



DIVISION DE CAEN

Montrouge, 16 juillet 2015

N/Réf. : CODEP-CAE-2015-016967

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

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
Inspection de revue n° INSSN-CAE-2014-0301 du 3 au 7 novembre 2014

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu au titre IX du livre V du code de l'environnement, une inspection de revue a eu lieu du 3 au 7 novembre 2014 au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Paluel sur le thème de la maîtrise des arrêts de réacteurs et de la préparation des troisièmes visites décennales.

A la suite des constatations des inspecteurs à cette occasion, vous trouverez ci-dessous :

- le rappel des objectifs et du déroulement de l'inspection ;
- la synthèse globale de l'inspection ;
- les synthèses relatives à chacun des sous-thèmes abordés.

Le détail de l'ensemble des demandes et observations résultant de cette inspection est présenté, par sous-thème, en annexe au présent courrier.

Objectifs et déroulement de l'inspection

L'inspection de revue de la centrale nucléaire de Paluel s'est déroulée du 3 au 7 novembre 2014 de sorte que les inspecteurs puissent examiner de manière concomitante :

- les conditions de réalisation de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1 du site, en cours pendant cette période ;
- la préparation de la 3^e visite décennale du réacteur n°2 prévue en 2015.

Au cours de l'inspection de revue, des équipes composées d'une vingtaine d'inspecteurs de l'ASN et d'experts de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) ont réalisé 9 inspections distinctes sur les thèmes suivants :

- la maîtrise de la réalisation de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1 ;
- l'organisation mise en place pour la préparation de la 3^{ème} visite décennale du réacteur n°2 en 2015 ;
- la logistique et les moyens supports, dans la perspective de la 3^{ème} visite décennale du réacteur n°2 ;
- la maîtrise des interventions de maintenance ;
- la conduite de réacteur lors des arrêts pour maintenance et rechargement ;
- la maîtrise des activités sous-traitées ;
- la maîtrise du référentiel de maintenance et d'exploitation ;
- la maîtrise du vieillissement des installations (2 inspections).

Lors de ces différentes inspections, les équipes de l'ASN et de l'IRSN se sont par ailleurs attachées à examiner les dispositions prises vis-à-vis du management de la sûreté, de la maîtrise des ressources et des compétences et de la prise en compte du retour d'expérience. Une part importante des inspections a reposé sur des visites d'installation et sur l'observation des travaux et réunions liés aux activités en cours, notamment pour ce qui concerne l'arrêt du réacteur n°1.

Synthèse générale de l'inspection de revue

L'inspection de revue du CNPE de Paluel réalisée du 3 au 7 novembre 2014 a consisté à contrôler la capacité du site à maîtriser ses arrêts de réacteurs, de la préparation des activités à leur réalisation. Les inspecteurs ont particulièrement examiné les dispositions prises par le CNPE de Paluel dans la perspective de la campagne des 3^{èmes} visites décennales (VD3) des réacteurs du site, qui constituera une première pour les réacteurs du palier 1300 MWe.

Pour ce qui concerne la préparation des arrêts de réacteur, le bilan de l'inspection de revue apparaît globalement satisfaisant. L'ASN a en particulier noté favorablement que le CNPE de Paluel avait su adapter son organisation sur l'année 2014 pour préserver les moyens dédiés à la préparation de la VD3 du réacteur n°2 en 2015. L'ASN a également relevé le travail d'anticipation effectué par le CNPE de Paluel pour la VD3 du réacteur n°2, notamment pour ce qui concerne les ressources humaines, les formations ou encore les activités de sous-traitance présentant le plus d'ampleur.

Pour ce qui concerne la réalisation des activités pendant les arrêts de réacteur, le bilan de l'inspection de revue est moins satisfaisant, y compris dans certains domaines fondamentaux :

- En matière de **pilotage de l'arrêt** et de **gestion des aléas**, l'ASN a relevé un manque de sérénité et d'attitude interrogative lors des différentes activités observées au cours de l'inspection dans le cadre de l'arrêt du réacteur n°1. Les échanges entre les différents acteurs de l'arrêt sont parfois apparus trop rapides et insuffisamment approfondis pour garantir la pertinence des vérifications réalisées ou des décisions prises.
- En matière de **gestion des déchets**, l'ASN a relevé les difficultés rencontrées par le CNPE de Paluel pour gérer et réduire à la source ses déchets, conduisant notamment *in fine* à des écarts dans la gestion des coques de déchets.

- En matière de **management de la sûreté**, il apparaît que la prise en compte des positions émises par la filière indépendante de sûreté (FIS) doit progresser. Les inspecteurs ont observé que le taux de suivi des positions de la FIS, lors de l'analyse du caractère déclaratif de certains événements, apparaît particulièrement faible, et repose sur des justifications parfois inappropriées. Ce constat général est également renforcé par les observations effectuées au cours de l'inspection lors des différentes réunions ou activités où la FIS était partie prenante.

Le CNPE de Paluel devra mener une réflexion approfondie sur les causes de cette situation et prendre les mesures adaptées pour s'assurer que la FIS soit un interlocuteur davantage écouté par les acteurs concernés, notamment la conduite et la direction du site, et que ses positions soient prises en compte de manière pleinement justifiée.

- En matière de **surveillance des prestataires**, l'ASN considère que les dispositions mises en place par le CNPE de Paluel ne sont actuellement pas suffisantes pour répondre pleinement aux exigences du chapitre II de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. En particulier, les inspecteurs ont relevé plusieurs écarts significatifs dans la maîtrise du parcours de professionnalisation des chargés de surveillance, la définition des programmes de surveillance et la réalisation de ces derniers.

Sur ce thème également, l'ASN considère que le CNPE de Paluel devra impérativement réaliser un état des lieux de la situation et mettre en œuvre des actions correctives fortes dans les plus brefs délais.

- En matière de **vieillesse des installations**, malgré la compétence et l'implication des acteurs participant à la démarche de maîtrise du vieillissement ainsi que le bon état général des installations visitées, l'ASN estime que le CNPE de Paluel doit progresser notamment sur la formalisation de la démarche de maîtrise du vieillissement.

Sans préjudice des réponses que vous apporterez aux demandes formulées dans les annexes au présent courrier, je vous demande de présenter à la division de Caen de l'ASN un point d'avancement de vos analyses et actions relatives au management de la sûreté et à la surveillance des prestataires avant le 30 septembre 2015.

Synthèse thématique de l'inspection de revue

▪ **Maîtrise de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1**

Les inspecteurs ont analysé les dispositions prises par le CNPE de Paluel pour préparer puis réaliser l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1. Les inspecteurs ont notamment contrôlé la mise en place des organisations nécessaires, le respect des différents jalons de préparation de l'arrêt ainsi que les mesures prises pour assurer la qualité de réalisation des opérations de maintenance et d'exploitation. Les inspecteurs ont également observé le déroulement de plusieurs réunions et activités de l'arrêt (réunion opérationnelle, réunion « demandes de travail », COMSAT¹, évaluation de sûreté de la tranche, confrontation IS/CE² et réunion du service sûreté-qualité).

A l'issue de l'inspection, il apparaît que la préparation de cet arrêt a été réalisée de manière satisfaisante, en bénéficiant en particulier d'une synergie avec l'arrêt du réacteur n°4. Les inspecteurs ont cependant regretté, en phase de réalisation, que la pression liée à l'avancement des activités d'arrêt semble conduire à un manque de sérénité et d'attitude interrogative dans la gestion des aléas. Il est également apparu que

¹ COMSAT : commission de sûreté en arrêt de tranche

² Confrontation des analyses concernant un aspect de sûreté entre l'ingénieur sûreté d'EDF et le chef d'exploitation d'EDF

certaines règles, liées au mode de pilotage des arrêts et au déroulement des commissions de sûreté en arrêt de tranche, nécessitait d'être précisées, et que votre organisation pour la présence sur le terrain des managers devait être renforcée.

▪ Préparation de la 3^{ème} visite décennale (VD3) du réacteur n°2 – organisation

Les inspecteurs ont examiné la déclinaison par le site des dispositions transitoires (DT) n° 196 et 396 relatives au « noyau dur du management local des arrêts de tranche et du pluriannuel ». Ils ont notamment passé en revue les règles relatives à l'organisation par modules, à la logistique, aux prestations, au référentiel applicable, et au retour d'expérience qui sont à mettre en œuvre et à décliner dans les processus locaux du site. La deuxième partie de l'inspection a été consacrée aux aspects concernant les facteurs organisationnels et humains (FOH), et notamment aux domaines liés au recrutement, aux compétences et à la formation.

Il est prévu que la VD3 du réacteur n°2 de Paluel mette en œuvre une centaine de dossiers de modifications, dont la moitié dites « tête de série » (TTS), pendant une durée d'arrêt d'environ deux cents jours.

Les inspecteurs ont noté plus particulièrement que le projet « VD3 », compte tenu de son ampleur, a fait l'objet d'une anticipation à J0-18 mois (contre J0-12 mois pour les autres types d'arrêt de réacteur), d'un renforcement de l'organisation du service chargé des « projets d'arrêts » sur le site, d'un grément supplémentaire de trente agents de l'équipe « noyau dur », déjà constituée de 25 agents et de la signature d'un protocole avec les services centraux d'ingénierie pour sécuriser la préparation de cette première VD3.

▪ Préparation de la VD3 – logistique et moyens supports

Les inspecteurs ont examiné l'organisation du site en matière de maîtrise de la logistique et ont confronté celle-ci à plusieurs événements significatifs récents pour la radioprotection ou la sûreté ayant mis en exergue des défaillances notables en matière de logistique et de prévention de l'exposition aux rayonnements ionisants. D'autre part, les inspecteurs ont contrôlé, essentiellement sur le terrain, la prévention du risque d'introduction de corps ou produits étrangers dans les matériels et les circuits (FME³), le conditionnement des déchets, la gestion des déchets radioactifs et des charges calorifiques dans les zones contrôlées.

Les contrôles réalisés par sondage révèlent que vous avez dressé un bilan exhaustif de son niveau d'intégration des règles et de satisfaction des objectifs imposés par les dispositions transitoires, édictées par ses services centraux, pour la gestion et la maîtrise de la logistique.

Néanmoins, les inspecteurs ont mis en évidence que vous n'avez pas mené de réflexion suffisamment ambitieuse sur les causes profondes de plusieurs événements significatifs pour la radioprotection ayant pour origine des défauts de logistique et n'a pas pris la complète mesure de ceux-ci en éludant la remise en question de l'organisation actuelle et des interfaces entre les domaines de la logistique et de la prévention des risques. Par ailleurs, l'analyse au cours de l'inspection d'un événement significatif pour la sûreté a mis en évidence que la gestion administrative des structures d'échafaudage nécessiterait d'être renforcée afin d'éviter l'oubli de dépose de telles constructions provisoires pouvant aggraver, en cas de séisme, des matériels importants pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

³ FME : « foreign material exclusion »

D'autre part, les inspecteurs estiment que la gestion des déchets est perfectible dans son ensemble eu égard aux nombreux constats d'écart relevés en matière de gestion des coques de déchets, révélateurs de difficultés à réduire et à gérer, en particulier à la source, les déchets radioactifs.

Enfin, en matière de colisage et de gestion des charges calorifiques, les inspecteurs ont constaté, par sondage, une réalisation satisfaisante des contrôles périodiques des fiches d'entreposage. Néanmoins, les inspecteurs ont observé la présence d'entreposages effectifs mis en œuvre sans attente de l'édition de fiche afférente et d'analyse préalable des charges calorifiques apportées. En outre, la gestion des armoires coupe-feu par le site devra faire l'objet d'une amélioration substantielle. En effet, plusieurs écarts aux exigences applicables pour l'entreposage de substances dangereuses ont été mis en évidence par les inspecteurs.

▪ **Maîtrise des interventions**

Les inspecteurs ont examiné l'organisation du site pour préparer, réaliser et évaluer les activités de maintenance, notamment celles qualifiées par EDF de « sensibles » pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. Ils ont confronté en particulier le fonctionnement de cette organisation, d'une part, aux prescriptions de l'arrêté INB du 7 février 2012 modifié, et, d'autre part, aux dispositions prescriptives du système de management intégré d'EDF.

Les inspecteurs ont examiné par sondage plusieurs dossiers enregistrant l'accomplissement d'activités de maintenance, notamment celles qualifiées de sensibles sur le plan de la sûreté. Pour ces dernières, les inspecteurs retiennent que les actions prescrites par le référentiel interne d'EDF ne sont pas systématiquement réalisées alors que ces actions visent à renforcer les mesures de prévention et que leur mise en œuvre a été jugée nécessaire au regard du retour d'expérience des événements significatifs concernant les non-qualités de maintenance. Le bien-fondé des adaptations identifiées lors de l'inspection n'a pas pu être justifié par le CNPE au cours de l'inspection.

Au-delà des conséquences possibles des écarts susmentionnés sur la maîtrise des activités de maintenance, les inspecteurs retiennent que le CNPE adapte les référentiels prescriptifs nationaux sans prendre préalablement l'attache des services centraux, ce qui constitue un manquement aux exigences de la directive interne d'EDF (DI 001) relative aux produits du référentiel de niveau parc.

▪ **Conduite à l'arrêt**

Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en œuvre par le site pour assurer la conduite à l'arrêt du réacteur n°1. Les inspecteurs se sont notamment rendus en salle de commande pour assister aux relèves entre les équipes de quart, puis ont examiné le référentiel de conduite ainsi que le niveau de connaissance et d'appropriation de ce référentiel par les opérateurs. Ils ont également contrôlé les principaux paramètres de fonctionnement des trois réacteurs en service et ont vérifié le respect des règles de gestion des indisponibilités présentes sur les matériels. Enfin, les inspecteurs ont suivi l'équipe de conduite « de jour » dans différentes réunions liées à l'arrêt dont notamment la réunion « arrêt de tranche », la réunion « demandes de travail » et la réunion « calage du planning ».

Les dispositions mises en œuvre pour les relèves de quart ont été jugées satisfaisantes. Les inspecteurs ont noté que les salles de commande étaient bien tenues, exploitées dans une ambiance sereine, et que la surveillance réalisée par les opérateurs était satisfaisante. Néanmoins, les inspecteurs ont noté la participation d'agents non-habilités à la réalisation de certaines activités, ainsi qu'un transfert de responsabilité du chef d'exploitation (CE) de jour vers le CE de quart dans certaines circonstances.

Les inspecteurs ont également examiné par sondage l'organisation mise en œuvre par le site pour assurer les missions de son service sûreté qualité (SSQ), qui comporte la filière indépendante de sûreté (FIS). De façon générale, les inspecteurs relèvent que l'évaluation de sûreté des réacteurs par les

ingénieurs sûreté (IS) est réalisée de manière satisfaisante. Néanmoins, les inspecteurs ont noté un positionnement de la FIS en retrait vis-à-vis des autres métiers, en particulier du service conduite et de la direction du site. Les inspecteurs ont identifié que l'écoute de la FIS par la direction devait être améliorée, notamment lors de la caractérisation d'écarts pouvant conduire à la déclaration d'événements significatifs à l'ASN.

