurs couches superposées sans jamais dépasser les bords verticaux des tablettes, la nécessité d'avoir une répartition des charges sur les tablettes de 60 ou 100 kg/m selon leur largeur ;
- pour la présentation des câbles sur les chemins de câbles : la nécessité de ranger les câbles soigneusement en évitant les croisements et chevauchements nuisibles à une bonne occupation des tablettes.

Ces exigences permettent notamment d'assurer la bonne tenue des câbles dans leurs chemins de câbles et de leurs connexions aux aboutissants notamment en cas de séisme.

Au regard des constats précités, les inspecteurs considèrent que l'état des chemins de câbles dans les locaux 1L105 et 1L109 n'est pas à l'attendu vis-à-vis de ce qui est requis dans votre documentation interne.

Demande II.71 : justifier les différents constats. Remettre en conformité le cas échéant.

Présence d'eau devant l'armoire 8 ASG 801 AR

Au cours de la visite, les inspecteurs ont constaté la présence d'eau autour de l'armoire 8 ASG 801 AR. Vos représentants n'ont pas pu préciser l'origine de cette eau.

Demande II.72 : préciser l'origine de l'eau observée durant l'inspection. Indiquer l'impact potentiel sur les matériels présents dans le local.

Les inspecteurs ont noté qu'un batardeau était présent à proximité de l'armoire 8 ASG 801 AR. Celui-ci était baissé mais il semblait inétanche. En effet de l'eau s'écoulait entre les deux zones sous le batardeau. Vos représentants ont indiqué que cette inétanchéité était dûe au fait que le batardeau n'était pas correctement mis en place.

Demande II.73 : vérifier que l'inétanchéité constatée n'est pas due à un défaut du batardeau. Indiquer si le constat fait par l'équipe d'inspection relève d'un écart vis-à-vis des exigences définies pour ce batardeau.

Gestion de la charge calorifique dans la zone de feu de sûreté 2ZFSL0791

L'article 2.2.1 de l'annexe à la décision [5] dispose que « l'exploitant définit des modalités de gestion, de contrôle et de suivi des matières combustibles ainsi que l'organisation mise en place pour minimiser leur quantité, dans chaque volume, local ou groupe de locaux, pris en compte par la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie ».

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

Le contrôle de la mise en place de la modification référencée PNPP 1947 a conduit les inspecteurs à se rendre dans un local adjacent à la salle de commande du réacteur n°2. Ce local fait partie de la zone de feu de sûreté 2ZFSL0791 du bâtiment électrique. Les inspecteurs ont constaté la présence dans ce local d'un panier de stockage de filtres d'alarme IAT en matériaux inflammables de type PMMA (plexiglas) sans fiche d'entreposage dédiée. Vos représentants n'ont pas pu indiquer si ce stockage était permanent ou temporaire. Interrogés sur la charge calorifique apportée par ces filtres d'alarmes et sa gestion, vos représentants n'ont pas apporté d'élément aux inspecteurs.

Demande II.74 : analyser l'impact de l'entreposage des filtres susmentionnés vis-à-vis du risque incendie. Préciser les conditions de stockage des filtres IAT. Si nécessaire, remettre en conformité cet entreposage. Prendre les dispositions nécessaires pour assurer en toutes circonstances dans le bâtiment électrique une gestion des charges calorifiques en conformité avec les exigences de l'article 2.2.2 de l'annexe de la décision précitée.

Présence de caisses de stockage en bois dans le hall BK du réacteur n°4 (4K250)

Les inspecteurs ont noté la présence de caisses en bois de grande dimension dans le hall BK du réacteur n°4. Ces caisses en bois servent au stockage des grappes de commande neuves. Ce matériau, qui n'est pas décontaminable, doit être exclu en zone à production possible de déchets nucléaires (ZppDN). Vos représentants ont indiqué que ce système de stockage était utilisé par votre fournisseur et que cette situation était récurrente. Vous avez transmis aux inspecteurs des documents précisant les attendus concernant les aspects logistiques. Un document national référencé D45071702735 décrit les opérations à réaliser afin de s'assurer de l'absence de contamination sur ces éléments en bois. Il est indiqué dans ce dossier que la protection vinyle mise en œuvre avant l'entrée en ZppDN est retirée avant la sortie de la ZppDN.

Au moment du constat, le hall BK était vide, aucune activité de sortie de ZppDN n'était en cours et les caisses de stockage étaient dépourvues de vinyle. L'attendu que vous avez défini n'était donc pas respecté, le risque de contamination de ce matériau était réel. Les inspecteurs considèrent que le retrait du vinyle doit se faire au plus près de la sortie de la ZppDN.

Demande II.75 : justifier l'absence de vinyle sur ces caisses de stockage. Indiquer comment vont être réalisées les vérifications d'absence de contamination et transmettre le résultat de ces tests.

Demande II.76 : indiquer comment le stockage de ces caisses en bois est pris en compte pour la gestion du risque incendie. Préciser comment est gérée la charge calorifique de ces matériels.



Les inspecteurs ont constaté que l'état général du hall BK du réacteur n°4 n'était pas à l'attendu, le cheminement était difficile et un rack de bouteille de gaz sous pression était en particulier disposé de manière inadaptée. Vos représentants ont pris en compte réactivement les remarques des inspecteurs mais ces constats semblent illustrer que la surveillance de l'état des installations n'est pas optimale.

Les inspecteurs ont noté que, dans ce même local, une portion d'une gaine d'aspiration métallique était dégradée. Vos représentants n'ont pas pu indiquer l'impact de cette dégradation.

Demande II.77 : renforcer la surveillance de l'état des installations.

