

Lyon, le 5 août 2021

Réf. : CODEP-LYO-2021-036986

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire
de production d'électricité du Tricastin
Electricité de France
CS 40009
26131 SAINT PAUL TROIS CHATEAUX CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base (INB)
Centrale nucléaire du Tricastin – Réacteur 2 (INB n° 87)
Inspection n° INSSN-LYO-2021-0469
Thème : « R.5.9 Inspections de chantier – 4^{ème} visite décennale (VD4) du réacteur 2 »

Références : [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V.
[2] Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux INB

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base en référence, des inspections inopinées de chantier de la centrale nucléaire du Tricastin ont été réalisées les 2, 23, 24 et 31 mars et le 15 juin 2021 dans le cadre de la 4^{ème} visite décennale (VD4) du réacteur 2. Ces inspections, réalisées sur site, ont été complétées de contrôles documentaires réalisés à distance au cours de l'arrêt du réacteur, entre le 6 février et le 31 juillet 2021.

Je vous communique ci-dessous la synthèse de ces inspections ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites, à cette occasion, par les inspecteurs.

SYNTHESE DE L'INSPECTION

Les inspections des 2, 23, 24 et 31 mars 2021 ainsi que du 15 juin 2021 sur la centrale nucléaire du Tricastin avaient pour objet de contrôler la qualité des interventions de maintenance réalisées lors de la VD4 du réacteur 2. Ces inspections inopinées ont principalement concerné des activités réalisées dans le bâtiment réacteur (BR), le bâtiment combustible (BK), le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), le bâtiment électrique (BL), la station de pompage et les locaux abritant le groupe électrogène de secours à moteur diesel de la voie B (LHQ).

Les inspecteurs ont examiné les conditions d'intervention ainsi que les dossiers spécifiques d'intervention de plusieurs chantiers, parmi lesquels :

- la maintenance de périodicité 20 cycles du groupe électrogène de secours à moteur diesel de la voie B (LHQ) ;
- l'échange standard de la pompe du système de contrôle volumétrique et chimique (RCV) repérée 2 RCV 001 PO ;
- le remplacement des tronçons de tuyauteries du circuit d'eau brute secourue (SEC) situés en entrée et en sortie des échangeurs de chaleur entre ce circuit et le circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) ;
- les visites internes des vannes repérées 2 RCP 631 VP, 2 RCV 061 VP, 2 SEC 117 et 121 VE ;
- la maintenance périodique du filtre du circuit d'eau secourue (SEC) repéré 2 SEC 002 TF ;
- le contrôle de fonctionnement des relais thermiques du tableau électrique repéré 2 LLB ;
- les opérations de réalimentation des tableaux électriques repérés 2 LCA et 2 LLE ;
- l'examen télévisuel de la boîte à eau du générateur de vapeur repéré 2 RCP 001 GV ;
- la modification référencée « PNPP 1838 » relative à la rénovation du système d'instrumentation et de surveillance de la puissance nucléaire (RPN) ;

- la modification référencée « PNPP 1595 » relative au remplacement des têtes des soupapes SEBIM de protection du circuit primaire principal (CPP) ;
- la modification référencée « PNPP 1976 » relative à la mise en place des dispositifs nécessaires à la stabilisation du corium et à son étalement dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave ;
- la modification référencée « PNPP 1864 » relative à la réalimentation de la bache du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) par le système de protection incendie (JPD) ;
- la modification référencée « PNPE 1141 » relative à l'augmentation du débit de décharge des vannes réglantes du système de contournement de la turbine principale avec décharge à l'atmosphère (GCT-a) ;
- la modification référencée « PNPP 1688 » relative au contrôle-commande des systèmes et composants du noyau dur ;
- la modification référencée « PNPP 1871 » relative à l'évolution du système de protection du réacteur (RPR).