▪ **Surveillance des prestataires**

Les inspecteurs ont examiné les dispositions mises en œuvre par le CNPE pour assurer la surveillance des activités importantes pour la protection (AIP) des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement lorsque celles-ci sont confiées à des intervenants extérieurs. Le respect des dispositions mentionnées au chapitre II du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 modifié relatives aux compétences et à la qualification des acteurs de la surveillance des intervenants extérieurs a fait l'objet d'une attention particulière.

La gestion des emplois et des compétences des acteurs précités s'appuie sur les nouvelles méthodes et les nouveaux outils développés par les services centraux d'EDF, en cours de déploiement sur le CNPE. Leur adoption clarifie les règles de gestion des compétences de ces acteurs. Le calendrier progressif retenu pour ce déploiement ne permet pas encore d'apporter pleinement la justification que les compétences nécessaires sont adéquates au regard de la nature et de l'ampleur des activités de surveillance des intervenants extérieurs exercées lors des arrêts des réacteurs de 2015 et notamment de la 3^{ème} visite décennale du réacteur n°2.

Concernant le recours aux intervenants extérieurs, les contrôles réalisés par sondage ont révélé de très fortes disparités dans l'application des règles de construction des programmes de surveillance et de réalisation des actions de surveillance, tant pour les interventions de maintenance que pour les interventions de modification des installations, dont celles préparatoires aux modifications associées au réexamen de sûreté du réacteur n°2. S'il est acquis que la surveillance doit être proportionnée aux enjeux des interventions sous-traitées, toute AIP doit faire l'objet d'une surveillance de terrain adaptée et l'ASN considère que cette surveillance ne saurait reposer uniquement sur des contrôles documentaires, eux-mêmes perfectibles. Les pratiques de surveillance des AIP confiées à des intervenants extérieurs nécessitent ainsi des actions correctives significatives à court terme.

▪ **Maîtrise du référentiel**

Les inspecteurs ont examiné l'organisation du site concernant les documents managériaux et la déclinaison des différents référentiels nationaux relatifs à la maintenance des équipements (programmes de base de maintenance préventive et essais périodiques) et à l'intégration des dossiers de modifications des installations. Le site peut s'appuyer pour partie sur la « structure palier 1300⁴ », et assure un suivi spécifique des documents qui ne bénéficient pas d'une déclinaison mutualisée. Les inspecteurs ont noté l'utilisation d'un fichier entre la structure palier et le CNPE pour assurer un suivi du prescriptif applicable, ainsi que la mise en œuvre du système d'information « SDIN⁵ » pour l'échange de données en interne entre les différentes entités de la centrale, et en externe avec les autres services nationaux d'EDF.

De façon générale, les inspecteurs relèvent que la coordination entre les différents entités (services et métiers du CNPE, structure palier⁶, services centraux) au moyen des différents outils existants (outils

⁶ La structure palier est une entité des services d'ingénierie nationale, chargée du pilotage de l'animation technique, de la création et de la mise à jour de la documentation. Cette entité est basée sur le site de Paluel dans la mesure où le CNPE de Paluel est « tête de série » du palier 1300 MWe.

développés dans le SDIN⁷, nombreux fichiers de suivi), mérite d'être renforcée afin d'assurer la prise en compte exhaustive du référentiel applicable aux quatre réacteurs du site de Paluel.

▪ **Vieillessement**

Les inspecteurs ont contrôlé l'appropriation par le site de la démarche de maîtrise du vieillissement mise en place par EDF à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MWe.

Ils ont plus particulièrement examiné les processus d'élaboration et de mise à jour du dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (DAPE) des réacteurs de Paluel et du programme de maîtrise du vieillissement associé. Ils se sont aussi intéressés à l'impact potentiel de la révision des programmes de maintenance en cours au niveau national dans le cadre du déploiement de la méthodologie dite « AP-913 » sur la démarche locale de maîtrise du vieillissement des matériels.

Au travers de l'examen du DAPE du réacteur n°2, établi en amont de sa troisième visite décennale, les inspecteurs ont notamment vérifié que les dispositions prévues dans ce document sont suffisantes et prennent en compte les spécificités locales, qu'elles ont fait l'objet d'une analyse et que le programme de maîtrise du vieillissement élaboré pour ce réacteur permet d'assurer une maîtrise du vieillissement suffisante.

Les inspecteurs ont noté que le site a procédé à une analyse rigoureuse de l'applicabilité des fiches d'analyse du vieillissement (FAV) rédigées au niveau national et que des échanges avec les services nationaux d'ingénierie et les autres sites engagés dans cette démarche ont permis un partage du retour d'expérience.

Les inspecteurs ont également vérifié lors d'une visite de terrain (station de pompage du réacteur n°2) que les dispositions retenues au titre du DAPE « réacteur » et du programme de maîtrise du vieillissement étaient effectivement mises en place.

Les inspecteurs soulignent la compétence et l'implication des acteurs rencontrés sur ce sujet. Toutefois, ils considèrent que le CNPE de Paluel doit progresser sur la maîtrise du vieillissement. La formalisation de la démarche mérite d'être corrigée et complétée, en particulier en ce qui concerne l'élaboration du programme local de maîtrise du vieillissement, ce dernier devant permettre d'enregistrer et de suivre les dispositions prises par le site pour corriger les déficiences détectées.

Conclusion

En conclusion, au terme de l'inspection de revue, l'ASN a noté favorablement l'anticipation du site en vue des opérations de maintenance de grande ampleur prévues en 2015. La gestion des compétences au sein du service sûreté-qualité et le suivi des projets d'arrêt de réacteurs sont apparus globalement satisfaisants. L'ASN a toutefois relevé que le site doit améliorer significativement sa prise en compte des analyses produites par le service de la centrale chargé d'un contrôle indépendant de la sûreté.

L'ASN observe que la surveillance des intervenants extérieurs et le contrôle de la qualité des opérations de maintenance demeurent des points de vigilance. L'ASN considère que le site doit assurer un accompagnement adapté des intervenants les moins expérimentés, dans le contexte où ses ressources restent fortement mobilisées pour préparer les troisièmes visites décennales, qui vont se dérouler jusqu'en 2018.

⁷ SDIN : système d'information du nucléaire. Le SDIN est en cours de mise en œuvre dans les centrales nucléaires d'EDF.

Cette inspection de revue fera l'objet d'une inspection de récolement avant la fin de l'année 2015 destinée à vérifier la prise en compte des demandes formulées dans le présent courrier. L'ASN attache la plus grande importance à ce que les inspecteurs puissent constater, au cours des prochaines inspections, puis plus particulièrement à l'occasion de cette inspection de récolement, les améliorations demandées en matière de pilotage d'arrêt, de gestion des aléas, de management de la sûreté, de surveillance des prestataires, de vieillissement des installations et d'écoute de la filière indépendante de sûreté.

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

Le directeur général de l'ASN,

signé par,

Jean-Christophe NIEL

Annexe I à la lettre CODEP-CAE-2015-016967
Demandes d'actions correctives

- Réalisation de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1

Gestion des aléas

L'équipe d'inspection a observé le déroulement de différentes réunions et activités au cours de l'inspection, en particulier :

- le 4 novembre 2014 :
 - o la réunion opérationnelle (RO) ;
 - o la réunion « demandes de travail » (DT) ;
 - o l'évaluation de sûreté réalisée sur le réacteur n°1 ;
 - o la confrontation entre l'ingénieur sûreté (IS) et le chef d'exploitation (CE) associée ;
- le 5 novembre, la commission de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT) préalable au rechargement.

Ces observations se sont déroulées à un moment particulièrement sensible de l'arrêt : le passage de l'état « cœur déchargé » (RCD) à l'état « arrêt pour rechargement » (APR), période généralement riche en activités à finaliser et en aléas techniques à traiter. Elles ont mis en évidence que la pression de l'avancement de l'arrêt semblait conduire à un manque de sérénité dans la gestion des aléas dans la plupart des situations observées :

- un nombre très important de DT (116) ont été examinées lors de la réunion du 4 novembre, avec :
 - o la volonté de repousser le plus d'activités possible après l'arrêt ;
 - o des échanges techniques limités et pas toujours conclusifs.
- la COMSAT initialement prévue le 4 novembre 2014 a été repoussée d'un jour compte-tenu du nombre trop important d'activités restant à terminer et s'est tenue le lendemain avec un nombre d'activités restant à terminer toujours supérieur à l'objectif fixé par le site pour la réalisation d'une COMSAT dans de bonnes conditions ;
- les échanges entre l'IS et le CE sur les différents aléas en cours sont également apparus rapides, manquant d'attitude interrogative et pas toujours conclusifs ;
- certaines analyses de risques, décisions ou positions prises par les métiers, la conduite et la FIS sont apparues insuffisamment formalisées, notamment par des enregistrements ;
- la filière indépendante de sûreté est apparue présente mais peu écoutée dans ses positions.

A.1 Je vous demande d'analyser ces observations avec l'appui des personnels référents concernant les « facteurs humains » du CNPE de Paluel, notamment :

- en interviewant « à froid » les différents acteurs concernés par l'arrêt du réacteur n°1 ;
- en réalisant des observations lors d'arrêts de réacteur à venir.

A.2 Je vous demande de me rendre compte de vos conclusions et, le cas échéant, vous me présenterez également les axes de progrès que vous aurez identifiés.

Présence sur le terrain des managers

La règle 7 de l'indice n°3 de la disposition transitoire n° 196 (DT 196) d'EDF prévoit la mise en place de différentes mesures visant à prévenir le risque de non-qualité de maintenance et d'exploitation (NQME), notamment :

- la réalisation d'une analyse de risque et la définition de parades associées ;
- la vérification, y compris sur le terrain, de la mise en place de ces parades.

La fiche processus n°364 du CNPE de Paluel présente l'organisation retenue par le site pour la réalisation des arrêts pour simple rechargement (ASR) sur les tranches 1 et 4 en 2014. Les « journées type » présentées dans cette fiche pour les chefs de projet d'arrêt et les responsables de sous projet prévoient explicitement des moments de « présence terrain », orientés notamment sur la mise en place des parades de l'analyse de risque.

La fiche de processus n°401 précise les dispositions organisationnelles prises par le CNPE de Paluel pour la maîtrise de la qualité de maintenance et d'exploitation. Cette fiche prévoit également des actions de contrôle par sondage par les chefs de projet d'arrêt et par les responsables de sous-projets afin de vérifier la mise en œuvre des parades définies pour les activités sensibles.

Enfin, la note de management intitulée « *Mise en œuvre de la visite terrain et de son exploitation sur le CNPE de Paluel* » (D5310NMDIR018, indice 0) prévoit, pour tous les managers, la réalisation d'au moins 45 visites de terrain par an et l'enregistrement des constats associés dans la base de données « VDOC » afin de traiter les écarts identifiés et d'exploiter le retour d'expérience.

Le 4 novembre 2014, les inspecteurs ont souhaité obtenir un bilan des visites de terrain des chefs de projet et des responsables de sous-projet de l'arrêt de la tranche 1, ainsi que les comptes rendus associés. Vos représentants n'ont cependant pas été en mesure de fournir d'élément concret concernant la présence sur le terrain des managers de l'arrêt.

A.3 Je vous demande de m'indiquer le nombre de visites de terrain effectuées par les managers de l'arrêt du réacteur n°1 et de m'indiquer les raisons qui ont conduit à une présence sur le terrain de ces managers en deçà des objectifs que vous vous fixez.

A.4 Au vu des conclusions de votre analyse, je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour favoriser la présence hiérarchique sur le terrain lors des arrêts de réacteur à venir et, en particulier, respecter la DT 196 et sa déclinaison dans vos notes et procédures locales.

Centre opérationnel de pilotage des arrêts de tranche (COPAT)

La règle n°8 de la DT 196 demande l'application du référentiel COPAT en phase de réalisation des arrêts. Le mode COPAT est un mode d'organisation du pilotage des arrêts de tranche renforcé, en continu (24h/24h), ciblé sur les périodes et activités sensibles des arrêts. Ce mode d'organisation nécessite des ressources supplémentaires par rapport à un pilotage d'arrêt classique, qui doivent être détachées d'autres projets.

En 2014, le CNPE de Paluel a fait le choix de ne pas appliquer intégralement le référentiel COPAT sur les arrêts pour simple rechargement (ASR) des réacteurs n°1 et 4. Une organisation spécifique a cependant été mise en place, à travers la fiche processus n°364, afin :

- de préparer en parallèle les deux arrêts, assez similaires, des réacteurs n°1 et 4 ;

- d'assurer un pilotage renforcé de ces deux arrêts, en particulier sur une plage horaire élargie ;
- de limiter l'incidence qu'aurait eue le gréement du mode COPAT sur les autres projets en cours au moment de ces deux arrêts, en particulier la préparation de la visite décennale du réacteur n°2 en 2015.

Au cours de l'inspection, il est apparu que cette organisation avait fait l'objet d'échanges avec les services centraux d'EDF à l'origine de la DT 196 et que la note technique COPAT (référéncée D407081226) avait par ailleurs modifié certaines exigences de la DT 196 vis-à-vis du mode COPAT.

L'ASN ne remet pas en cause le bien-fondé des décisions prises par le CNPE de Paluel, qui a su mettre en place une approche proportionnée et piloter au mieux ses ressources disponibles, mais relève qu'il existe des incohérences entre les exigences de la DT 196 pour ce qui concerne le mode COPAT, la note technique COPAT associée et leur mise en œuvre sur le CNPE de Paluel. En particulier, la règle n°8 de la DT 196 demande la mise en place d'un pilotage en continu des activités critiques, sous-critiques et du traitement des alertes, alors que seul un pilotage en « horaires étendus » a été mis en place sur l'ASR du réacteur n°1.

A.5 Je vous demande, en lien avec vos services centraux, de mettre en cohérence les pratiques mises en place et le référentiel COPAT.

Gel du programme d'arrêt

La règle n° 2 de la DT 196 prévoit un gel du programme de l'arrêt 6 mois avant le début de ce dernier, notamment pour ne pas perturber sa préparation. Ce gel n'est cependant jamais absolu et des activités sont susceptibles d'apparaître ou d'être supprimées après le gel du programme. Ces activités sont analysées en réunion dite « RCHM », afin de décider si elles peuvent être reportées après l'arrêt ou non, l'objectif affiché étant de repousser autant que possible les activités pour préserver la préparation de l'arrêt.