Demande II.78 : justifier l'impact de la dégradation de la gaine d'aspiration.

Étanchéité du batardeau 3 HL 0213 WR

Au cours de la visite il a été constaté qu'un joint du batardeau 3 HL 0213 WR était dégradé. La dégradation de ce joint ne permettait plus d'assurer l'étanchéité du batardeau en cas d'inondation.

Demande II.79 : restaurer l'étanchéité du batardeau 3HL0213WR.

Transport de matières radioactives

Lors de leur participation à la réunion hebdomadaire de revue des constats (RRC), les inspecteurs ont pris connaissance d'un événement concernant le transport d'un gammagraphe GAM80 vers une société prestataire. Lors de cette réunion, il a été indiqué que le constat était clos après échange entre les deux conseillers à la sécurité des transports concernés, qui avaient conclu qu'il n'y avait pas d'écart réglementaire. La documentation fournie par le fabricant de l'emballage de transport (CEGEBOS), partie intégrante du dossier d'agrément du colis, précise les conditions d'arrimage. Dans le cas présent, ces conditions d'arrimage n'étaient pas respectées et les inspecteurs ont donc demandé au CNPE de déclarer un événement significatif « transport », ce qui a été fait peu après l'inspection, le 21 juin 2024.

Demande II.80 : préciser les raisons pour lesquelles les deux conseillers à la sécurité des transports avaient considéré que les modalités d'arrimage de la CEGEBOS, bien que ne respectant pas du tout le certificat d'agrément du modèle de colis, ni ce qui est attendu d'un arrimage de colis type B, étaient conformes à la réglementation.



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

Observation III.1 : les inspecteurs soulignent positivement qu'ils ont pu avoir accès rapidement et facilement à l'ensemble des documents relatifs à l'évaluation de sûreté du site. Ils ont pu assister en observateurs à la réunion hebdomadaire de priorisation puis s'entretenir individuellement avec des responsables de la sûreté du site, dont le directeur d'unité et le chef de mission sûreté qualité.

Rôle managérial du DSE

Observation III.2 : un sujet concernant le rôle managérial des DSE a été signalé aux inspecteurs. En effet, certains DSE non-cadres considèrent ne pas devoir assurer le management des agents de terrain, estimant que cette mission devrait être portée par le CE. Cette vision est partagée par certains agents de terrain qui indiquent que leur manager est le CE et non le DSE, qui ne serait alors que le relais du CE. Le CNPE doit veiller à intégrer la dimension managériale des DSE dans les actions de renforcement des postures de la tête d'équipe aussi bien auprès des encadrants que des équipes (voir les demandes précédentes II.10 et II.11 sur le renforcement des postures et la clarification des rôles et responsabilités des fonctions encadrantes).

Attractivité du site

Les inspecteurs ont noté que le site avait développé une politique dynamique afin de lutter contre le déficit d'attractivité qui le caractérise.

Observation III.3 : il est important de poursuivre le travail relatif au développement d'une politique d'attractivité sur les postes en tension et de gestion des compétences sur le long terme afin de pérenniser les équipes et d'accroître ainsi l'ancrage de la culture sûreté.

Réseau des correspondants irrégularités

Les inspecteurs ont examiné l'organisation et le fonctionnement du CNPE pour ce qui concerne l'animation de la thématique « irrégularités ». Le site dispose d'un correspondant « irrégularités » par service, chacun doté d'une lettre de mission. Le fonctionnement actuel est relativement vertical, chaque correspondant ayant notamment la charge d'instruire les potentielles irrégularités concernant les activités couvertes par son service, pour en référer au pilote opérationnel du site.

Observation III.4 : le site gagnerait à mailler les correspondants « irrégularités » pour en faire un véritable réseau et réaliser un partage d'expérience sur les bonnes pratiques en matière de prévention et de détection des irrégularités.



Utilisation de l'application Caméléon pour exploiter les observations faites par les inspecteurs de l'ASN

Observation III.5 : lors des inspections de l'ASN, il arrive fréquemment que les inspecteurs fassent des observations ponctuelles, liées par exemple à l'état des matériels, qui ne sont pas reprises dans la lettre de suite car elles font l'objet d'un traitement curatif rapide (habituellement notifié à la division par messagerie avec les éléments de preuve pertinents). Ces observations pourraient utilement faire l'objet de constats Caméléon car elles permettent d'enrichir la base de données « signaux faibles » du CNPE.

Professionnalisation des futurs agents de terrain et opérateurs

La GPEC du service Conduite souffre en permanence d'un mouvement net de personnel au bénéfice des autres CNPE qui impacte fortement la stabilisation des effectifs et ce malgré l'activation de plusieurs leviers de recrutement par la direction du site (recrutement local, par cooptation ou progression par la voie de la promotion...).

Considéré de ce fait comme un service « formateur », le service Conduite a adapté son offre de professionnalisation des nouvelles recrues par la création récente du pôle de compétence de la conduite (PCC). Une fois complètement créé, ce PCC permettra de décharger les équipes de quart en prenant directement en charge l'ensemble des stagiaires sur leurs périodes de mise en situation de professionnalisation (MESP) prévue initialement en immersion dans leurs équipes d'adoption.

Observation III.6 : les inspecteurs s'interrogent sur la suffisance de cette substitution à l'étape de MESP, dans la mesure où l'immersion dans une équipe de quart permet, en plus de la montée en compétence recherchée par le stagiaire, d'intégrer la réalité du terrain dans la réalisation du geste technique et les interactions avec les autres métiers.

Observation III.7 : les inspecteurs s'interrogent aussi sur la capacité du PCC dans sa taille actuelle (trois agents) à assurer cette mission sans renfort supplémentaire.