De plus, les inspecteurs ont examiné la conformité des installations après la réalisation des activités suivantes :

- le contrôle du freinage des brides à l'aspiration et au refoulement des motopompes du circuit d'injection de sécurité (RIS) repérées 2 RIS 001 et 002 PO et de celles du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) repérées 2 EAS 001 et 002 PO dans le cadre du traitement de l'écart de conformité (EC) n°550 ;
- la mise en place de liaisons entre les armoires repérées 2 KSC S00 AR et 2 LLO 001 AR, 2 KRT 001 AR et 2 GSE 006 AR et 2 KSC M00 AR et 2 KZR 012 AR dans le cadre de la résorption de l'EC n°375 ;
- le renforcement du support n°3 des échangeurs du système de refroidissement des mécanismes de commande des grappes repérés 2 RRM 002 et 004 RF dans le cadre du traitement de l'EC n°552 ;
- le contrôle des supportages des lignes auxiliaires des motopompes du système de contrôle volumétrique et chimique (RCV) repérées 2 RCV 001, 002 et 003 PO, des motopompes du circuit (RIS) repérées 2 RIS 001 et 002 PO et de la motopompe du système EAS repérée 2 EAS 002 PO ;
- le déplacement d'un support d'une gaine du circuit de ventilation du BK (DVK) ;
- le renforcement d'un support d'une gaine de ventilation du circuit d'extraction d'air des zones de traversées des locaux périphériques (DVW) ;
- le renforcement d'un support du circuit de ventilation DVI des locaux abritant des matériels du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) ;
- la rehausse de certains seuils de protection contre l'inondation interne dans le BL au regard des exigences applicables à compter de la VD4 ;
- le remplacement des échangeurs du circuit d'échantillonnage nucléaire (REN) repérés 2 REN 071 et 072 RF ;
- la remise en conformité des armoires de pilotage des soupapes SEBIM de protection du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) repérées 2 RRA 018, 115 et 120 AR à la suite de la détection de traces de bore sèches ;
- la modification référencée « PNPP 1838 » relative à la rénovation du système d'instrumentation et de surveillance de la puissance nucléaire (RPN) ;
- la modification référencée « PNPE 1070 » relative au renforcement du système de ventilation (DVL) dans certains locaux électriques du BL ;
- la modification référencée « PNPP 1780 » relative à l'automatisation des vannes de vidange de la piscine du BR.

Enfin, les contrôles à distance réalisés au cours de la VD4 du réacteur 2 ont porté plus particulièrement sur :

- l'examen des dossiers associés aux interventions notables réalisées sur le circuit primaire principal (CPP) et les circuits secondaires principaux (CSP) du réacteur ;
- les résultats des mesures de tangente delta réalisées sur les moteurs du circuit RRA repérés 2 RRA 001 et 002 MO dans le cadre du traitement de l'EC n°526 ;
- les résultats du contrôle du calage du CPP ;
- les résultats des essais de requalification associés aux modifications : « PNPE 1141 », « PNPP 1780 », « PNPE 1152 » relative à la substitution du turbo-alternateur de secours du système LLS par le diesel d'ultime secours, « PNPP 1926 » relative à l'asservissement de la coupure de l'alimentation électrique de la chaîne de mesure de la radioactivité repérée 2 KRT 036 MA en cas de détection d'hydrogène et « PNPP 1714 » relative à la création d'une source d'eau ultime ;
- les résultats de l'examen télévisuel des plaques entretoises du générateur de vapeur repéré 2 RCP 002 GV ;
- les résultats des contrôles du tube de transfert ;
- le dossier de réalisation de travaux relatif à la visite interne de la soupape repérée 2 VVP 115 VV protégeant le circuit secondaire principal associé au générateur de vapeur repéré 2 RCP 001 GV ;

- le dossier de réalisation de travaux relatif à la visite interne de la vanne d'isolement vapeur repérée 2 VVP 002 VV du circuit secondaire principal associé au générateur de vapeur repéré 2 RCP 002 GV ;
- les résultats des contrôles réalisés sur les câbles d'alimentation des transformateurs des systèmes LLC, LLD, LLE, LLI et LLJ remplacés dans le cadre de la modification référencée « PNPE 1044 » relative à l'augmentation de puissance des tableaux basse tension 380V ;
- le rapport de fin d'intervention (RFI) relatif au remplacement des tronçons de tuyauteries du circuit SEC situées en entrée et en sortie de l'échangeur repéré 2 RRI 002 RF ;
- les résultats du contrôle du puisard du circuit des purges, événements et exhaures nucléaires repéré 2 RPE 004 PS ;
- les résultats de la requalification après remplacement du joint du tampon d'accès matériel du BR ;
- le compte-rendu du contrôle des pions de la plaque supérieure de cœur.