Les inspecteurs ont analysé les fiches d'ajout ou de suppression réalisées entre le gel du programme et le début de l'arrêt du réacteur n°1 en 2014. Au cours de ce contrôle il est apparu :

- que le service sûreté n'était pas représenté à ces réunions, que ce soit par l'ingénieur sûreté en arrêt de tranche (ISAT) ou l'ingénieur sûreté (IS) ;
- que le visa de l'ISAT sur ces fiches n'était requis qu'en cas de demande d'arbitrage de la direction ;
- que ce visa n'apparaissait pourtant pas sur les documents concernant des cas soumis à arbitrage dans le cadre de la préparation de l'arrêt du réacteur n°1.

L'ASN considère que cette situation est perfectible car elle ne permet pas au site de garantir :

- la prise en compte des exigences en matière de sûreté lors des arbitrages effectués lors des réunions « RCHM » ;
- l'information de l'ISAT et, plus globalement, du service sûreté-qualité sur les ajouts ou suppressions de tâches (le service sûreté-qualité étant notamment chargé d'informer l'ASN sur le programme de l'arrêt).

A.6 Je vous demande de prendre des dispositions pour renforcer la prise en compte des exigences liées à la sûreté lors des arbitrages effectués en réunion « RCHM » après le gel des programmes d'arrêt.

Vous veillerez en particulier :

- à ce qu'une personne représentant le service sûreté-qualité participe aux réunions RCHM et aux arbitrages associés pour faire valoir les exigences applicables en matière de sûreté ;
- à ce que le service sûreté-qualité soit informé des reports d'activités en lien avec la sûreté afin de pouvoir assurer ses missions, notamment pour ce qui concerne l'information de l'ASN.

Commission de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT)

Les inspecteurs ont assisté à la COMSAT préalable aux opérations de rechargement du combustible du réacteur n°1. La directive n°71 (DI 71) relative à la maîtrise des changements d'état en phase d'arrêt ou de redémarrage prévoit que la COMSAT doit examiner différents points, dont entre autres :

- le bilan des interventions sur les matériels requis ;
- le bilan des dispositifs et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires des installations (MTI) ;
- le bilan des condamnations administratives.

Pour ce qui concerne les deux premiers points, le détail des écarts restant à traiter avant de pouvoir réaliser le changement d'état a été examiné tâche par tâche, par la commission.

Dans le cas des condamnations administratives en revanche, la commission a seulement demandé au représentant de l'équipe de conduite si le bilan était conforme ou non, avant de formaliser une réserve, également globale, du fait qu'il ne l'était pas.

Les inspecteurs se sont interrogés sur la pertinence de cette pratique et sa conformité à la DI 71. En particulier, les écarts restant à traiter vis-à-vis des condamnations administratives n'étant pas présentés au cours de la COMSAT, ils ne peuvent faire l'objet d'aucune analyse par les autres métiers présents, la filière indépendante de sûreté ou le président de la commission.

Enfin, les inspecteurs relèvent qu'un point d'arrêt relatif aux condamnations administratives existe également dans les évaluations et contrôles ultimes (ECU) réalisés par les équipes de conduite avant le changement d'état. De ce fait, les inspecteurs n'ont pas perçu la valeur ajoutée de la COMSAT si les condamnations administratives n'y sont uniquement abordées que sous la forme d'un engagement global du service « conduite ».

A.7 Je vous demande de modifier vos pratiques pour présenter lors des COMSAT les différents points requis par la DI 71, de manière détaillée, et non globale.

- | |
|--|
| ▪ Préparation de la 3e visite décennale du réacteur n°2 – organisation |
|--|

Etats techniques « lot VD2 » et « lot VD3 »

À l'issue de leurs visites décennales, les quatre réacteurs de la centrale de Paluel, qui sont aujourd'hui à l'état technique dit « lot VD2 », correspondront, du fait des modifications réalisées sur les matériels et les équipements à l'état technique dit « lot VD3 ». À la fin de l'année 2015, le réacteur n° 2 sera à l'état technique « lot VD3 » alors que les trois autres réacteurs seront toujours à l'état technique « lot VD2 ». De plus, le lot VD3 comporte aujourd'hui les tomes A et B de modifications. Le réacteur n° 2, puis le réacteur n° 1 intégreront le tome A, tandis que le tome B pourrait être intégré directement sur les

réacteurs n° 3 et 4 à partir de 2017. Les évolutions du tome B par rapport au tome A, pourraient être intégrées sur les arrêts de type « visite partielle » qui suivront les deux VD3 des réacteurs n° 1 et 2.

Vous avez identifié le risque lié au fait que les agents du service de conduite devront tenir compte de ces différences, alors qu'ils interviendront sur les installations des quatre réacteurs, installations qui seront toujours globalement similaires. Un exemple concret concerne en particulier le déclenchement du plan d'urgence interne (PUI), pour lequel les matériels et les procédures sur le réacteur n° 2 seront différents de ceux des trois autres réacteurs.

Vous avez indiqué que, le groupe de travail d'analyse transverse (GAT) a examiné 63 des 110 dossiers de modifications et a conclu que 43 n'avaient pas impact sur l'état technique des réacteurs.

A.8 Je vous demande de me communiquer le bilan complet du travail réalisé par le GAT concernant l'analyse de l'ensemble des dossiers de modifications à réaliser pour intégrer le « lot VD3 » sur le réacteur n° 2 et, s'il y a lieu, les plans d'actions associés.

▪ Préparation de la VD3 – logistique et moyens supports

Gestion des déchets

Vous avez sollicité vos services centraux afin de proposer une modification du seuil d'entreposage des coques non bouchées au BAC.

L'ASN vous rappelle que ces seuils sont, en partie, fixés afin de limiter les débits d'équivalent de dose dans les installations. Il convient ainsi d'examiner, dans un premier temps, toutes les mesures, y compris organisationnelles et logistiques, susceptibles de limiter au maximum l'exposition des personnels en vertu du principe d'optimisation - l'augmentation des seuils n'étant pas à privilégier. Par ailleurs, l'article 6.1 de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base vous impose de prendre toutes les dispositions, dès la conception, pour prévenir et réduire, en particulier à la source, la production et la nocivité des déchets produits dans votre installation.

A.9 Je vous demande, en application de l'article 6.1 de l'arrêté du 7 février 2012, de prendre toutes les dispositions pour réduire à la source la production de filtres d'eau sur vos installations. Vous m'informerez des modalités retenues et des actions que vous mettrez en œuvre.

Lors de l'inspection de revue, les inspecteurs se sont intéressés au respect de la règle d'exploitation n° REF 12-f du référentiel d'exploitation des BAN, BAC, BTE. Celle-ci vous impose de ne pas entreposer plus de dix coques remplies de déchets, non bloqués, dans chaque installation TES du site. Les bilans des années 2013 et 2014 concernant la volumétrie de coques remplies de déchets, en attente de blocage dans les installations TES, font état de dépassements substantiels et réguliers de ce seuil pour chacun des quatre réacteurs du site.

A.10 Je vous demande de me transmettre :

- votre analyse concernant les causes des dépassements réguliers du seuil des coques en attente de blocage au sein des installations TES,
- les mesures conservatoires que vous mettrez en œuvre au plus tôt,
- le programme d'actions curatives et les échéances prévues afin de vous conformer à votre référentiel d'exploitation des BAN, BAC, BTE,

- **le retour d'expérience que vous établirez et les mesures préventives et correctives appropriées que vous définirez.**

L'article R. 4451-23 du code du travail dispose qu'à l'intérieur des zones surveillées et contrôlées, les sources de rayonnements ionisants doivent être signalées et que les risques d'exposition externe et, le cas échéant, interne doivent faire l'objet d'un affichage remis à jour périodiquement. Cet affichage doit comporter également les consignes de travail adaptées à la nature de l'exposition et aux opérations envisagées.

Le thème « maîtrise des chantiers » issu du référentiel « radioprotection » de l'Unité d'ingénierie d'exploitation d'EDF [note D4550.35-09/2923, indice 4, du 16/01/2014] impose l'affichage systématique des consignes de chantier symbolisant, en particulier, les risques présents et les parades nécessaires afin de pouvoir pénétrer sur la zone d'activité. Par ailleurs, un affichage spécifique pour les chantiers présentant un risque de dispersion de contamination ou présentant un risque d'exposition interne est également requis. Les inspecteurs ont relevé que l'affichage spécifique pour les chantiers présentant un risque de dispersion de contamination ou présentant un risque d'exposition interne n'était pas présent malgré l'identification du risque de contamination sur l'affichage systématique des consignes de chantier.

Le thème « maîtrise des chantiers » de votre référentiel « radioprotection » prescrit également la mise en place de sas de confinement pour les chantiers identifiés à risque de dispersion de contamination et non couverts par le système de mise en dépression du circuit primaire. Les inspecteurs ont mis en évidence le manque d'intégrité du sas de reprise de déchets, conduisant à la perte de sa fonction de confinement. Les inspecteurs ont demandé à vos représentants de procéder aux remises en conformité dans les plus brefs délais.

A.11 Je vous demande de procéder au contrôle de l'ensemble de vos installations de gestion des déchets du site afin de vous assurer du respect des exigences en matière de radioprotection. Vous m'informerez du bilan de cette action de contrôle et des éventuelles remises en conformité nécessaires.

Logistique

La règle n° 4 de la disposition transitoire n° 196 (DT) d'EDF relative au management local des arrêts de tranche et la règle n° 5 de la DT n° 696 d'EDF relative au management local de la logistique, imposent la mise en place d'une réunion « logistique » périodique, a minima bihebdomadaire et idéalement journalière, pour le traitement, en temps réel, des difficultés en matière logistique, pouvant être rencontrées sur les chantiers lors des arrêts de réacteur. La mise en place de cette instance standardisée est détaillée au sein de la pratique performante n° 81 (PP) relative à la standardisation des modalités de traitement temps réel des problèmes de logistique de chantier durant les arrêts de tranche.

L'état-major de la Direction production nucléaire (DPN) vous a imposé de mettre en application cette pratique performante pour la campagne d'arrêts de réacteurs de l'année 2009. Par ailleurs, les inspecteurs ont rappelé à vos représentants que la DT n° 196, la DT n° 696 et la PP n° 81 sont des documents de classe 3 selon la directive n° 01 (DI) d'EDF. Par conséquent, il s'agit de documents d'exploitation prescriptifs servant à structurer vos actions en fixant, au niveau national, des principes communs et des règles à suivre.

Cette pratique performante n'est pas appliquée sur votre site.

Les inspecteurs ont évoqué avec vos représentants plusieurs événements significatifs pour la radioprotection déclarés à l'ASN en 2013 et ayant pour cause la logistique :

- défaut d'optimisation lors de la préparation de la visite interne de la bache 1 TEP⁸ 011 BA ayant entraîné l'exposition interne de trois intervenants,
- exposition interne de deux intervenants sur le chantier de pose du calorifuge de la ligne contenant le clapet 4 RCP⁹ 001 VP,
- création d'une zone orange à la suite de la levée du faux couvercle de la cuve,
- exposition interne de plusieurs intervenants sur le chantier de remplacement des cannes chauffantes du pressuriseur.

La PP n° 81 recommande la participation du service de prévention des risques à cette instance transversale d'échange et d'arbitrage pour apporter un appui et des conseils dans les domaines de la sécurité et de la radioprotection sur les décisions de logistique.

Les inspecteurs ont souhaité savoir si vous aviez remis en question votre organisation en matière de logistique, l'absence d'application de la PP n° 81, l'association et l'implication du service de prévention des risques, à la vue de ces événements significatifs pour la radioprotection. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que ces événements ne les ont pas amenés à s'interroger concernant ces domaines.

A.12 Je vous demande de mener une réflexion sur les évolutions à développer afin d'améliorer votre organisation en matière de logistique et d'éviter l'occurrence de nouveaux événements significatifs pour la radioprotection ayant pour cause des difficultés logistiques.

Les inspecteurs ont souhaité approfondir l'analyse d'un événement significatif pour la sûreté que vous avez déclaré à l'ASN le 30 juillet 2014. Cet événement concerne l'oubli de dépose d'un échafaudage au sein du bâtiment réacteur n° 3. Cet échafaudage avait été installé dans le local RD 0903, afin d'intervenir sur le capteur 3 RCP 034 MN. Le dossier d'intervention pour la dépose de cet échafaudage a été utilisé, en lieu et place d'un autre, afin de déposer une structure d'échafaudage servant de support à des protections biologiques au niveau du local RIC¹⁰. Après la seule dépose de la structure d'échafaudage du local RIC, les deux dossiers ont été clôturés. Les opérations de recherche de la criticité du cœur du réacteur ont été réalisées le 17 novembre 2013. L'échafaudage a été découvert le 31 mai 2014 lors d'un arrêt pour intervention dans le bâtiment du réacteur (BR). Par conséquent, cet échafaudage est resté dans le BR pendant vingt-huit semaines d'exploitation du réacteur en production, à proximité de matériels classés EIP (éléments importants pour la protection), faisant l'objet d'exigences de tenue au séisme et étant requis au sens des règles générales d'exploitation (RGE).

Les inspecteurs ont souhaité comprendre pour quelle raison cet écart n'avait pas été identifié lors du traitement du dossier d'intervention pour la dépose de la structure d'échafaudage installée au niveau du local RIC. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que ces dossiers sont clôturés de manière systématique, en fin d'arrêt, sans traitement administratif robuste et sans confirmation formelle de la réalisation de l'activité de dépose. Ce sujet n'est pas traité au sein de votre analyse des causes profondes de l'événement.

⁸ Système de traitement des effluents primaires (TEP).

⁹ Circuit primaire (RCP).

¹⁰ Système d'instrumentation interne du cœur (RIC).

A.13 Je vous demande de modifier votre organisation afin que les dossiers d'intervention soient clôturés uniquement en présence d'une confirmation formelle, sous l'assurance de la qualité, de la réalisation de l'intervention.

Votre rapport d'analyse n'évoque pas les exigences de tenue au séisme des matériels pouvant être agressés par cet échafaudage en cas de séisme. Vos représentants ont confirmé aux inspecteurs que plusieurs matériels, dont les capteurs 3 RCP 309 MT, 3 RCP 313 MT, 3 RCP 030 MN, 3 RCP 034 MN ainsi que les robinets 3 RCP 830 VP et 3 RCP 831 VP, sont des EIP faisant l'objet d'une exigence de tenue au spectre de dimensionnement (SDD). Ceux-ci auraient pu être agressés par l'échafaudage ou voir leur fonctionnement dégradé en cas séisme.

Cet événement peut être considéré à la lumière des dispositions concernant le risque de séisme événement, pour lequel l'ASN a édicté la prescription technique référencée [EDF-PAL-8] [ECS-9] de la décision n° 2012-DC-0288 du 26/06/2012. Afin de répondre à cette prescription, vos services centraux ont publié un guide méthodologique [note D4550.34-12/5205, indice 0, du 19/12/2012] décrivant le management du risque d'agression et les modalités de déclinaison de la DI 134 pour le séisme événement. Par la suite, une règle de prévention du risque de séisme événement (note D4550.34-12/5301, indice 0, du 28/06/2013) a été publiée, par vos services centraux, afin de fixer les règles techniques à respecter en exploitation.