Auto-évaluation des compétences des agents du service Conduite

Les agents de conduite sont invités à réaliser périodiquement diverses auto-évaluations permettant à leur hiérarchie et aux pilotes stratégiques de certains processus élémentaires d'avoir un suivi de tendance de leur niveau de compétence.

Les inspecteurs ont constaté que les résultats de plusieurs campagnes d'auto-évaluation, en l'occurrence celles dédiées aux processus lignage, maîtrise de la réactivité ou encore aux fondamentaux de la conduite, ne reflètent pas les difficultés en lien avec les défauts de compétence qui persistent sur ces processus.

Observation III.8 : les résultats des auto-évaluations doivent être confrontés aux indicateurs utilisés pour mesurer la performance des processus élémentaires pour lesquels ces auto-évaluations ont été diligentées.



Pilotage du processus élémentaire N3C

Après deux ans passés sans animation du processus élémentaire (PE) N3C « Non-conformité de configuration des circuits », le service Conduite a repris le pilotage de ce PE en septembre 2023.

Observation III.9 : les inspecteurs ont constaté que le pilotage du PE N3C est orienté exclusivement vers le SCO sans y intégrer les autres métiers (la chimie en particulier). Ce mode de pilotage ne permet pas d'avoir une vision intégratrice des signaux faibles issus des autres services impliqués dans les activités de lignage.

Contrôle technique de pose de CA

La demande managériale n°06 du référentiel managérial « Condamnations administratives » précise que « *le contrôle en local de la pose d'une CA est fait par un agent de conduite différent de celui qui l'a posée. Il est réalisé en temps légèrement différé, avant que la CA soit requise ou au plus tôt si la CA est déjà requise* ».

Observation III.10 : le contrôle différé de pose de CA exigé par le RM CA a été jusqu'à très récemment substitué par un contrôle croisé. Le service Conduite doit veiller dorénavant à ce que cette exigence soit ancrée dans la pratique de pose des CA par les AgT.

Mise à jour de la courbe de concentration en bore (Cb) dans les documents de CIA

Les tables de Cb doivent être mises à jour au passage ECU50 pour tous les arrêts avec rechargement de combustible. Ces tables sont à insérer dans les documents de CIA suivants : RMC, I14-OP et I14-SUP disponibles en SdC.

Observation III.11 : la mise à jour de la table de Cb dans les documents de la CIA n'est actuellement pas affectée explicitement à une tâche planning et risque d'être oubliée.

Utilisation de l'espace maquette

Observation III.12 : l'espace maquette, doté d'un nombre important de robinets et de cellules électriques sur lesquels les intervenants peuvent s'entraîner avant de réaliser le geste technique sur l'installation est actuellement utilisé pour assurer essentiellement les stages obligatoires de recyclage des agents habilités. Il convient de favoriser l'entraînement des intervenants et des futurs AgT par l'utilisation des équipements de cet espace afin qu'ils s'approprient le geste technique nécessaire à l'exercice de leurs métiers.

Description incomplète de la problématique à l'origine du PA n°420194

Constat d'écart III.13 : l'examen du PA n°420194 relatif à la manœuvre incomplète à la fermeture du clapet 9DVN506VA lors de l'EPC JDT360 du réacteur n° 2 révèle des lacunes sur le problème réel rencontré au cours de l'essai et son origine. Vous veillerez à toujours détailler les PA ouverts pour qu'ils soient autoportants.



Analyse de risque (AdR) des DMP

Constat d'écart III.14 : à la consultation de dossiers de DMP, les inspecteurs ont noté quelques AdR qui ne répondent pas à l'attendu et se rapprochent davantage d'une analyse de besoin. Ceci est le cas par exemple de l'AdR relative à la pose du DMP « REA S001ANA » visant à modifier la consigne du débit d'eau REA. Pour ce dernier, l'analyse des risques évoque une conduite de l'installation délicate lorsque la concentration en bore est élevée, ce qui semble être la justification de l'objectif mentionné *supra*, mais n'évoque pas du tout le risque d'écart sur la concentration en bore, qui semble pourtant être le risque principal. De plus, l'AdR précise comme seule parade au risque sûreté le fait de poser le DMP « *lorsque la Cb [concentration en bore] du primaire est inférieure à 500 ppm* », ce qui ne semble correspondre en fait qu'à la situation dans laquelle le DMP est nécessaire. Vous veillerez à réaliser des AdR pertinentes et adaptées à chacune des interventions prévues.

Erreur de classification MTI versus DMP

Constat d'écart III.15 : les inspecteurs ont constaté que la dépose du battant des clapets 8TEU067VE et 9TEU067VE a fait respectivement l'objet d'une MTI fin 2016 et de la pose d'un DMP mi-2015. Ces clapets ayant un rôle équivalent, la différence de traitement n'est pas justifiée et constitue donc une erreur de classement pour l'un des deux. A la suite de cette erreur de classification entre les tranches 8 et 9, vous veillerez à assurer le même classement (*a priori* en MTI) pour garantir la cohérence et l'adéquation du suivi et du traitement. D'après les échanges en inspection, vous vous orientez vers le fait de retenir le caractère définitif de la modification.

MTI en lien avec les TC RIC

Observation III.16 : les inspecteurs ont constaté que les MTI en lien avec les thermocouples (TC) du système d'instrumentation du cœur (RIC) sont nombreuses (une trentaine sur le CNPE de Dampierre) et sont difficiles à résorber. Elles sont en effet liées à des opérations de maintenance lourde - à réaliser lors des arrêts longs de type visite partielle (VP) ou décennale (VD) - dont les ressources sont à la main de vos services centraux. A titre d'exemple, sur le réacteur n° 2, les TC RIC n'ont finalement pas été réparés sur la dernière VD, la marge sur le nombre de TC RIC restant disponible étant toutefois encore suffisante. De plus, sur les huit MTI devant être déposées lors de la dernière VP, six n'ont finalement pas été déposées. Lors de la prochaine VD du réacteur n° 4, il est prévu la dépose de seize MTI sur les TC RIC.