A l'issue des inspections sur site et contrôles à distance réalisés au cours de la VD4 du réacteur 2, vous avez apporté des éléments de réponse aux principaux constats des inspecteurs au fil de l'eau. Compte-tenu de ces éléments, l'ASN a donné, le 16 juillet 2021, son accord pour la divergence du réacteur 2 de la centrale nucléaire du Tricastin prévu à l'article 2.4.1 de la décision n°2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression.

A l'issue de ces inspections, il apparaît que les opérations de contrôle et de maintenance réalisées au cours de la VD4 du réacteur 2 l'ont été dans des conditions de sûreté globalement satisfaisantes. La gestion des zones d'intervention ainsi que des zones de circulation est également apparue satisfaisante. Les intervenants des entreprises prestataires, rencontrés sur les différents chantiers, répondaient aux exigences de leur qualification.

En revanche, certains écarts relevés lors des inspections sur site ou dans le cadre du contrôle à distance de l'arrêt du réacteur 2 devront faire l'objet d'une analyse approfondie afin de permettre la mise en œuvre d'actions correctives pour éviter leur renouvellement. Le raccordement des câbles alimentant les transformateurs remplacés dans le cadre modification « PNPE 1044 » devra notamment faire l'objet d'une vigilance particulière lors du déploiement de cette modification sur les réacteurs 3 et 4. De plus, la maîtrise documentaire est apparue perfectible lors de certaines activités de maintenance et la surveillance des intervenants lors du contrôle du calage du CPP devra être renforcée. En outre, la mise en place des protections permettant de prévenir le risque d'introduction de corps étrangers dans les circuits devra être plus réactive après toute intervention nécessitant leur dépose. Enfin, l'état du niveau -8,5m du BK est apparu perfectible et une réfection du revêtement du sol de ce niveau devra être programmée.

A. DEMANDES D'ACTIONS CORRECTIVES

Traitement de l'EC n°375 – Liaisonnement entre les armoires repérées 2 KRT 001 AR et 2 GSE 006 AR

Lors de l'inspection du 15 juin 2021, les inspecteurs ont vérifié la conformité du liaisonnement entre les armoires électriques repérées 2 KRT 001 AR (cible) et 2 GSE 006 AR (agresseur). Ce liaisonnement a été réalisé antérieurement à la VD4 du réacteur 2, dans le cadre du traitement de l'EC n°375 relatif au risque d'agression d'un élément important pour la protection (EIP) ayant un requis de tenue en cas de séisme (cible) par un matériel n'ayant pas de requis en cas de séisme (agresseur).

Les inspecteurs ont constaté que le liaisonnement entre ces deux armoires n'était pas conforme aux principes définis dans la note référencée D305218057364 indice A pour le cas d'une armoire présentant une cornière de levage. A la suite de l'inspection, vous avez indiqué que le liaisonnement entre les armoires repérées 2 KRT 001 AR et 2 GSE 006 AR a été repris afin de le remettre en conformité avec les exigences de la note susmentionnée. De plus, le plan d'action (PA) n°229329 a été ouvert afin de tracer cet écart. Ce PA précise que le réacteur 4 est également affecté de cet écart et qu'une caractérisation de cette situation a été demandée à vos services centraux.

Demande A1 : Je vous demande d'analyser la configuration du liaisonnement entre les armoires repérées 2 KRT 001 AR et 2 GSE 006 AR avant remise en conformité et le fait que le traitement initial de l'EC n°375 n'ait pas été réalisée conformément aux exigences applicables pour ce liaisonnement. Vous vous positionnerez particulièrement quant à la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté selon la nocivité du liaisonnement initialement mis en place entre les armoires repérées 2 KRT 001 AR et 2 GSE 006 AR avant remise en conformité.