Les inspecteurs se sont également étonnés de l'absence d'éléments justificatifs détaillés du classement sur l'échelle INES¹¹ au sein de votre déclaration de l'événement. Les seuls éléments mentionnés sont l'incidence sur la défense en profondeur, l'utilisation de l'approche « initiateur » sans initiateur réel, l'absence de dégradation de la fonction de sûreté, l'absence de prise en compte de facteurs supplémentaires. Ces informations sont insuffisantes à la lecture des exigences du manuel de l'utilisateur de l'échelle INES de l'AIEA¹².

En particulier, l'ensemble des initiateurs retenus, leur probabilité d'occurrence, les fonctions de sûreté impactées ne sont pas spécifiés, la disponibilité des fonctions de sûreté et l'absence de prise en compte des facteurs supplémentaires ne sont pas justifiées.

Par ailleurs, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que l'approche « initiateur » n'a pas été retenue pour effectuer le classement sur l'échelle INES contrairement aux informations mentionnées dans votre télécopie de déclaration.

A.14 Je vous demande de réexaminer votre rapport d'analyse et votre télécopie de déclaration de cet événement significatif pour la sûreté afin :

- **d'améliorer votre analyse de sûreté de l'événement concernant le séisme événement ;**
- **de justifier votre classement de l'événement sur l'échelle INES ;**
- **de développer votre analyse des causes profondes.**

¹¹ International nuclear event scale (INES) : échelle internationale de gravité des incidents ou accidents nucléaires.

¹² Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

■ Maîtrise des interventions

Gestion des Dispositifs et Moyens Particuliers (DMP)

Selon la note technique (NT) 85-114 indice 17 et la DT 74 à l'indice 3, « les DMP sont des dispositifs et moyens qui modifient temporairement l'état fonctionnel de l'installation, mais leur utilisation, en dehors de l'état de tranche ou de circuit pour lequel leur emploi est initialement prévu, introduit un risque pour la sûreté nucléaire, et/ou la radioprotection, et/ou l'environnement ».

Ces documents imposent qu'avant la mise en œuvre d'un DMP, l'exploitant doit :

- réaliser une analyse des besoins afin de statuer sur la nécessité absolue de mettre en place le DMP projeté ;
- réaliser une analyse des risques liés aux phases de pose et de dépose du DMP et une analyse de l'impact de la mise en place du DMP sur la sûreté nucléaire, et/ou la radioprotection, et/ou l'environnement en veillant à prendre en compte le retour d'expérience et en y associant systématiquement les intervenants extérieurs acteurs de l'activité justifiant la pose du DMP,
- mentionner explicitement dans le document de suivi d'intervention (DSI) les phases de pose et de dépose du DMP. Ces phases doivent faire l'objet d'une phase de contrôle technique appropriée.

La liste des DMP et des modifications temporaires des installations (MTI) datée du 4 novembre 2014 identifie 67 DMP posés sur le réacteur n°1. Plusieurs dossiers ont été sélectionnés par les inspecteurs :

- pour le DMP 063 relatif à la pose d'un tableautin pour la mise sous vide du circuit primaire, les inspecteurs ont constaté que l'analyse de besoin justifiant la mise en œuvre du DMP n'a pas été établie. Cette situation révèle un écart à l'exigence n°1 du paragraphe 4.5.2 du chapitre 4.5 de la NT 85-114 indice 17 et un écart au paragraphe 3.4.1 de la DI 74 à l'indice 3 ;
- pour le DMP PAL 1 RIS 011 BA relatif à l'intervention sur le puisard RIS du bâtiment réacteur, les inspecteurs ont constaté que l'analyse de risques spécifique liée aux phases de pose et de dépose des DMP et que leur contrôle technique n'ont pas été établis dans le DSI. Cette situation révèle un écart aux exigences n° 2b et n°5 du paragraphe 4.5.2 du chapitre 4.5 de la NT 85-114 indice 17.

En outre, les inspecteurs ont constaté que l'exécution de la phase de contrôle technique des DMP examinés n'était pas systématiquement tracée dans les DSI. Cette situation révèle un écart à l'exigence n°5 du paragraphe 4.5.2 du chapitre 4.5 de la NT 85-114 indice 17.

A.15 Je vous demande, d'une part, de procéder au contrôle de la conformité de l'ensemble des DSI associés à la gestion des DMP présents sur les 4 réacteurs, et, d'autre part, de renforcer votre organisation afin de garantir que les exigences de la NT 85 114 indice 17 et de la DI 74 à l'indice 3 soient prises en compte systématiquement lors de la création des DMP et de m'informer du plan d'action que vous mettrez en place.

Non qualité de maintenance

La règle n°7 de la DT 196 à l'indice 3 établie par vos services centraux et le protocole NQME/2014 établi par le CNPE identifie les activités sensibles et les parades à mettre en œuvre pour se prémunir des non-qualités de maintenance.

Les inspecteurs ont examiné le dossier d'intervention visant le système 1 ASG 159 VV (n° OT 290768-01 et 290768-08) et ont constaté, bien que l'activité ait été identifiée comme sensible, que :

- les parades complémentaires requises dans le Protocole NQME du CNPE n'ont pas été définies alors que le chargé de travaux, EDF, était un primo-intervenant,

- la justification de la mise en œuvre de parades adaptées aux risques liés à l'activité ne figurait pas dans le dossier de suivi d'intervention,
- l'analyse de risques n'a pas été transmise aux intervenants avant leur intervention.

A.16 Je vous demande de renforcer le contrôle de l'application du prescriptif nécessaire à la prévention des non-qualités de maintenance susceptibles d'affecter les équipements importants pour la protection des intérêts.

Interventions sur les organes du circuit primaire (CPP) ou en limite du CPP

La règle n° 7 de la DT 196 à l'indice 3 précise que les interventions sur les organes du circuit primaire (CPP) ou en limite du CPP doivent être considérées comme des activités sensibles compte-tenu du retour d'expérience de l'année 2009. Les inspecteurs ont examiné par sondage plusieurs dossiers d'intervention portant sur le CPP. Ils ont constaté que :

- le CNPE déroge à la règle n°7 de la DT 196 indice 3, puisque plusieurs activités liées au CPP réalisées lors des arrêts pour maintenance des réacteurs n°1 et n°4 n'ont pas été considérées comme des activités sensibles ;
- le CNPE n'a pas associé les prestataires aux revues techniques « matériel » menées en amont de la réalisation des activités sensibles liées au CPP ;
- les analyses de risques des travaux nécessitant l'ouverture de différentes tapes d'accès aux générateurs de vapeur mentionnent uniquement les parades requises pour respecter les procédures mais ne traitent pas des risques réels attachés aux interventions.

A.17 Je vous demande de classer toutes les activités liées au CPP et aux limites du CPP des 4 réacteurs du CNPE de Paluel en activités sensibles et de renforcer les dispositions de contrôles dans l'application du référentiel prescriptif issu de vos services centraux.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Conduite à l'arrêt
--

Le 5 novembre 2014, les inspecteurs se sont rendus en salle des commandes du réacteur n°1. À cette occasion, ils ont observé que la tournée point d'arrêt statique (PAS) réalisée à chaque quart pendant les arrêts de réacteurs était réalisée par un agent en cours de formation pour obtenir une habilitation d'opérateur. En salle, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs que le nombre d'opérateurs habilités présents au service conduite était insuffisant pour gérer chaque quart avec un troisième opérateur habilité. Des agents en cours de formation ou des formateurs sur simulateurs de l'Unité de Formation Production Ingénierie (UFPI) de Paluel sont appelés en renfort au service conduite et sont donc notamment amenés à réaliser les tournées PAS. Le rapport de cette tournée est quant à lui signé par un opérateur habilité présent lors du quart sans qu'il n'ait pour autant réalisé la tournée avec l'agent.

Les inspecteurs s'interrogent, d'une part sur la légitimité de ces agents non habilités à réaliser des opérations dévolues à des opérateurs habilités, d'autre part sur la traçabilité des actions réalisées.

A.18 Je vous demande de revoir votre organisation afin que les actions devant être réalisées par des opérateurs le soient par des agents habilités. Je vous demande également de veiller à ce que les seuls visas apposés sur les documents soient ceux des personnes les ayant respectivement rédigés ou vérifiés.

La disposition transitoire d'EDF n°196 (DT196) à l'indice 3 fixe les règles de gestion pour le management des arrêts de réacteurs sur les centrales nucléaires exploitées par EDF. Cette DT associe aux 10 règles qu'elle fixe des indicateurs à suivre par les exploitants. La règle n°6 de la DT n°196 prévoit la mise en place d'une organisation permettant de réaliser les activités concernées. La DT 196 précise que l'écart observé entre le pourcentage de régimes préparés et le pourcentage de régimes prévus doit être inférieur à 10%. Vos représentants ont indiqué aux inspecteurs ne pas suivre actuellement cette indicateur.

A.19 Je vous demande de mettre en place un suivi de cet indicateur à partir des arrêts de réacteurs de la campagne d'arrêt de 2015.

Le 5 novembre 2014, les inspecteurs ont assisté à la confrontation entre le chef d'exploitation (CE) des réacteurs n°1 et 2 et l'ingénieur sûreté d'astreinte pour l'arrêt (ISAT). Les inspecteurs ont constaté que la confrontation avait porté uniquement sur le réacteur n°1 à l'arrêt pour maintenance. Vous avez expliqué qu'en cas de surcharge du CE de quart (COMSAT, ...), celui-ci s'appuie en renfort sur un CE de jour pour effectuer la confrontation CE/IS de l'autre réacteur qui est en fonctionnement et dont le CE de quart a la responsabilité. Cette organisation, non prévue dans les notes d'organisation, conduit les inspecteurs à s'interroger sur la robustesse de la transmission d'information entre le CE de quart et le CE de jour en renfort, et est contraire au principe de portage de la responsabilité du CE de quart sur les deux réacteurs.

A.20 Je vous demande de respecter vos notes d'organisation interne et de ne plus déléguer la responsabilité du réacteur en fonctionnement à un autre CE que le CE de quart.

Management de la sûreté

Les inspecteurs ont examiné les fiches de décision sûreté rédigées lorsqu'un désaccord survient entre la filière indépendante de sûreté (FIS) et les chefs d'exploitation (CE), en particulier dans les situations pouvant potentiellement relever de la déclaration d'un événement significatif dans le domaine de la sûreté (ESS). Au travers de ces fiches, chaque partie présente ses arguments, l'arbitrage étant réalisé soit par le directeur de la production, soit par le directeur d'astreinte du site (PCD1).

La fiche de décision 089/2014 concerne un défaut de régulation de pression au pressuriseur ayant conduit à une évolution de la pression primaire au-dessus de 155 bar. La FIS s'est positionnée en faveur de la déclaration d'un ESS critère 3 niveau 0 conformément à une fiche de précision (FP SSQ D5310-FP-SSQ-029) aux règles générales d'exploitation (RGE) du service sûreté-qualité (SSQ). Cette position n'a pas été suivie par le PCD1 qui a demandé également au SSQ de se réinterroger sur la pertinence de sa fiche de précision. À l'issue de ce réexamen, le SSQ a confirmé sa position initiale.

Cette demande du PCD1 a suscité un questionnement particulier des inspecteurs, dans la mesure où elle pouvait apparaître de nature à remettre en cause l'indépendance de la FIS.

Les arguments présentés par le CE ont reposé sur l'absence de retour d'expérience similaire et sur le fait que toutes les alarmes associées ne se sont pas déclenchées. Les inspecteurs estiment que ces arguments ne sont pas suffisants au plan technique pour justifier que le domaine d'exploitation prescrit a été respecté, et remettre ainsi en cause la position de la FIS. Les inspecteurs considèrent par conséquent que la décision retenue par le PCD1 n'a pas reposé sur des arguments suffisants. L'ASN considère que cet événement est redevable de la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté, une prescription permanente des STE n'ayant pas été respectée.

A.21 Je vous demande de déclarer à l'ASN cet évènement significatif pour la sûreté conformément au guide de l'ASN du 21 octobre 2005 et au courrier de l'ASN DEP-DCN-0137-2009 du 8 avril 2009 précisant les modalités de classement sur l'échelle INES des évènements significatifs.

La fiche de décision 006/2014 concerne des dégradations de câbles électriques sur des vannes du circuit de contournement de la turbine (GCTa), notamment sur la vanne 3 GCT 023 VV. Une dégradation des câbles résultant d'une exposition à des températures importantes a été observée sur plusieurs vannes.

Un constat similaire sur des vannes du circuit d'alimentation normale des générateurs de vapeur (ARE) avait déjà fait l'objet d'une déclaration d'un ESS par le site. La FIS a par conséquent considéré que cet écart était redevable de la déclaration d'un ESS. Le métier en charge du matériel a indiqué que cet écart ne relevait pas d'un écart de conformité au motif qu'« *en cas d'incident nécessitant la disponibilité de ces matériels, leur dysfonctionnement n'est pas garanti* ». Le CE indiquait en complément que ce type d'écarts sur d'autres matériels ayant déjà fait l'objet de déclarations d'ESS, « *le défaut de prise en compte des actions associées par une fiche de suivi d'action n'est pas significatif* ».

Le directeur en charge d'arbitrer cette confrontation a également considéré qu'il ne s'agissait pas d'un écart de conformité et n'a pas retenu le caractère significatif de ces écarts. Aucune fiche d'écart n'a été ouverte à la suite de la détection de ces anomalies. Le CNPE a ré-indiqué le compte rendu d'évènement significatif relatif au défaut similaire déclaré sur ARE, sans en informer l'ASN. Les investigations menées dans le cadre de ce ré-indiçage ont mis en évidence des anomalies similaires sur des câbles d'alimentations de vannes de nombreux circuits (GCTa, ARE, ASG, VVP, ..) sur l'ensemble des réacteurs du site.

L'ASN vous rappelle que l'argumentaire du métier est contraire à la définition d'un écart de conformité, puisque le terme « écart de conformité » désigne un écart par rapport au référentiel de sûreté en vigueur dans l'installation considérée. Ce référentiel est constitué de tous les documents définissant les exigences de sûreté associées à la conception, la construction et l'exploitation des installations.

L'ASN considère que le traitement de ces anomalies n'est pas satisfaisant et qu'elles n'ont pas été traitées conformément à la directive interne (DI) d'EDF n°55 relative au traitement des écarts et à la directive technique (DT) d'EDF n°320 relative à l'inventaire et à la gestion par tranche des écarts de conformité non soldés.

A.22 Je vous demande de déclarer un évènement significatif pour la sûreté de niveau 1 pour non prise en compte du retour d'expérience et manque de culture de sûreté.

A.23 Je vous demande de considérer ces écarts comme des écarts de conformité et d'en informer vos services centraux.