Exigences définies associées aux agressions

Constat d'écart III.17 : dans la déclinaison locale de la règle d'application des spécifications agressions (RASA) référencée D5140NT22044 figurent des informations relatives à l'identification des équipements disposition agression (EDA) et des matériels passifs statiques agression (PSA). A l'examen par sondage des données présentes dans le système d'information EAM sur quelques matériels identifiés EDA ou PSA, les inspecteurs ont constaté que l'agression est précisée mais pas systématiquement la ou les exigence(s) définie(s) associée(s). Vous veillerez à corriger ce point pour l'ensemble des EDA et PSA identifiés.

Etat technique et référentiel documentaire différents pour une même paire de réacteurs

Constat d'écart III.18 : les inspecteurs ont procédé à des mises en situation en SdC des réacteurs n° 3 et 4 qui témoignent de quelques difficultés dans les interactions entre les équipes de conduite des deux réacteurs du fait de leur état technique différent, le réacteur n°3 étant à l'état VD4 et le réacteur n°4 à l'état VD3. A partir de l'état VD4, certains moyens de la tranche voisine sont en effet valorisés mais ceci n'est pas spécifié dans la documentation du réacteur n°4 encore à l'état VD3. Cela traduit un manque de robustesse documentaire qui repose *a priori* seulement sur la connaissance du chef d'exploitation (CE). Ceci est amené à disparaître avec le passage prochain du réacteur n°4 à l'état VD4 mais mérite d'être analysé et anticipé à l'avenir (VD4 / VD5).

Propreté radiologique

Constat d'écart III.19 : lors de leur contrôle, les inspecteurs ont relevé la présence de traces importantes de bore sec au sol, d'une concrétion de bore sur un bouchon soudé, d'un revêtement du sol et des murs avec une peinture écaillée en divers endroits rendant une éventuelle décontamination compliquée (surtout dans une zone à risque contamination) dans le local repéré ND337 des installations du réacteur n° 4. Le MIP10 permettant le contrôle des intervenants en sortie de ce local était absent. Vos représentants ont informé les inspecteurs qu'ils utilisaient un MIP10 situé à quelques locaux de ce dernier, ce qui n'est pas adapté compte tenu du risque de dispersion de la contamination au sol.

Sauts de zone dans le bâtiment réacteur n°1

Constat d'écart III.20 : Les inspecteurs ont constaté que pour accéder au niveau -3,50 m du bâtiment réacteur n° 1, un « saut de zone » radiologique était présent juste devant l'escalier d'accès, et que le port d'une surtenue, de surbottes et de gants nécessaires était imposé pour accéder à ce niveau.

Il s'avère qu'un « point chaud orange » était présent pratiquement au droit de ce saut de zone, alors qu'il s'agit d'un emplacement sur lequel les personnes doivent stationner pour effectuer leurs habillages/déshabillages, ce qui est contraire au principe d'optimisation. Un déport du saut de zone ou la mise en place de protection biologique devant le point chaud aurait dû être étudié. Par ailleurs, un contrôleur était situé à proximité de ce saut de zone afin de vérifier une éventuelle contamination, mais il était situé face à un autre point chaud orange, ce qui le faisait saturer et le rendait inapte à détecter une faible contamination.



Il convient de s'assurer lors des prochains arrêts de réacteurs que les sauts de zone soient convenablement placés et protégés pour optimiser la dose reçue, avec des contrôleurs judicieusement disposés.

Surveillance des prestataires

Observation III.21 : l'article 2.2.2 de l'arrêté [2] dispose 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. Cette surveillance est proportionnée à l'importance, pour la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement, des activités réalisées. Elle est documentée dans les conditions fixées à l'article 2.5.6. Elle est exercée par des personnes ayant les compétences et qualifications nécessaires. [...] ».

Les inspecteurs se sont intéressés à la manière dont est constitué le programme de surveillance d'une activité. Si les données d'entrée utilisées ont semblé pertinentes, les inspecteurs ont constaté que le cahier des charges lié à l'activité n'est pas inclus parmi celles-ci. Vos services ont précisé que le chargé d'affaires qui s'occupe de l'activité est en lien avec le chargé de surveillance et effectue la vérification du programme d'inspection à la connaissance dudit cahier des charges. Il semble pourtant utile de le prendre en compte pour s'assurer que les spécifications techniques qui y sont mentionnées puissent être vérifiées (telles que des qualifications particulières par exemple). De plus, parmi les données d'entrées, ne sont prises en compte que les fiches d'évaluation prestataires (FEP) émises par le CNPE, à l'exception des entreprises prestataires n'ayant pas encore travaillé sur le site. Les inspecteurs considèrent qu'à l'étape d'élaboration du programme de surveillance, les chargés de travaux n'étant pas définis, ne pas considérer le retour d'expérience (REX) des autres sites peut être réducteur, et que vérifier l'existence de FEP négatives sur le prestataire ou sa mise sous surveillance sur un autre CNPE pourrait permettre d'adapter la surveillance le cas échéant.

Il est de votre responsabilité d'évaluer l'opportunité d'intégrer le cahier des charges / cahier des clauses techniques particulières ainsi qu'une vérification des FEP négatives concernant le prestataire au niveau national parmi les données d'entrée permettant d'élaborer un plan de surveillance de prestataire.