A.24 Au regard des arguments présents dans la fiche de décision, je vous demande de former à la notion d'écart de conformité l'ensemble des agents amenés à être confrontés à cette thématique.

Au regard des arguments et décisions retenus par les directeurs pour décider de la non-déclaration en évènement significatif pour la sûreté des écarts concernés dans ces fiches de position, l'ASN vous demande de ne pas laisser perdurer un tel décalage entre les exigences qu'elle a fixées en matière de déclaration des évènements significatifs pour la sûreté et leur perception par les directeurs de votre établissement chargés de statuer en dernier ressort sur le caractère déclarable des écarts.

A.25 Je vous demande de faire procéder à un audit spécifique de votre processus de prise de décision en comité technique pour la sûreté du caractère déclarable des écarts. Vous m'adresserez les conclusions de cet audit spécifique.

A.26 Je vous demande de veiller à ce que les positions prises par la direction à l'occasion des arbitrages concernant le caractère déclaratif des écarts soient pleinement justifiées. Vous examinerez l'opportunité de compléter la formation des personnels concernés, notamment sur les thèmes suivants qui ont fait l'objet des observations des inspecteurs :

- **la définition des domaines d'exploitation portant sur :**
 - o **la correspondance entre domaines d'exploitation et domaines d'étude ou états standards,**
 - o **les conduites à tenir en cas de sortie incontrôlée d'un domaine d'exploitation ;**
- **la notion d'écart de conformité ;**
- **les principes de traitement des écarts.**

La revue annuelle des décisions de la direction à la suite de désaccords entre la conduite et la FIS a été présentée lors du comité de sûreté du 18 février 2014. Cette revue met en évidence qu'en 2013, 14 décisions ont été prises en temps réel contre 22 en 2012. Il apparaît que sur les 14 situations ayant nécessité une décision de la direction du site, le CE a été suivi 11 fois et la FIS, service référent en matière de respect du référentiel et de la doctrine de sûreté nucléaire, 3 fois, ce qui aboutit aux taux suivants :

- **taux de suivi du CE = 79% (73% en 2012) ;**
- **taux de suivi de la FIS = 21% (36% en 2012).**

Cette situation soulève ainsi un questionnement concernant, soit les positions de la FIS, soit l'écoute de la FIS par la direction. Sur la base des quelques cas examinés lors de l'inspection, les analyses de la FIS apparaissent globalement pertinentes et correctement argumentées. En revanche, comme indiqué précédemment, l'ASN a identifié des erreurs d'application ou d'interprétation du référentiel dans les arbitrages rendus par la direction.

A.27 Je vous demande d'effectuer à nouveau une analyse des 14 situations de 2013 ayant nécessité une décision de la direction. Vous me transmettez les conclusions de vos analyses.

A.28 Je vous demande de réaliser un diagnostic approfondi permettant de mettre en évidence les raisons du taux de suivi et d'écoute des conclusions de la FIS par la direction. Je vous demande également de veiller à ce que la MSQ accompagne pleinement l'action de la FIS auprès de la direction. Vous préciserez les mesures que vous comptez prendre en la matière et les échéances prévisionnelles associées.

▪ Maîtrise des prestataires

Cohérence entre les documents descriptifs du système de management

La directive interne n°116 (DI 116) présente les modalités de réalisation de la surveillance des intervenants extérieurs et notamment les missions confiées au « chargé de surveillance ». Cette directive

décline en particulier les dispositions de l'arrêté du 7 février 2012 modifié relatives à la surveillance des intervenants extérieurs.

Les inspecteurs ont constaté que la note de management (note EDF D5310NMSEM001, indice 0) relative à la surveillance des prestations et à l'organisation des missions des chargés de surveillance, constitutive du système de management intégré du CNPE, n'était pas fondée sur les dispositions de l'indice 2 de la DI 116, en vigueur, mais sur sa version antérieure.

Ils ont également constaté que la note relative au choix et à la surveillance des prestataires exerçant une activité à qualité surveillée (note EDF D5310NPMP9002, indice 0) fait état de la possibilité de requérir une assistance pour l'exercice de la surveillance sans toutefois détailler le processus mis en œuvre pour justifier un tel recours alors que cette note constitue une note de processus.

Les inspecteurs observent que les dispositions applicables à la surveillance des intervenants extérieurs décrites dans le système de management intégré du site ne déclinent pas pleinement celles prescrites par vos services centraux.

A.29 L'ASN vous demande de rendre cohérent votre système de management intégré avec les exigences portées dans les documents prescriptifs établis par vos services centraux, celles-ci déclinant les exigences de l'arrêté du 7 février 2012 modifié.

Gestion des emplois et compétences des chargés de surveillance (CSI)

L'examen des documents présentés par le service en charge du domaine « électromécanique » (SEM) pour justifier l'atteinte du niveau cible en matière de ressources en chargés de surveillance a montré que les bilans de compétences établis prennent en compte les CSI encore en formation. Au-delà du fait que cette pratique conduit à préjuger de l'issue du parcours de formation des CSI, elle concourt à sous-évaluer systématiquement les risques de carences de ressources en chargés de surveillance et, donne par ailleurs au parcours de professionnalisation des CSI un caractère formel qui peut apparaître préjudiciable à la reconnaissance de l'importance de ce parcours.

A.30 L'ASN vous demande d'assurer une gestion des emplois et compétences des CSI sans anticiper les décisions managériales qui seront prises à l'issue de leur parcours de professionnalisation.

Compétences des « Surveillants terrain » et des « appuis » à la surveillance

La DI 116 précise que le chargé de surveillance « peut s'appuyer pour des activités lourdes et complexes sur des compétences de niveau adapté pour réaliser des actions de surveillance ». Les acteurs correspondants (appuis, surveillants terrains¹³) sont identifiés au niveau du programme de surveillance et d'un organigramme associé. Cette directive mentionne que les « surveillants terrain » et « appuis à la surveillance » sont professionnalisés sur la base des dispositions décrites dans le guide référencé D5310NMSEM001. Cette directive prévoit également que les compétences techniques et méthodologiques sont formalisées dans la cartographie des compétences des agents concernés.

¹³ Le « surveillant terrain » est défini comme « un intervenant qui va réaliser pendant un temps donné des actions de surveillance sous couvert d'un chargé de surveillance qui porte le programme des surveillance ». La fonction d'appui au chargé de surveillance n'est pas définie

Le guide de professionnalisation d'EDF de référence EDF D5310NPMP9002 indice 0 fait état du principe de recours à un appui à la surveillance dans le cas de la surveillance d'une activité « multi-spécialités », notamment lorsque le chargé de surveillance ne dispose pas des compétences techniques minimales requises sur l'un des domaines couverts. Cet appui peut être sollicité pour l'élaboration du programme de surveillance ou pour l'accomplissement des actions de surveillance.

Les inspecteurs ont contrôlé l'application des dispositions prévues par les documents précités. L'examen de la cartographie des compétences mobilisables au sein du service chargé du domaine « électromécanique » (SEM) a révélé que :

- les effectifs cibles et les ressources mobilisables pour les chargés de surveillance sont bien identifiés et suivis ;
- les acteurs chargés d'actions de surveillance autres que les chargés de surveillance ne sont pas identifiés ;
- les exigences de compétence pour l'accomplissement des missions attachées à ces acteurs ne sont pas spécifiées.

L'ASN note qu'en l'absence de définition des missions et compétences requises pour tous les acteurs de la surveillance des intervenants extérieurs et en cas de recours à une prestation d'assistance pour l'accomplissement de cette surveillance, les justifications prévues à l'article 2.2.3 de l'arrêté du 7 février 2012 ne pourraient être apportées.

A.31 Les appuis de surveillance et les surveillants terrains exécutent des activités de surveillance par délégation du chargé de surveillance. Contrairement au chargé de surveillance, vous n'avez cependant pas défini d'exigences de compétence minimale (savoir et savoir-faire) pour les appuis de surveillance et les surveillants terrains.

Je vous demande de spécifier, pour toute activité où une délégation d'exécution des actions de surveillance est envisagée, les compétences minimales exigées du délégataire et de tracer l'acquisition et le maintien de ces compétences par les acteurs qui obtiennent une délégation du chargé de surveillance

Formations suivies par les chargés de surveillance

Le suivi rigoureux des formations accomplies par les chargés de surveillance et les autres acteurs de la surveillance des intervenants extérieurs permet de justifier *a priori* et *a posteriori* du respect des dispositions du dernier alinéa du I de l'article 2.2.2 de l'arrêté du 7 février 2012.

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage plusieurs carnets individuels de formation (CIF) des chargés de surveillance du service SEM. Les exigences en matière de formation et d'habilitation de ces acteurs sont portées par la DI 116. Celle-ci requiert en particulier que les CSI soit habilités « SN 2 ». L'examen des dossiers a révélé que :

- l'attestation délivrée après la formation « M800 » mentionne qu'un stagiaire n'a pas été évalué à l'issue de la formation alors que cette formation est identifiée dans la DI 116 comme nécessaire à l'acquisition des compétences spécifiques à la surveillance. Le stagiaire concerné a néanmoins été habilité « SN2 » sur proposition managériale ;
- l'habilitation « SN2 » a été délivrée à un chargé de surveillance nouvellement embauché un mois après sa formation « M800 », avant d'avoir achevé son cycle de compagnonnage ;
- les plans-types de formation étaient absents des 3 CIF contrôlés ;
- les plans individuels de formation dans les CIF précités n'étaient pas à jour ;
- la réalisation des formations habilitantes n'était pas tracée.

A.32 L'ASN vous demande de mettre à jour les plans types de formation et les carnets individuels de formation des acteurs de la surveillance des intervenants extérieurs au regard du référentiel de compétence et du parcours de professionnalisation.

Les inspecteurs ont également contrôlé l'application du guide de professionnalisation du chargé de surveillance et d'intervention [Note EDF D4550.19-09/1701], par l'examen du dossier de formation d'un agent du service SEM. Ils ont en particulier examiné le carnet de compagnonnage de cet agent, ce carnet traçant notamment les mises en situation de l'agent utilisées pour lui transmettre le savoir-faire spécifique aux métiers techniques. L'examen des fiches de compagnonnage a révélé que le chargé de surveillance « apprenant » a suivi plus de 35 actions de compagnonnage le même jour.

A.33 L'ASN vous demande de vous assurer que les règles d'établissement du programme et des fiches de compagnonnage prennent en compte, de manière réaliste, les capacités des individus en formation et leur permettent de disposer du temps nécessaire à l'assimilation des savoir-faire et à leur évaluation.

▪ Maîtrise du référentiel

Notes de processus « référentiel de niveau parc » et « modifications »

Au terme des présentations qui leur ont été faites notamment sur la coordination mise en place entre les services et métiers du CNPE, la structure palier et les services centraux au moyen des différents outils existants (outils développés dans le SDIN¹⁴, nombreux fichiers de suivi), les inspecteurs n'ont pas déterminé clairement l'organisation mise en place par le site pour s'assurer de l'intégration complète et de la maîtrise du référentiel applicable aux quatre réacteurs du site de Paluel.

Il est apparu aux inspecteurs que la note de processus « mise en œuvre et élaboration des produits du référentiel de niveau parc » [référéncée : D5310NPMP6004 du 15 juin 2014] décrit l'organisation souhaitée sur le site mais que sa traduction opérationnelle restait encore à réaliser.

Concernant la note de processus « organisation du CNPE de Paluel pour la déclinaison de la loi TSN appliquée aux modifications matérielles » [référéncée : D5310NPMP6007 du 18 mai 2011], les inspecteurs n'ont également pas été en mesure de déterminer la logique d'ensemble de l'organisation mise en place pour intégrer les modifications sur la centrale. En particulier, les relations entre les entités, *via* l'outil dédié dans le SDIN notamment (structure palier, ingénierie nationale, intégrateur local des modifications et de la documentation, services et métiers du site) n'ont pu être clarifiées. De plus, la note d'organisation, datant de 2011, ne prend pas en compte le système d'information SDIN qui apparaît pourtant comme le vecteur essentiel de l'échange d'information entre les différents acteurs.

Par ailleurs, la centaine de dossiers de modifications à intégrer spécifiquement sur la VD3 du réacteur de Paluel n°2 fait l'objet d'un examen par le groupe d'animation transverse (GAT) qui réunit les métiers du site dont l'équipe commune, la structure palier et les services de l'ingénierie nationale. Les inspecteurs ont également noté qu'un examen est également programmé par le comité patrimoine du site et que courant novembre 2014, pour un arrêt programmé en avril 2015, il sera mis en place un premier examen du fichier global de suivi, au moyen d'indicateurs, des échéances des modifications associées au « lot VD 3 ».

¹⁴ SDIN : système d'information du nucléaire. Le SDIN est en cours de mise en œuvre dans les centrales nucléaires d'EDF.

Sur le déroulement de la journée d'inspection, les inspecteurs ont remarqué que, malgré le nombre d'agents d'EDF de différents services présents autour de la table, les échanges ont été assurés, en quasi-totalité, par un seul interlocuteur dont, par ailleurs, la compétence a été démontrée sur les sujets présentés. Inversement, les inspecteurs se sont interrogés sur la question de la mise en commun et du partage des informations ainsi que de la maîtrise collective des dossiers sur la thématique inspectée. Ce point est apparu comme un point de fragilité aux inspecteurs du fait de la maîtrise apparente de la thématique inspectée par une seule personne ressource.

Au terme de la journée d'inspection, il est apparu aux inspecteurs que de nombreuses actions sont menées sur la thématique de la maîtrise du référentiel par différentes structures (STAR, GAT, comité patrimoine,..) au moyen de nombreux fichiers, qui semblent gérés de façon personnelle par les agents impliqués, mais dont la cohérence d'ensemble n'a pas été démontrée.

A.34 Je vous demande de préciser l'organisation mise en place par le site pour s'assurer de l'intégration complète et de la maîtrise du référentiel applicable aux quatre réacteurs du site de Paluel. L'organisation définie au plan opérationnel devra être en adéquation avec la note de processus du 15 juin 2014.

A.35 Je vous demande de réviser la note de processus « organisation du CNPE de Paluel pour la déclinaison de la loi TSN appliquée aux modifications matérielles » [référéncée : D5310NPMP6007 du 18 mai 2011] afin de prendre en compte l'outil SDIN dans vos procédures.

Retards d'intégration du prescriptif des référentiels

Lors des échanges, *au minimum* mensuels, entre le site et la structure palier, des décisions, souvent importantes sont prises notamment concernant des reports d'échéances par rapport aux courriers de prescriptions des référentiels de maintenance ou des dossiers de modifications. Ces reports font l'objet de fiches de suivi d'actions (FSA) qui sont examinées mensuellement en comité patrimoine de site.

Cependant, les inspecteurs ont relevé que 23 FSA étaient en report d'échéance sans analyse d'impact sur l'intégration du référentiel.