Etat du bâtiment réacteur n°1

Observation III.22 : les inspecteurs ont constaté que des gattes des systèmes EVC et EVR (ventilation) avaient leurs évacuations bouchées et qu'elles débordaient au niveau -3,50 m du bâtiment réacteur. **Il est de votre responsabilité de corriger cet écart qui peut participer à la dispersion de contaminations initialement localisées et fixées.**



Moyens de lutte contre l'incendie

Observation III.23 : sur les DMCI, il serait judicieux de généraliser l'ajout de plans dans les situations où les moyens compensatoires valorisés sont situés dans d'autres locaux, afin de faciliter leur utilisation en cas de nécessité.

Système RIS

Observation III.24 : comme mentionné plus haut, le CNPE a identifié plusieurs causes ayant mené à des événements sur le système RIS et a engagé un plan d'action pour en identifier les causes racines et les traiter. Dans le cas où lesdites causes pourraient être à l'origine d'événements similaires sur d'autres réacteurs, il conviendrait de partager avec les autres sites du parc en exploitation pour éviter que le problème ne surgisse ailleurs.

Métrologie

Observation III.25 : les inspecteurs ont noté que l'activité de confirmation métrologique était animée et supervisée en interne EDF jusqu'à récemment par une seule personne, une deuxième à 50% de son temps est venue la seconder depuis peu.

L'activité du laboratoire métrologie de Dampierre-en-Burly est confiée à une société qui intervient sur 80% des CNPE et qui a été mise sous surveillance renforcée par vos services centraux depuis le 30 janvier 2024 (FEP notée à D).

Le laboratoire de métrologie de Dampierre gère 8 228 instruments : mégohmmètres, multimètres, clefs dynamométriques, pressostats... 2% de ces instruments sont étalonnés ou vérifiés à l'extérieur du site, le reste en interne par le laboratoire lui-même. Les inspecteurs ont noté que 31 FNC ont été enregistrées et diffusées aux métiers au cours des 6 derniers mois pour environ 600 sorties d'instruments du laboratoire sur cette période. Cela représente environ 5 % du volume, ce qui est significatif et montre l'importance que revêt le contrôle métrologique pour garantir la qualité et la maîtrise de vos activités.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage, dans l'outil GEMO2, le suivi d'instruments et sa conformité avec les demandes du référentiel managérial [7]. Pour les instruments examinés par sondage, les données relatives aux étalonnages sont correctement renseignées, les vérifications métrologiques après le retour de matériels prêtés ou d'un retour d'étalonnage réalisé à l'extérieur sont effectuées, les dates de validité d'utilisation du matériel étaient également indiquées. Le contrôle a été étendu par sondage à l'appareillage utilisé pour mesurer la puissance du réacteur par bilan thermodynamique au secondaire (BIL100) et s'est avéré également satisfaisant.



Les inspecteurs ont noté que le pilote du processus élémentaire animait également l'activité métrologie des autres CNPE de la région Centre Val de Loire et qu'une démarche proactive était menée pour la développer, avec pour exemple la réalisation et l'installation d'une baie de test permettant aux intervenants d'assurer un contrôle autonome des instruments de métrologie. Les inspecteurs ont pu constater que le contrôle de l'activité métrologique de Dampierre était efficace. Il est apparu cependant fragile car il ne repose que sur une personne, appuyée depuis peu par autre agent à mi-temps.

Au vu de l'importance que revêt cette activité pour la réalisation des AIP et de l'ambition du site d'animer le pôle métrologie des CNPE du Val de Loire, il paraît nécessaire de pérenniser cet appui voire de le renforcer, d'autant que la société prestataire est jugée en difficulté puisque placée sous surveillance renforcée et que l'arrivée potentielle d'un nouvel entrant demandera une surveillance encore accrue dans la phase de démarrage du contrat.

Pièces de rechange

Observation III.26 : les inspecteurs ont noté que la reprise en main de l'activité PDR est faite depuis un an après une période de vacance du poste, ce qui a nécessité une priorisation des activités. Néanmoins il est nécessaire de veiller à ce que les actions tête haute (exemple du REX AT PDR avec UTO) soient désormais réalisées de manière à retrouver un fonctionnement pleinement opérationnel.

Observation III.27 : les inspecteurs ont également noté que l'équipe MTE MECA avait été reconstruite et était en phase de reconstitution de compétences. Il paraît nécessaire que la mise en commun du savoir soit pérennisée et déclinée, notamment en complétant et en actualisant les gammes d'essai.

Observation III.28 : les inspecteurs ont consulté le fichier des écarts concernant les PDR. Il permet d'identifier environ 70 écarts sur une période 1,5 ans. Ce nombre peut apparaître faible au vu du volume de l'activité. Il s'agit d'articles qui présentent un défaut de conditionnement (écart logistique), qui ne sont plus disponibles sous la référence mentionnée (articles indiqués éteints) ou à l'inverse d'articles ayant subi des évolutions sans que la référence n'ait été modifiée (exemple donné par le site concernant une modification du moteur du pont polaire qui a nécessité *a posteriori* des ajustements pour pouvoir être monté). Il est de votre responsabilité de vous assurer que ce fichier est bien représentatif de l'ensemble des écarts constatés sur les PDR, pour notamment alimenter le retour d'expérience.

Observation III.29 : conformément à la demande managériale N°2 du référentiel « qualification des matériels aux conditions accidentelles sur le CNPE de Dampierre » [8] le site dispose d'une liste des matériels classés EIPS, intégrant la qualification MQCA. Cette liste figure en annexe de la note D5140MQNA3PSQ03. En parallèle le tableau EXCEL correspondant a été transmis aux inspecteurs. Un filtre appliqué à la colonne « Qualification MQCA » fait ressortir 2 389 matériels qualifiés. Les inspecteurs ont relevé que la liste n'était pas encore finalisée puisque le statut de 17 matériels n'était pas encore renseigné.

Observation III.30 : le site a précisé aux inspecteurs que le raccordement entre les modèles industriels MI et les matériels identifiés comme relevant du Maintien en Qualification en condition Accidentelle a été fait à 100%. Cela répond à la demande managériale n°4 du référentiel qualification des matériels aux conditions accidentelles sur le CNPE de Dampierre [8].



Entreposages dans les magasins :

Hors constats effectués sur le suivi en température, hygrométrie et limitation des UV identifiés en demande II.42, plusieurs vérifications effectuées par les inspecteurs n'ont pas conduit à relever des anomalies :

- les inspecteurs n'ont pas relevé d'écart de vérification métrologique sur les enregistreurs de température et d'hygrométrie fonctionnels qui ont été contrôlés dans la magasin général (appareils 100-DAM-003, 014, 0165 au magasin général) ;
- le contrôle de l'adéquation des affichages avec le contenu de plusieurs armoires coupe-feu ou chimiques n'a pas fait l'objet de constat significatif (cependant certains inventaires étaient erronés), y compris concernant les mises à la terre (armoires 11 à 15) et la disponibilité des aérations (armoires n° 14 et 15) au magasin général ;
- la collecte des potentielles eaux d'extinction est apparue satisfaisante au « magasin banalisé consommables ». Les inspecteurs n'ont cependant pas testé physiquement les dispositifs en place ;
- les inspecteurs n'ont pas relevé d'écart à l'huilerie, les questions encore en suspens après l'inspection du 11 juin ayant été soldées dans la semaine.

Les inspecteurs ont également identifié comme de bonnes pratiques :

- la mise en place de pièces sacrificielles dans le magasin général et dans le bâtiment RGV 85, pièces qui vous permettent de juger de l'impact effectif des conditions d'entreposage sur les matériels ;
- l'envoi de cartes électroniques, prises par sondage, pour également juger de l'impact de conditions d'entreposage non satisfaisantes (les inspecteurs ont bien noté que, selon vos informations, aucune anomalie n'avait été détectée sur ces cartes entreposées au magasin général).

Concernant le magasin RGV85, les inspecteurs ont bien noté la réactivité du site à corriger le positionnement inadapté d'un affichage indiquant des moyens de lutte contre l'incendie.

Diesels de secours

Observation III.31 : l'ingénieur du service fiabilité (SFI) en charge des diesels a présenté aux inspecteurs son analyse de la fiabilité des matériels. D'après la présentation, le nombre de DT AM Diesels du CNPE de Dampierre-en-Burly ne présente pas de singularité par rapport au parc EDF, analyse qui serait partagée par le national. La présentation indique également qu'il n'y a pas d'évolution du nombre de DT AM sur le CNPE par rapport aux autres années. La problématique principale en 2023 en termes de DT était causée par les files d'air de lancement de 3 LHP. La présentation qui a été faite complète celle du bilan de fonction transmis en amont de l'inspection et a convaincu les inspecteurs de la bonne maîtrise technique des diesels par l'ingénieur diesel SFI.

Observation III.32 : le site rencontre depuis plusieurs années de grosses difficultés à respecter les critères d'approche eau HT des RGE IX, que ce soit pour le premier seuil (critère de groupe B) et même pour le second (critère de groupe A). Cette problématique a fait l'objet d'une analyse approfondie par le site, avec l'appui des services centraux. Elle a montré que le critère d'approche eau HT est fondé sur des hypothèses d'échange thermique qui ne sont pas complètement réalistes et qu'il a été défini sans prendre en compte le fonctionnement de la vanne thermostatique, ce qui conduit à un biais qui est d'autant plus important que la température de l'air extérieur est froide. Or, les contraintes planning font qu'il est difficile de planifier les EP 100% sur les périodes les plus chaudes. L'analyse des résultats des années précédentes a par ailleurs montré que, même lorsque les critères avaient été satisfaits, les marges obtenues étaient restées très faibles. Il n'a pas été identifié de cause prépondérante, c'est plutôt l'addition de petites pertes de marges qui conduirait *in fine* au non-respect des critères. Plusieurs actions correctives ont été entreprises par le CNPE de Dampierre-en-Burly. L'instrumentation et les procédures d'essai ont été optimisées. Dans le cadre d'une *Taskforce* définie avec le national, le nettoyage des ailettes de refroidissement des aéroréfrigérants a été réalisé avec de l'eau en température sous pression. Les aéroréfrigérants HT et BT de tous les diesels, sauf le 2 LHP ont ainsi été nettoyés. Vos représentants ont indiqué que le gain n'était pas observé de façon systématique, mais qu'il a été notable sur le 4 LHQ (gain environ 5°C). Le CNPE a choisi de réitérer ces nettoyages avec une périodicité de 5 cycles, durée qui sera en pratique réduite à 4 cycles pour se caler sur la périodicité des visites de maintenance de type 2. Les informations apportées ont convaincu les inspecteurs que le site était investi dans le règlement de cette problématique récurrente et importante.

Observation III.33 : en raison d'un déficit marqué de ressources au sein du service MTE, le site ne faisait pas de suivi de tendance sur les diesels. Des recrutements ont été menés en 2023 et la montée en compétence en cours permettra la réalisation d'un suivi de tendance sur les matériels de sauvegarde à partir de l'été 2024. Il est à noter que le bilan de fonctionnement des diesels a été priorisé. **Les inspecteurs ont noté que cette situation devrait être rapidement régularisée.**

Contribution au retour d'expérience national

Les inspecteurs ont constaté que le site de Dampierre-en-Burly était un contributeur très modeste de « fiches REX à l'intervenant », qui sont un outil intéressant de partage du REX.