A.36 Je vous demande d'analyser l'impact de ces 23 retards d'intégration du prescriptif du référentiel et d'assurer une traçabilité des décisions prises sur les dossiers traités lors des échanges entre la structure palier et vos différents services.

Définition des responsabilités entre la structure palier et le CNPE

Les inspecteurs ont examiné la note relative à la « visibilité sur le transfert de pilotage de la mutualisation entre les GT PHPM et la SPP 1300 » (référence : D1300SPP110007 du 21 janvier 2011). La mise à jour de la documentation opérationnelle dite « de classe 4 » (la classe 3 traitant de la documentation opératoire) s'effectue suivant une répartition, entre les centrales nucléaires du palier 1300, de la centaine de systèmes élémentaires « génériques » équipant chaque réacteur.

Les inspecteurs ont relevé que :

- cette note est antérieure à la mise en place de la structure palier sur la centrale et à la mise en place du système d'information SDIN ;

- les systèmes élémentaires spécifiques à la centrale (système de collecte des eaux chargées en hydrocarbures « SEH », bassins et distribution d'eau douce « SEA et SEI ») relèvent, par défaut, de la responsabilité du CNPE, et non plus de la structure palier ;
- cette note stratégique en matière d'organisation n'a pas été déclinée par le CNPE dans une note de processus pour fixer les responsabilités entre la structure palier et le CNPE, notamment au plan de la mise à jour documentaire des systèmes élémentaires concernés ;
- le périmètre de la doctrine de maintenance « AP 913 » portant sur la maintenance des systèmes et des matériels « important pour la sûreté » dont la mise en œuvre incombe au site, ne recoupe que partiellement celui de la note du 21 janvier 2011, ce qui n'est pas, *a priori*, un facteur de clarification des responsabilités entre les entités.

A.37 Je vous demande d'examiner, en relation avec la structure palier, les conditions d'une actualisation de la note du 21 janvier 2011 et de décliner, dans vos processus, cette note, éventuellement réindicée afin de fixer les responsabilités entre la structure palier et le CNPE notamment au plan de la mise à jour documentaire des systèmes élémentaires dont, par défaut, vous avez la responsabilité.

Les inspecteurs ont examiné la conformité des réacteurs du site de Paluel à la règle particulière de conduite (RPC) « Grand froid » du palier 1300 MWe du 13 décembre 2013 de référence D4550.31-13/5128 à l'indice 0. Cette RPC prend notamment en compte le retour d'expérience des épisodes de froid intense de l'hiver 2011-2012. La mise en œuvre de cette consigne devait intervenir avant le 31 juillet 2014.

Les inspecteurs ont constaté que cette RPC n'est pas déclinée dans le référentiel du CNPE :

- la revue « Grand froid » conduite en octobre 2014 n'a pas pris en compte les exigences nouvelles ;
- le site n'a pas produit d'analyse locale de non régression justifiant la possibilité de déroger à l'échéancier de déploiement de la RPC.

A.38 Je vous demande de vous mettre en conformité sans délais avec la RCP grand froid.

<p>▪ Vieillessement</p>

Organisation du CNPE

L'organisation du CNPE pour la maîtrise du vieillissement est suivie à travers le macro-processus MP6 « Fiabilisation des matériels et gérer le patrimoine », en application du macro-processus national, incluant le processus SF6 « Fiabiliser les matériels ». Elle est décrite dans les notes de management « Organisation de la rédaction et validation du DAPE des tranches de Paluel » [référence D5310NMSEF001] et « Organisation du service fiabilité » [référence D5310NMSEF000]. Les inspecteurs ont noté qu'au jour de l'inspection, ces documents n'étaient pas actualisés, même si une version projet de la note référencée D5310NMSEF001 avait été transmise avant l'inspection.

Le jour de l'inspection, le pilote stratégique et le pilote opérationnel étaient absents. Même si cette absence a pu en grande partie être compensée par l'implication et la coopération des interlocuteurs présents, ceux-ci ont parfois rencontré des difficultés à rassembler les réponses aux questions des inspecteurs.

L'organisation du site dans sa démarche de maîtrise du vieillissement ne prévoit pas de suppléance. De même, la phase de rédaction du DAPE réacteur ne prévoit pas de binôme entre les équipes d'ingénierie et les équipes métiers présentes sur le terrain.

Les inspecteurs ont ainsi constaté que le pilote opérationnel du DAPE est une ressource critique. Lui seul possède les explications permettant de comprendre les échanges avec les services centraux ou les différents métiers lors de la rédaction du DAPE.

De plus, vous avez indiqué aux inspecteurs que le CNPE ne prévoit pas formellement de dispositif de formation étendu ou de transfert des connaissances en matière de maîtrise du vieillissement.

Les dispositions locales actuellement mises en place sur le CNPE ne permettent donc pas de garantir la pérennité de l'organisation du site pour rédiger les DAPE réacteur, procéder à la revue des fiches d'analyse du vieillissement (FAV) et suivre les actions demandées dans les DAPE réacteur du site. Ceci est d'autant plus important que le CNPE de Paluel débute la mise en œuvre de cette démarche, qui commence en 2015 avec la VD3 du réacteur n°2 et concernera les 4 réacteurs du CNPE.

A.39 Je vous demande d'adapter votre organisation notamment en mettant en place une gestion adaptée des emplois et des compétences afin de maintenir au sein du CNPE les compétences nécessaires à la maîtrise du vieillissement et à la pérennisation de cette démarche.

A.40 Je vous demande de mettre à jour la note de management « Organisation de la rédaction et validation du DAPE des tranches de Paluel » [référence D5310NMSEF001] afin de refléter cette organisation.

Note d'organisation du service fiabilité

Vous avez expliqué aux inspecteurs que le service fiabilité est en charge notamment du suivi du processus SF6 visant à fiabiliser le matériel et que ce processus inclut la maîtrise du vieillissement. Or la note d'organisation du service « Note de management organisation du service fiabilité » [référéncée D5310NMSEF000] ne décrit pas l'organisation réellement mise en œuvre par le CNPE.

Les inspecteurs ont interrogé vos représentants sur :

- Particulation entre les différentes interfaces du processus « Fiabiliser les matériels » comme le programme patrimonial pluriannuel, l'intégration du prescriptif et le suivi des modifications,
- les modalités retenues pour le suivi des actions relatives à la maîtrise du vieillissement,
- le processus de rédaction des FAV locales dans le cas où des spécificités locales sont identifiées sur les réacteurs,
- l'analyse des FAV nouvelles ou ayant changé de statut.

Vous avez répondu aux inspecteurs que l'ensemble des projets et des actions étaient réalisées par le service fiabilité et qu'à ce titre une bonne partie des échanges et interfaces se trouvaient facilités par la proximité des bureaux au sein du service.

En dépit de cet avantage organisationnel certain mais conjoncturel, vos notes de management [référéncées D5310NMSEF000 et D5310NMSEF001] reflètent de manière incomplète l'organisation réellement déployée par le CNPE.

A.41 Je vous demande de mettre à jour la note de management « Organisation du service fiabilité » [référence D5310NMSEF000] afin de prendre en compte l'organisation réellement mise en place par le CNPE pour la mise à jour du DAPE réacteur à l'issue de la VD3 et pour l'intégration de ses conclusions dans le rapport de réexamen.

Programme de maîtrise du vieillissement

Les inspecteurs ont noté que la note de management référencée D5310NMSEF001 prévoit « un courrier précisant le programme de maîtrise du vieillissement spécifique à la tranche. Cet envoi doit être fait 12 mois avant le début de la VD3. »

Le guide national de rédaction des DAPE de tranches D4550.32-07/5739 prévoit également que « un processus est mis en place par le CNPE afin de garantir la pérennité de son organisation pour la rédaction des DAPE tranches du site, de procéder périodiquement à une revue des FAV émises localement et d'exercer un suivi des actions demandées dans les DAPE tranches du site. De façon pratique, un document est établi afin de permettre le suivi des actions présentées dans le DAPE tranche pour assurer la maîtrise du vieillissement des systèmes, structures et composants de la tranche pour la période décennale suivant la VD3 ». Or, le CNPE n'a pu fournir aucune preuve de la formalisation du processus, ni de la définition et de l'implantation d'un programme de maîtrise de vieillissement opérationnel permettant de suivre les actions mises en œuvre pour vérifier et assurer la maîtrise du vieillissement.

A.42 Je vous demande de définir le programme de maîtrise du vieillissement et de mettre en place les dispositions permettant d'en réaliser le suivi au-delà des troisièmes visites décennales des réacteurs. Vous complétez le cas échéant la note de management « Organisation de la rédaction et validation du DAPE des tranches de Paluel » [référence D5310NMSEF001] pour prendre en compte ces dispositions.

Démarche AP-913

L'AP-913 est une méthode de management global développée aux États-Unis par (et pour) les exploitants américains de centrales nucléaires. EDF a choisi de décliner cette méthode pour l'appliquer progressivement à ses installations. Elle repose sur :

- la classification des composants en fonction de leur impact sur la disponibilité et la sûreté de la tranche ;
- l'élaboration de canevas de maintenance standardisés applicables à une famille technologique de matériels ;
- l'élaboration de bilans de santé permettant de piloter la fiabilité ;
- un retour d'expérience accéléré pour les systèmes sensibles ;
- l'utilisation d'un outil informatique commun aux sites.

Les inspecteurs ont noté une forte implication du CNPE dans la mise en œuvre de cette démarche. En plus des modifications organisationnelles qu'elle engendre, cette méthode vous conduira progressivement à revoir vos programmes de maintenance préventive.

Vous avez indiqué aux inspecteurs que la mise en application de cette méthode est désormais effective. Cependant, la note locale d'organisation AP-913 n'a pas pu être fournie aux inspecteurs.

A.43 Je vous demande de formaliser les dispositions locales que vous mettez en œuvre pour déployer la démarche AP-913 et de me transmettre la note correspondante.

Report de modifications

L'impact sur la maîtrise du vieillissement des déprogrammations d'actions de maintenance prévues dans le cadre de la démarche de maîtrise du vieillissement doit être pris en compte. Le DAPE du réacteur n°2 [référence D5310ETSEF305] indique que, dans le cadre de la stratégie de maintenance des cannes

chauffantes du pressuriseur vis-à-vis des différents risques d'endommagement dus au vieillissement, le remplacement de cannes chauffantes est prévue lors de la troisième visite décennale du réacteur programmée en 2015.

Vous avez indiqué qu'en fait, l'intervention du remplacement des cannes chauffantes était reportée à la visite partielle du réacteur prévue en 2017. Les inspecteurs ont constaté que ce report n'avait pas fait l'objet d'une analyse d'impact sur le programme de maîtrise de vieillissement.

A.44 Je vous demande de vous assurer que l'impact du report d'actions de modifications ou de maintenance liées au programme de maîtrise du vieillissement sur ce programme sera évalué et pris en compte dans le DAPE mis à jour après la VD3 du réacteur n°2.

A.45 Je vous demande d'expliquer les raisons de l'ajournement du déploiement du programme de remplacement des cannes chauffantes du pressuriseur sur le réacteur n°2 et de justifier le nouveau délai annoncé pour réaliser ce remplacement.

Processus de rédaction du DAPE

Le DAPE du réacteur n°2 mentionne que les générateurs de vapeur de remplacement (GVR) n°226 à 228 présentent des différences de conception par rapport au GVR n°203. Or, dans le cadre de l'analyse des FAV, le DAPE indique que les GVR n° 203 et n° 226 sont concernés par les mêmes mécanismes de dégradation couverts par les FAV P006-22-01 indice H, FAV P006-15-01 indice A et FAV P006-10-01 indice A. Interrogés sur ces incohérences, vos représentants ont expliqué aux inspecteurs qu'il s'agissait d'une erreur de rédaction et que seul le générateur vapeur n°203 était concerné par ces FAV.

De plus, le DAPE du réacteur n°2 indique un référentiel confus entre le dossier des situations (DDS) VD2 1300 ou DDS VD3 1300 retenu pour certains transitoires, par exemple pour les situations 12C, 12D et 38. Interrogés, vos représentants ont expliqué aux inspecteurs qu'il s'agissait d'une erreur de rédaction et que le CNPE prendra bien en compte le DDS VD3 1300.

A.46 Je vous demande de vérifier l'exactitude des informations contenues dans le DAPE du réacteur n°2 et de mettre à jour ce DAPE après la VD3 du réacteur en tenant compte des remarques ci-avant et des éventuelles autres inexactitudes que vous auriez identifiées, y compris vis-à-vis des échéances de déploiement des actions liées au programme de maîtrise du vieillissement.

Visite sur le terrain

Lors de leur visite sur le terrain portant notamment sur l'état réel des systèmes, structures et composants de la station de pompage du réacteur n°2, les inspecteurs ont observé plusieurs défauts résultant de dégradations liées à des mécanismes de vieillissement :

- les pompes de relevage du système CFI¹⁵, qui ne sont pas des EIP, sont apparues dans un très mauvais état d'entretien, tant au niveau des connexions électriques que des pompes elles-mêmes, de leurs supports ou des brides ;
- plusieurs chemins de câbles étaient très corrodés ;
- une protection en vinyle était en place depuis 2011 au-dessus d'une canalisation du système SEC¹⁶ en béton à âme tôle, pour éviter, selon vos représentants, sa dégradation du fait d'un suintement en surplomb, alors que cette disposition n'apparaît pas dans le bilan système SEC ;

¹⁵ CFI : système de filtration et circuit d'eau destiné du refroidissement du condenseur

- un joint de la pompe 2 CFI 102 PO fuyait faiblement en continu sans qu'aucune action de maintenance n'ait été prévue pour supprimer cette fuite ;
- dans la salle des machines du réacteur n°2, une tuyauterie du système APG¹⁷ battait de manière cyclique et permanente selon une grande amplitude contre une autre tuyauterie plus rigide véhiculant de l'eau ce qui entraînait une dégradation continue des parois.

A.47 Je vous demande d'analyser l'impact des dégradations décrites ci-avant et de vous prononcer sur les mesures à mettre en œuvre pour remédier, le cas échéant, à ces défauts au regard des enjeux de sûreté associés.

¹⁶ SEC : circuit d'eau brute secouru pour le refroidissement intermédiaire de l'îlot nucléaire

¹⁷ APG : système de purge des générateurs de vapeur

Annexe II à la lettre CODEP-CAE-2015-016967
Demandes de compléments d'information

- Réalisation de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1

Lors de la visite des installations, les inspecteurs ont noté la présence de 5 opérateurs en salle de commande du réacteur 1 :

- les 3 opérateurs prévus ;
- un opérateur supplémentaire en appui pour gérer les permis feu ;
- un opérateur en formation.

Il est apparu que ces 5 agents étaient susceptibles d'effectuer des actions en salle de commande et, notamment, d'acquiescer des alarmes.