Observation III.34 : Compte tenu du volume d'activités de maintenance réalisées par le site, il est pourtant certain que le CNPE de Dampierre-en-Burly dispose de la matière nécessaire pour rédiger des fiches intéressantes.

Visites terrain Diesels

Observation III.35 : L'un des afficheurs des manomètres mesurant la pression d'air des files de lancement du diesel 2 LHP, sur lequel il est indiqué qu'il fournit une information redevable d'un critère RGE, comportait une flèche à 40 bars. La signification de cette flèche n'a été expliquée qu'*a posteriori*. Il s'agit en fait d'une limitation maximale de la pression des bouteilles protégées par les soupapes 2 LHP 013 VA et 2 LHP 014 VA qui sont tarées à 40 bars et non de la pression à respecter comme aurait pu le laisser supposer la flèche. **Une mise en en cohérence des indications sur les manomètres des files d'air 2 LHP et 2 LHQ doit être réalisée et la signification du marquage doit être explicitée.**



Observation III.36 : les inspecteurs ont constaté que la porte sécuritaire 2HD0208PD comportant la mention « cette porte doit être maintenue verrouillée pour des raisons de protection » était ouverte et bloquée par un tuyau incendie. Passé cette porte, le cadenas de la trappe qui permet de sécuriser l'accès à la cuve du diesel avait été enlevé. **L'information sera transmise au SHFDS en application du R. 1333-73 du code de la défense.**

Observation III.37 : les inspecteurs ont visité les DUS des réacteurs n° 1 et 2. Sur le DUS n° 2, le panneau de chantier d'une entreprise prestataire en cours d'activité spécifiait le port d'Equipements de Protection Individuelles, EPI dont n'étaient pas munis les intervenants. Le responsable de l'équipe l'a justifié en indiquant que les EPI n'étaient requis que pour certaines phases des travaux. Ces restrictions auraient dû être précisées dans le cartouche. Sur ce même panneau de chantier, le PV de fin de chantier était déjà partiellement rempli, ce qui est paru très prématuré au vu de l'avancement.

Observation III.38 : les inspecteurs ont inspecté le GUS. Il a été constaté qu'un coffre rouge contenant du sable absorbant ne contenait pas la pelle qui permettrait de l'utiliser. **Il convient de placer dans le coffre rouge contenant de l'absorbant situé dans le local du GUS un outil permettant de l'utiliser et de poser un scellé permettant de garantir sa présence.**

Visite terrain des groupes froids DEL et DEG

Observation III.39 : les locaux et les matériels des groupes froids DEL et DEG visités par les inspecteurs étaient dans l'ensemble propres. Les inspecteurs ont relevé un certain nombre d'anomalies sur le matériel du Groupe Froid DEL liées à des problèmes de corrosion ou d'instrumentation apparemment hors service, ce qui a conduit le site à ouvrir quatre Demandes de Travaux de façon réactive (DT n° 1589441, 1589518, 1589502, 01589620). Il a été constaté par les inspecteurs un certain nombre d'anomalies sur le matériel du Groupe Froid DEG liées en grande partie à des gattes remplies en raison du bouchage de leur évacuation. Quatre Demandes de Travaux ont été en conséquence ouvertes par le site (DT n°1589399, 1589409, 1589413, 01589415).

Inspection du tarage des soupapes SEBIM

Observation III.40 : les inspecteurs ont contrôlé l'activité de tarage des soupapes SEBIM en cours de réalisation par l'AMT sur le réacteur n° 1. Les explications claires apportées par l'équipe ont convaincu les inspecteurs que l'activité était bien maîtrisée.

Suivi en service des ESPN

Observation III.41 : les inspecteurs ont demandé à se faire présenter les programmes d'opérations d'entretien et de surveillance des tuyauteries du système TEU, équipements mentionnés dans la liste des ESPN et soumis, selon cette dernière, à des opérations de contrôle en service au titre des annexes V et VI de l'arrêté en référence [4]. Ces équipements ayant, selon les documents présentés, une température maximale en service de 110°C, ils ne sont pas redevables des annexes mentionnées.



Suivi en service des ESP et RPS

Observation III.42 : lors de la consultation de la liste des ESP exigée par le III de l'article 6 de l'arrêté en référence [3], les inspecteurs ont constaté que certaines périodicités d'inspections périodiques étaient exprimées en cycles. La durée des cycles pouvant potentiellement dépasser un an, notamment dans le cas de « stretch out »³, il n'est pas exclu que l'échéance d'inspection périodique puisse être dépassée, sauf si la transcription des périodicités calendaires en périodicité « cycles » a été réalisée de manière à intégrer cette spécificité. De plus la liste transmise en préalable à l'inspection contenait des incohérences de dates dues *a priori* à un problème d'extraction des données.

Lors de l'examen du dossier d'intervention non notable visant à abaisser la pression maximale admissible de l'équipement 1APP607TY, les inspecteurs ont pu constater que l'attestation de conformité établie à l'issue de l'intervention citait des textes réglementaires non pertinents et redondants.

Traitement des écarts

Observation III.43 : les inspecteurs ont relevé comme une bonne pratique le tuilage de 4 mois avec le successeur du pilote opérationnel écarts. Toutefois, le pilote opérationnel écarts assure également le pilotage de la problématique écarts de conformité pour le site. Il assure ces deux missions à hauteur de 0,75 équivalent temps plein. Les inspecteurs s'interrogent sur le temps alloué à ces missions notamment au regard des pratiques d'autres sites comparables.

Observation III.44 : il existe depuis le 29 mai 2024 un mémo intitulé « Comment identifier les EIP et leurs exigences définies ? Quel lien avec la DT, le PA CSTA ? ». À la lecture de celui-ci, les inspecteurs ont constaté que le format de présentation et l'ergonomie du support sont perfectibles afin d'être utilisés plus aisément par les agents.

³ Procédé de pilotage en prolongation de cycle d'un réacteur



Gestion des modifications

Utilisation par DIPDE des FNC de la PNPP 1258G

Les inspecteurs ont contrôlé les fiches de non-conformité (FNC) de la modification référencée PNPP 1258G. Lors de la mise en place de la PNPP en tranche 1 est apparu au début du chantier un aléa en lien avec des surépaisseurs des coudes en PEHD à 45° empêchant leur mise en œuvre et nécessitant l'utilisation de coudes à 90° pour la construction du réseau enterré. Cet aléa a été caractérisé par une FNC (FNC DA-001) et a conduit à la nécessité de revoir les plans des tracés des tuyauteries. Une autre FNC (FNC DA-004) énumère deux difficultés de l'entreprise intervenante l'empêchant de recoller les soudures sur les plans au regard de la modification des coudes mais aussi d'une demande de modification de tracé demandée par vos services d'ingénierie nationale (DIPDE). L'entreprise intervenante propose en solution de reporter directement les numéros de soudures sur un plan figurant en annexe de la FNC (en lien avec la difficulté issue de la FNC DA-001) mais également de simplifier le tracé au final et de mettre à jour lors du passage CAE (conforme à l'exécution) du plan de tracé sur la base d'une demande de DIPDE. Les inspecteurs ont conclu à la suite de ce constat et aux échanges avec vos représentants que le suivi de ces évolutions était assuré par l'intermédiaire des FNC et non par un amendement au dossier originel. Les inspecteurs considèrent que les FNC ne peuvent pas être utilisées pour tracer ces évolutions de la modification PNPP 1258G mais doivent être utilisées strictement dans le cadre d'anomalies identifiées sur le terrain à la suite du déploiement des modifications.

Observation III.45 : les inspecteurs ont profité d'une inspection au mois de juillet à DIPDE pour interroger cette structure quant aux pratiques constatées sur le site de Dampierre-en-Burly en matière de modification d'une modification. Ce point fera partie des questions posées en lettre de suite de cette inspection, aucune réponse détaillée n'ayant pu être apportée en séance.

Inspection inopinée de nuit au sein du réacteur n° 1

En salle de commande dans la nuit des 9/10 juin 2024

Lors des contrôles effectués de nuit en salle de commande des réacteurs n° 1 et 2, les inspecteurs ont été amenés à effectuer les différents constats suivants :

- un klaxon d'alarme était inhibé en inter tranche en raison d'un dysfonctionnement sur 8 CTE, ce qui imposait des vérifications régulières de l'équipe de conduite comme l'a rappelé le chef d'exploitation lors du briefing de l'équipe montante. L'alarme concernée étant une alarme regroupée, l'équipe de conduite doit réaliser périodiquement des vérifications pour s'assurer qu'il n'y a pas une nouvelle origine à l'apparition de l'alarme dont le klaxon est inhibé. Si elle perdurait, cette situation serait susceptible d'accaparer le personnel de conduite voir de fragiliser cette surveillance du fait d'une habitude à l'écart ;
- une intervention était annoncée sur SEO 0272 VK avec une planification le « 02/01/24 » et était toujours identifiée en salle de commande du réacteur n° 2 le 9 juin 2024 ;

- lors du prejob briefing réalisé entre un agent de conduite et le prestataire en charge de la décontamination des alvéoles de la piscine du bâtiment réacteur n° 1, les échanges ont porté sur l'ensemble des risques associés à l'activité et pas seulement sur ceux en interface avec la conduite des installations. Dans le cas où cet élargissement deviendrait la règle, il conviendra de ne pas oublier de rappeler les parades associées.

Observation III.46 : il est important de limiter au strict nécessaire l'inhibition des klaxons d'alarme, et tout particulièrement lorsque l'alarme concernée est une alarme regroupée.

Dans le bâtiment du réacteur n° 1 dans la nuit des 9/10 juin 2024

Les inspecteurs ont pu vérifier plusieurs des dispositions de radioprotection prévues sur le chantier de décontamination des piscines :

- la phonie était en place entre les différents acteurs, que ce soit en fond de piscine ou avec la surveillance de terrain et le responsable de chantier ;
- une balise de détection de contamination était positionnée et opérationnelle à proximité d'un sas d'habillage/déshabillage ;
- la télé dosimétrie était en place afin de suivre l'exposition radiologique des intervenants, leur équipement et le bruit de leur activité pouvant les empêcher d'entendre les alertes de leur dosimètre opérationnel ;
- le dossier de suivi de l'intervention était convenablement renseigné pour les phases qui ont pu être suivies par les inspecteurs.

Ces points ont été identifiés comme positifs pour une activité susceptible d'exposer à un fort débit de dose.



Vous voudrez bien me faire part **sous trois mois**, sauf mention particulière et **selon les modalités d'envois figurant ci-dessous**, de vos remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Je vous rappelle par ailleurs qu'il est de votre responsabilité de traiter l'intégralité des constatations effectuées par les inspecteurs, y compris celles n'ayant pas fait l'objet de demandes formelles.



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 de l'ASN

Signée par : Christophe QUINTIN