B.1 Je vous demande de me faire part de votre analyse sur cette situation et, en particulier, de vérifier qu'elle permet bien à l'opérateur pilote de tranche et aux deux opérateurs « de bloc » de disposer de la vision d'ensemble de l'état de l'installation nécessaire à leurs missions.

B.2 Le cas échéant, je vous demande de prendre les mesures nécessaires pour corriger les difficultés que vous auriez identifiées.

- Préparation de la 3e visite décennale du réacteur n°2 – organisation

Pratiques de fiabilisation

Vous avez indiqué aux inspecteurs avoir identifié que la survenance de « fortuits » (pannes, fuites, non qualité de maintenance,...) pendant les arrêts de réacteurs pouvaient avoir pour cause profonde des pratiques de fiabilisation peu respectées lors des interventions. En particulier, vous avez indiqué que sur des « fortuits » survenant lors d'opérations de maintenance dites « lourdes », le triptyque de base des pratiques de fiabilisation, à savoir *le pré-job-briefing, la minute d'arrêt et débriefing*, était insuffisamment appliqué tant parmi les intervenants d'EDF que chez les sous-traitants.

Pour renforcer les pratiques de fiabilisation, vous comptez mettre en place la fiche « 5 questions » élaborée par vos services centraux qui a pour objet d'identifier, au travers d'un nombre limité d'interrogations simples, les activités à risque lors des interventions et notamment celles relatives à la résolution des « fortuits ».

B.3 Je vous demande de me faire connaître les mesures complémentaires que vous mettez en place pour renforcer les pratiques de fiabilisation lors d'interventions survenant à la suite de « fortuits » pendant la VD3 du réacteur n° 2.

Rénovation de la salle de commande dans le cadre de la modification M2C

Les inspecteurs se sont intéressés aux actions prévues par le site pour préparer et réaliser la modification de rénovation de la salle de commande, en particulier sous l'angle des facteurs humains et organisationnels (FOH). Ils ont noté que des groupes de travail dédiés étaient en place et qu'une analyse FOH était prévue, avec notamment des essais qui seraient effectués sur une maquette grandeur nature à l'aide de la nouvelle salle de commande numérique située à l'UFPI. Les inspecteurs estiment

qu'il est important qu'une méthodologie et des moyens appropriés soient mis en œuvre pour vérifier la capacité des équipes de conduite à effectuer leurs activités de conduite en toutes situations avec les nouveaux moyens de conduite mis à leur disposition. Ainsi, lors des essais sur le simulateur numérique, il ne s'agit pas seulement de demander leur avis aux opérateurs, mais de mener des observations (par exemple par le consultant en facteurs humains) lors des séances d'essais de façon à collecter des données sur la façon dont les équipes ont pu effectuer leurs activités.

Ils ont noté qu'un travail en commun était effectué entre les concepteurs (du centre d'ingénierie de la production nucléaire, CIPN) et le site dans le cadre de cette modification. Ils ont également noté que le consultant en facteurs humains du site serait impliqué dans ces actions avec le concepteur et que des essais sur le simulateur numérique seraient réalisés. Ils ont souligné l'importance que l'expertise FOH du site soit mobilisée de manière effective dans la mise en place de cette modification sur le site, de manière à assurer le caractère approprié de la méthodologie mise en œuvre, et éventuellement identifier et suivre des actions d'accompagnement qui pourraient s'avérer nécessaires auprès des équipes de conduite au redémarrage avec la nouvelle salle de commande.

B.4 Je vous demande de me faire connaître les dispositions mises en place pour garantir la bonne intégration des aspects FOH dans la réalisation et la mise en œuvre de la rénovation de la salle de commande, en indiquant notamment l'organisation, la méthodologie, les missions affectées au consultant en facteurs humains dans ce cadre, les interrelations entre les acteurs, les résultats attendus des essais sur les outils de simulation et les actions qui pourraient en résulter, notamment vers les équipes de conduite, pour s'assurer de leur capacité à effectuer leurs actions de conduite et maîtriser les risques en toutes situations.

Commandes notifiées

La règle n° 2 de la DT 196 concerne la préparation par modules des arrêts et le respect des échéances incontournables. En particulier, il est précisé que « les commandes doivent être notifiées aux prestataires au plus tard quatre mois avant le début de l'arrêt ».

Lors de l'inspection, vous avez précisé que sur les 125 commandes à passer pour la VD3, 41 commandes étaient effectuées, soit un taux de réalisation de 33 % à fin octobre 2014. Vous avez indiqué que plusieurs marchés sont en cours de négociation et qu'un maximum de commandes pourra être passé avant la date du « J0 - 4 mois » (soit le 11 décembre 2014), de sorte que votre objectif de réalisation de 80 % des commandes à « J0 - 4 mois » soit atteint, les 20% restants portant sur des marchés nationaux.

Les inspecteurs ont rappelé que la règle précitée fixe un taux de 100 % de commandes notifiées aux prestataires, et que vous n'avez pas bénéficié de disposition particulière pour vous fixer un taux dérogatoire de 80 %.

B.5 Je vous demande de me préciser la raison pour laquelle vous avez défini un taux de commandes notifiées de 80 % alors que, suivant la règle n° 2 de la DT 196, toutes les commandes doivent être notifiées avant le J0 - 4 mois.

Pièces de rechange

La règle n° 4 de la DT 196 porte sur « la maîtrise de la logistique pour sécuriser les projets d'arrêts » et comporte notamment une prescription prévoyant que 100 % des pièces de rechange soient réservées auprès du magasin général de vos services centraux à J0 – 4 mois.

Au jour de l'inspection, ce taux était de 62 % avec une projection défavorable du respect des 100% à la date du 11 décembre 2014. Même si les pièces sont d'ores et déjà réservées, vous avez cependant identifié la difficulté, pour le magasin général, d'être en capacité de vous fournir certaines pièces de rechange « sensibles » car le stock national est faible ou qu'elles sont destinées à remplacer des matériels obsolètes.

B.6 Je vous demande de préciser le taux de sécurisation des pièces de rechange pour la VD3 du réacteur n° 2 de Paluel à J0 – 4 mois, à J0 – 2 mois et à J0.

- | |
|---|
| ▪ Préparation de la VD3 – logistique et moyens supports |
|---|

Prévention du risque d'introduction de corps ou produits étrangers dans les matériels et les circuits

L'article 2.6.2 de l'arrêté du 7 février 2012, fixant les règles générales relatives aux INB, dispose que l'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer, entre autres, son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

La DI n° 121 d'EDF traite de la problématique FME^[1] afin de prévenir le risque d'introduction de corps ou de produits étrangers dans les matériels et les circuits et d'assurer un traitement adéquat en cas d'introduction ou de détection de tels corps ou produits étrangers.

Lors de l'arrêt du réacteur n° 1 en 2014, vos services ont identifié de nombreux corps migrants. Ceux-ci ont été retirés, mais aucune analyse de nocivité n'a été effectuée afin d'étudier l'impact de la présence de ces corps dans les circuits. En effet, vos représentants considèrent que la DI n°121 ne vous impose de réaliser une analyse de nocivité que lorsque vous n'êtes pas en mesure de retirer ces corps migrants.

L'ASN considère cependant que, en application de l'article 2.6.2 de l'arrêté du 7 février 2012, la présence de corps migrants potentiellement nocifs doit également vous conduire à analyser l'impact qu'ils ont pu avoir, en fonctionnement, sur l'intégrité des matériels. Cette analyse pourrait en effet vous amener à conclure que ceux-ci ont causé des dégradations avant d'être extraits et qu'il est indispensable de mettre en œuvre des actions curatives appropriées, en application de l'article 2.6.3 de l'arrêté précité.

B.7 Je vous demande, en lien avec vos services centraux, de vous prononcer de manière argumentée sur la suffisance des dispositions de la DI 121 vis-à-vis de l'éventuelle incidence sur les matériels des corps migrants retirés au cours de l'arrêt du réacteur n° 1 en 2014. Le cas échéant, vous me préciserez les actions curatives éventuellement retenues au vu des conclusions de votre analyse.

[1] Foreign material exclusion (FME) : exclusion de corps ou produits étrangers.

Gestion des déchets

Les déchets produits dans une installation nucléaire font l'objet d'un premier tri au niveau des chantiers et sont conditionnés au sein de sacs selon plusieurs critères, dont leur nature et leur débit d'équivalent de dose.

Les déchets de moyenne activité, dont les résines échangeuses d'ions et les filtres d'eau, sont ensuite rapidement intégrés dans des emballages préfabriqués en béton : des coques. Une matrice de blocage permet de stabiliser les déchets introduits. Enfin, l'adjonction d'une couche de béton permet de boucher la coque et de la rendre étanche.

La note technique décrivant le référentiel type d'exploitation des BAN¹⁸, BAC¹⁹, BTE²⁰ pour la gestion des déchets radioactifs [note D4507091388 indice 0 du 10/03/2009], impose des seuils maximaux afin de limiter les quantités de coques au sein des installations TES²¹ ou du BAC. Lors de l'inspection inopinée effectuée le 10 juin 2014 sur le CNPE de Paluel concernant le thème « gestion des déchets », les inspecteurs avaient constaté une absence de respect de la règle d'exploitation n° REF 33-b du référentiel d'exploitation des BAN, BAC, BTE imposant une limite portée à trente coques en attente de bouchage au BAC lors des campagnes MERCURE²². Le jour de l'inspection, soixante-cinq coques étaient en attente de bouchage.

Dans votre réponse du 6 août 2014 à la lettre de suite de l'inspection du référencée INSSN-CAE-2014-0300, vous avez indiqué que cette situation avait trois causes distinctes :

- l'augmentation significative du nombre de filtres d'eau à remplacer, notamment lors des arrêts de réacteurs et plus spécifiquement pour les filtres RCV²³ 051/052 FI,
- la suspension temporaire de la prise en charge des colis de filtres d'eau concernés par l'injection de zinc,
- la concomitance d'une campagne MERCURE.

Vous avez précisé que l'augmentation du nombre de filtres d'eau à remplacer est une problématique connue depuis 2011. Par ailleurs, vous avez choisi d'effectuer, en priorité, le blocage des colis béton aux installations TES afin de transférer au BAC ces coques bloquées, en attente de bouchage. Ainsi, vous pouviez libérer vos installations TES et permettre le remplacement des filtres d'eau, en permanence, sur tous les réacteurs.

Votre analyse vous a amené à prévoir un retour sous le seuil défini par le référentiel d'exploitation des BAN, BAC, BTE à la fin du mois de mars 2015, avant la visite décennale (VD) du réacteur n° 2.

L'ASN vous rappelle que le seuil maximal de coques en attente de bouchage au BAC, imposé par la règle d'exploitation n° REF 33-a, est de vingt unités en situation normale. Ce seuil est porté à trente unités uniquement lors des campagnes MERCURE, comme le mentionne la règle d'exploitation n° REF 33-b.

¹⁸ Bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN).

¹⁹ Bâtiment des auxiliaires de conditionnement (BAC).

²⁰ Bâtiment de traitement des effluents (BTE).

²¹ Traitement des effluents solides (TES).

²² Machine d'enrobage des résines dans un conteneur utilisant des résines époxy (MERCURE) : une campagne MERCURE permet de vider les réservoirs où sont entreposées les résines actives, notamment utilisées pour filtrer l'eau du circuit primaire. Cette opération se fait à l'aide d'une machine d'enrobage appelée MERCURE.

²³ Système de contrôle volumétrique et chimique (RCV).

B.8 Je vous demande de me préciser si vous vous conformez au seuil maximal de vingt coques en attente de bouchage au BAC depuis la fin du mois de mars 2015 et, dans le cas contraire, de me faire part des mesures correctives que vous avez mises en place.

▪ Maîtrise des interventions

Déploiement du Programme d'Actions Correctives (PAC)

Le PAC vise le traitement des écarts de sécurité, des écarts de conformité et la tenue des chantiers. Il impose la réalisation de visites « terrain » par les managers, notamment lors de l'accomplissement d'activités sensibles. Ces visites « terrain » sont soumises aux exigences de traçabilité et font l'objet de comptes rendus.

Les inspecteurs ont constaté que la programmation et le suivi des visites « terrain » des managers sont réalisés par une personne dédiée. L'examen de ce tableau fait ressortir que le taux de réalisation est de 27% pour une cible de 100%. Cet indicateur de taux de réalisation conduit l'ASN à questionner :

- le niveau d'appropriation du PAC par les managers ;
- la capacité des managers à assurer concrètement la réalisation des visites programmées compte tenu de leur charge de travail ;
- l'effectivité de la traçabilité des actions qu'ils réalisent.

B.9 Je vous demande de dresser un bilan de l'accomplissement des visites terrains sur l'année 2014 et de m'informer des enseignements que vous en tirez. Vous me transmettez la synthèse de ce bilan sous 6 mois, accompagnée le cas échéant du plan d'actions qui en résulte.

▪ Conduite à l'arrêt

Sans objet.

▪ Maîtrise des prestataires

Surveillance des modifications des installations portées par la Division de l'Ingénierie Nucléaire (DIN)

Les inspecteurs ont vérifié les modalités de surveillance d'une intervention préparatoire à la réalisation des modifications prévues lors de la 2^{ème} visite décennale du réacteur n°2. Cette intervention visait à renforcer la sécurité « incendie » dans les locaux abritant les pompes du système RCV²⁴ (modification PNPP 2092). Elle nécessitait donc le passage de câbles électriques additionnels et l'ouverture de plusieurs trémies « coupe-feu » et assurant une fonction de confinement. Ces ouvertures ont fait l'objet d'une analyse de risque individuelle sur la base d'une analyse générique des risques. Les risques identifiés dans l'analyse générique, contractualisée à la commande de prestation, font état d'enjeux qui n'étaient pas repris dans l'analyse de risque individuelle. Les règles de gestion de telles dérogations aux exigences n'étaient pas spécifiées.

²⁴ Le système RCV assure le contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire.

Selon la note EDF D5310NPMP9002-ind. 0, lorsque la surveillance est confiée à un maître d'ouvrage délégué de réalisation, un protocole ou une convention spécifique définit les responsabilités des parties prenantes. Ces documents n'ont pas pu être présentés.

B.10 Je vous demande de m'informer des dispositions que le CNPE a portées dans les protocoles ou conventions spécifiques établis pour la surveillance des modifications attachées à la 3ème visite décennale du réacteur n° 2 et confiées à des intervenants extérieurs pour que les modalités de surveillance mises en œuvre par les services de la DIN respectent les principes définis dans la DI 116, notamment en matière de compétence des CSI, de construction et de réalisation du programme de surveillance des interventions et de gestion des réunions d'enclenchement et de levée des préalables.

Construction du programme de surveillance

Les inspecteurs ont examiné le programme de surveillance de l'intervention mentionnée au paragraphe précédent et ont contrôlé les fiches d'action de surveillance. Ils ont noté que l'analyse des risques attachée au cahier des charges identifiait les risques de perte de la sectorisation incendie, de perte du confinement (radiologique et biologique) du fait de l'ouverture simultanée de plusieurs trémies de passage de câbles. L'analyse de risque présentée par l'intervenant extérieur considère exclusivement le risque de perte de sectorisation « incendie » et présente les mesures compensatoires mises en œuvre pour prévenir ce seul risque, celui-ci étant jugé dimensionnant par rapport aux autres.

Le programme de surveillance de cette intervention est attaché au contrat de prestation globale relatif aux installations électriques. Vos représentants ont précisé que le gestionnaire du contrat est responsable de l'exécution de ce programme de surveillance. Les fiches d'action de surveillance renseignées par les chargés de travaux alimentent ce programme de surveillance global.

Malgré les risques précités, les inspecteurs ont noté l'absence de point de contrôle visant à vérifier la mise en œuvre effective des mesures compensatoires. Vos représentants ont précisé que cette vérification incombait au service en charge du génie civil mais n'ont pas été en mesure de produire les éléments de traçabilité de l'accomplissement des actions de surveillance requises.

B.11 Je vous demande de m'informer des règles mises en place sur le CNPE pour coordonner les actions de surveillance des activités « multi-spécialités » faisant intervenir plusieurs intervenants extérieurs et plusieurs chargés de surveillance. Vous préciserez notamment les modalités d'identification des actions de surveillance dont la réalisation conditionne l'engagement des activités « élémentaires » suivantes, notamment au regard des risques induits par les activités « élémentaires » antérieures. Vous transmettez les justificatifs du respect de ces règles pour les activités attachées à la modification PNPP 2092.

Surveillance des intervenants extérieurs en cas d'intervention non programmée

À la suite de l'anomalie qui a affecté le fonctionnement de la soupape 2 REN-517-VP le 3 novembre 2014, les inspecteurs ont vérifié les modalités de construction du programme de surveillance au regard des risques générés par l'intervention et les conditions d'exécution de la surveillance de l'intervention de réparation.

La dépose de la soupape a été confiée à un intervenant extérieur sous couvert d'un marché cadre couvrant les interventions de maintenance lorsque le réacteur est en fonctionnement. L'analyse des risques attachés à l'intervention est fondée sur une analyse générique réalisée le 6 janvier 2014, alors que

la préparation des interventions programmées pour la 3^{ème} visite décennale du réacteur n° 2 a conduit à la modification de l'environnement de travail.

En outre, l'analyse de risque prend en compte le risque d'introduction de corps migrant dans le circuit (risque FME) et requiert aussi la pose d'un dispositif et moyen particulier (DMP) pour prévenir toute fuite sur le circuit après dépose de la soupape. Les inspecteurs ont noté que la vérification de la pose du DMP constitue un point d'arrêt qui est suivi administrativement par l'outil de suivi des DMP. En revanche, ni la mise en place effective de ce DMP, ni les dispositions prises par l'intervenant extérieur pour prévenir le risque FME n'ont fait l'objet d'action de surveillance.

Si la réalisation des interventions en cas d'anomalie fortuite est contrainte par les règles générales d'exploitation de l'installation, l'absence de surveillance lors de leur exécution ne répond pas au principe de proportionnalité porté à l'article 2.2.2 de l'arrêté du 7 février 2012.

B.12 Je vous demande de me transmettre les règles et exigences spécifiées pour la construction et la réalisation du programme de surveillance des activités réalisées en « fortuit », quel que soit le contexte contractuel de l'intervention.

▪ Maîtrise du référentiel

Dossier d'amendement « DA Sûreté VD3 »

Le dossier d'amendement concernant la sûreté des troisièmes visites décennales du palier 1300 MWe, dit « DA sûreté VD3 », qui est élaboré par vos services centraux, concerne notamment la mise à jour des règles générales d'exploitation (RGE). Lors de l'inspection, il était en instruction et l'ASN devait rendre son avis avant la fin de l'année 2014. Les probables réserves à prendre en compte nécessiteront un réindiquage du dossier dont la version définitive est attendue pour le début de l'année 2015 et, au plus tard, pour le découplage du réacteur n°2.

Chaque exigence de ce dossier réindiqué doit être traduite et déclinée en « objet », c'est-à-dire en actions, dans l'outil dédié dans le SDIN afin d'assurer un suivi des actions engagées, et donc, d'évaluer le niveau d'intégration des prescriptions définies par ce document. Le « DA sûreté VD3 » devra impérativement être pris en compte, au plus tard, au rechargement de ce réacteur, aujourd'hui prévu dans le courant du quatrième trimestre 2015.

Les inspecteurs ont attiré votre attention sur la possibilité d'un glissement du calendrier de livraison du « DA sûreté VD3 » avec notamment, la possibilité que les prescriptions ne soient pas définies avant le découplage du réacteur n°2. Vous avez confirmé la livraison du « DA sûreté VD3 » début 2015 avec une intégration complète au rechargement du réacteur n°2.

B.13 Je vous demande de me faire le point sur les délais de mise à disposition par vos services centraux du « DA sûreté VD3 » et de me faire part des dispositions palliatives mises en place dans le cas où vous n'auriez pas disposé de ce dossier avant le découplage du réacteur n°2.

▪ Vieillessement

Sans objet.

Annexe III à la lettre CODEP-CAE-2015-016967
Observations

▪ Réalisation de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1

- C.1** Les inspecteurs ont relevé la qualité des réunions auxquels ils ont assisté, notamment :
- le pilotage des réunions liées à l'arrêt du réacteur n°1 (réunion opérationnelle « RO » et commission de sûreté en arrêt de tranche « COMSAT ») ;
 - la réunion d'équipe du service sûreté-qualité (pilotage, échanges techniques).
- C.2** Les inspecteurs ont noté que les ingénieurs sûreté d'arrêt de tranche (ISAT) avaient généralement des profils d'ingénieur sûreté expérimenté, ce qui n'est pas systématique sur tous les CNPE et constitue du point de vue de l'ASN une bonne pratique.
- Il est également apparu que les ISAT étaient physiquement présents au sein des équipes du projet d'arrêt en permanence, ce qui élimine le risque de mise à disposition tardive de ces derniers entre le service sûreté-qualité et le service « projets » (à l'origine de certains événements significatifs sur d'autres CNPE).
- C.3** Les inspecteurs ont également relevé positivement la gestion des compétences au sein du service sûreté-qualité et, en particulier, la mise en place de différents dispositifs de partage d'expérience :
- « transferts expérience et compétence » (TEC) ;
 - mise en place d'un ingénieur sûreté référent ;
 - rédaction de fiches d'analyse et d'aide à l'application des règles générales d'exploitation ;
 - rédaction d'un « guide sûreté des arrêts ».
- C.4** Deux sujets techniques récents ont été abordés par le projet d'arrêt et par l'ISAT au moment de la COMSAT du 5 novembre 2014 (aléa sur un trou S, disponibilité de l'isolement 1 REN 294 VP), apparemment sans information préalable des autres membres. Cette pratique devrait être évitée autant que possible, puisqu'elle ne permet pas aux participants de la COMSAT, et notamment à la filière indépendante de sûreté, d'analyser ces sujets convenablement.
- C.5** Aucune des actions proposées dans le cadre de la revue de processus réalisée à l'issue de la campagne d'arrêt 2013 pour améliorer la maîtrise des arrêts de réacteurs n'a été retenue par la direction du CNPE de Paluel. Cette décision a été justifiée auprès des inspecteurs par le fait qu'il restait un reliquat important d'actions issues des plans d'actions des années précédentes. Si l'ASN ne remet pas en cause la justification de cette décision, cela semble néanmoins traduire un manque de pilotage pluriannuel du sujet.
- C.6** Au cours de l'inspection, il a été indiqué aux inspecteurs que certaines des fiches processus « PRO » référencées dans la note de management des arrêts de réacteur (note D5310NMECAP001) étaient obsolètes.
- C.7** Les inspecteurs ont analysé le suivi de certaines actions sous couvert de « fiches de suivi d'action » (FSA) informatisées. Il est apparu que certaines FSA étaient closes alors que les actions prévues n'avaient pas encore nécessairement été réalisées (ex : FSA A 10199 et A 10202).
- Il semble que cette situation provienne du fait que lorsqu'un service identifie une action à réaliser par un autre service, il crée une FSA qui est ensuite close lorsque le second service prend en

compte la demande et ouvre de son côté une deuxième FSA. Cette pratique n'apparaît pas idéale en matière de traçabilité.

■ Préparation de la 3e visite décennale du réacteur n°2 – organisation

C.8 Les inspecteurs ont relevé :

- qu'un volume substantiel de formations (400 000 heures) a été dispensé aux agents concernés ces deux dernières années ;
- qu'une cartographie des marchés comportant une vision à long terme sur les quatre visites décennales consécutives a été réalisée de façon à sécuriser les prestations passées avec les entreprises contractantes en vue de leur donner, à elles aussi, tant au plan financier qu'industriel, une vision long terme de la stratégie définie par EDF sur les quatre visites décennales ;
- que le site a pesé sur les choix nationaux pour modifier et rationaliser le choix de certains prestataires réalisant des interventions majeures sur l'arrêt. Ainsi, une seule entreprise a été retenue pour les travaux du remplacement des générateurs de vapeur (RGV) et de la cuve, alors qu'initialement deux entreprises étaient désignées, générant pour le site des contraintes supplémentaires, voire des incompatibilités de plannings, lors de la réalisation des activités ;
- que les 125 commandes d'interventions lancées par le site (dont les commandes nationales) seront effectuées par un panel relativement restreint de 45 entreprises différentes dont aucune ne sera « primo entrante » ;
- au titre des bonnes pratiques, la mise en place de « fiches réversibles VD2-VD3 » d'accompagnement des équipes de conduite sur les évolutions et les différences des états techniques des installations des quatre réacteurs ;
- qu'au centre de formation « UFPI » du site, d'une part, des formations « raccordements entre VD2 et VD3 » pour les services conduite et automatisme ont été mises en place au moyen d'une plateforme informatique industrielle spécifiquement développée pour les VD3, et d'autre part, des formations sont programmées pour les équipes de la conduite, sur la maquette de la « salle de commande numérique », en cours d'installation au jour de la visite.

C.9 Concernant les dossiers de modifications, vous avez indiqué que les dossiers suivants :

- référence « PNPP 2881 » sur le remplacement des transformateurs électriques du système « LLi » ;
- référence « PNPP 2442 » sur la fiabilisation et la suffisance des mesures du système « KRT », sont encore à l'état de conception dans vos services centraux et que vous attendez leur transmission pour le début de l'année 2015 afin de les intégrer au programme des modifications à réaliser sur la VD3, qui est habituellement fixé à J0 – 4 mois. Après vérification dans le document de présentation de la VD3 (dit « 616 A »), ces deux dossiers de modifications seront bien mis en œuvre lors de l'arrêt décennal du réacteur n°2.

■ Préparation de la VD3 – logistique et moyens supports

Nota : plusieurs écarts opérationnels relatifs à la gestion des déchets, à la maîtrise des entreposages et à la maîtrise des charges calorifiques constatés lors des visites de terrain effectuées sur le réacteur n°1, dans le cadre de l'inspection de revue ont conduit l'ASN à formuler des demandes dans la lettre de suite des inspections de chantier de l'arrêt à simple rechargement de ce réacteur (courrier ASN CODEP-CAE-2014-056289 du 19 décembre 2014, consultable sur : www.asn.fr). Ces aspects sont pris en compte dans la synthèse du présent courrier.

▪ Maîtrise des interventions

Sans objet.

▪ Conduite à l'arrêt

Sans objet.

▪ Maîtrise des prestataires

Sans objet.

▪ Maîtrise du référentiel

C.10 Pour ce qui concerne l'archivage des dossiers de modifications, les inspecteurs ont souligné :

- la tenue et la qualité des dossiers de modifications archivés sur le site par le service de l'équipe commune ;
- la bonne pratique constituée par la rédaction systématique d'une note de retour d'expérience pour les modifications « tête de série » à l'attention des sites qui vont ensuite les intégrer.

▪ Vieillessement

C.11 Les inspecteurs notent positivement la volonté du site à fixer la liste des modifications pour le réacteur n°2 dans le but de limiter les écarts aux engagements retenus pour la VD3. Les modifications répondent à des problématiques de fiabilité et ont été figées sur décision des instances nationales.

C.12 Dans le cadre de la démarche de maîtrise du vieillissement, il est prévu que le CNPE intègre dans son analyse les conditions d'exploitation et de maintenance et les événements ayant pu avoir une incidence sur le vieillissement des systèmes, composants et structures. À ce titre, vous avez analysé l'impact éventuel des fiches d'écart non closes sur le vieillissement. Or, vous avez indiqué aux inspecteurs que les fiches d'écart closes qui traiteraient de cas liés à des mécanismes de vieillissement récurrents n'étaient pas analysées. Or, certains mécanismes de vieillissement génèrent de façon récurrente des écarts. C'est le cas par exemple de la corrosion sous peinture de bâches ou de réservoirs. Par conséquent, le site devrait compléter sa démarche d'analyse du vieillissement notamment en réinterrogeant les fiches d'écarts closes qui traiteraient de cas liés à des phénomènes de vieillissement récurrents.

C.13 Les inspecteurs ont vérifié lors de leur visite de terrain comportant notamment la station de pompage du réacteur n°2 que l'état des installations examinées était assez satisfaisant vis-à-vis de la problématique de maîtrise du vieillissement. Cependant, ils ont noté plusieurs chantiers dont le balisage était insuffisant ou inexistant. De plus, d'anciens détecteurs incendie ont été laissés en place malgré l'installation de nouveaux détecteurs.

- C.14** Les inspecteurs attirent l'attention sur la surveillance vis-à-vis du phénomène de corrosion rapide des robinets 2LHP102-202-302 VR qui ont fait l'objet d'un programme de rénovation mais pour lesquels la pose d'un calorifuge neuf pourrait entraîner des difficultés de contrôles.
- C.15** Le guide national de rédaction des DAPE réacteurs précise qu'« en cas de spécificités de phénomène de vieillissement sur un système, structure ou composant, des FAV locales sont rédigées par le CNPE et validées par les unités nationales » afin de démontrer la maîtrise du vieillissement de l'équipement concerné. Or les bâches TER et KER du réacteur n°2 sont spécifiques car elles possèdent un revêtement d'étanchéité en résine armée. Un défaut d'étanchéité des réservoirs en béton TER et KER a été identifié du fait de l'agression de la résine du revêtement intérieur par les produits contenus dans ces réservoirs sur une longue période. Les inspecteurs ont noté que vous avez fait part de cette spécificité au niveau national. Ce partage d'information a abouti à la constitution d'une FAV générique (FAV P505-02-01-A) relative aux bâches et réservoirs béton KER et TER de Flamanville et Paluel. Les inspecteurs ont cependant constaté que la formalisation de la transmission et de la prise en compte des remarques formulées par les experts nationaux était insuffisante.

** O **