Demande A2 : Je vous demande de remettre en conformité le liaisonnement entre les armoires repérées KRT 001 AR et GSE 006 AR du réacteur 4 dans les meilleurs délais.

Modification PNPE 1044 : augmentation de puissance des tableaux basse tension (BT) 380V

Au cours de la VD4 du réacteur 2, les transformateurs des tableaux électriques repérés LLI, LLC, LLE, LLD et LLJ ont été remplacés, dans le cadre de la modification référencée « PNPE 1044 » relative à l'augmentation de puissance des tableaux basse tension 380V. A la suite d'un court-circuit survenu le 1^{er} décembre 2020 sur le câble d'alimentation haute tension (HTA) 6,6kV du transformateur repéré LLA d'un autre réacteur du parc EDF, vos services centraux vous ont rappelé les exigences de raccordement des câbles HTA sur les transformateurs HTA/BT par courrier EDF référencé D455620132411 du 18 janvier 2021. Lors de la VD4 du réacteur 2, les PA n°211888 (LLD et LLJ), 215812 (LLC), 215829 (LLE) et 216310 (LLI) ont été ouverts afin de tracer le non-respect de certains critères définis dans le courrier EDF référencé D455620132411 lors du raccordement des câbles HTA aux nouveaux transformateurs repérés LLI, LLC, LLE, LLD et LLJ installés au cours de l'arrêt. Vous aviez alors statué sur le maintien en l'état de ces écarts sans contrôle ultérieur et aviez clos ces PA en conséquence, sur la base notamment d'une analyse erronée des résultats des mesures de tangente delta des câbles concernés.

A la suite de nombreux échanges entre l'ASN, l'IRSN¹ et vos services, vous avez été amené à remettre en cause cette validation initiale de maintien en l'état du raccordement du câble HTA alimentant le transformateur repéré LLE, à la suite d'une expertise des résultats des mesures de tangente delta effectuées sur ce câble par un expert de vos services centraux. Préalablement au rechargement en combustible du réacteur, vous avez ainsi réalisé de nouvelles mesures de tangente delta sur le câble HTA alimentant le transformateur repéré LLE. De plus, compte-tenu du non-respect de certains critères du courrier EDF référencé D455620132411, de nouvelles mesures de tangente delta sont programmées sur les câbles HTA alimentant les transformateurs repérés LLI, LLE et LLJ lors du prochain arrêt de type visite partielle du réacteur 2 en 2023. Ces contrôles complémentaires devront permettre de statuer sur une éventuelle dégradation des câbles entre 2021 et 2023 et sur la nécessité de mettre en place des contrôles périodiques. Les PA n°211888, 215812, 215829 et 216310 ont ainsi été ré-ouverts afin de tracer l'ensemble de ces éléments dans la mesure où la clôture d'un PA n'est pas acceptable dès lors que des critères ne sont pas respectés et qu'un suivi est nécessaire.

Je considère notamment que l'erreur initiale d'interprétation des résultats des mesures de tangente delta effectuées sur le câble HTA alimentant le transformateur repéré LLE est particulièrement préoccupante, et devra faire l'objet d'une analyse approfondie qui examinera notamment la suffisance des compétences et qualifications des personnes l'ayant réalisée au regard des dispositions de l'article 2.5.5 de l'arrêté en référence [2].

Demande A3 : Je vous demande d'effectuer une analyse approfondie des dysfonctionnements organisationnels ayant conduit à valider initialement un maintien en l'état sans contrôle ultérieur des écarts tracés dans les PA n°211888, 215812, 215829 et 216310, en particulier concernant le câble HTA alimentant le transformateur repéré LLE. Vous me transmettez les conclusions de votre analyse et vous positionnerez également quant à la déclaration d'un événement significatif pour la sûreté selon l'ampleur des dysfonctionnements qui seront mis en évidence et les conséquences potentielles de ce maintien en l'état.

De plus, à la suite de l'événement susmentionné survenu sur une autre centrale du parc EDF, en décembre 2020, vos services centraux ont également émis la demande particulière (DP) EDF n°351 indice 0 le 5 mai 2021 afin de demander le contrôle de l'état et du positionnement des câbles d'alimentation HTA des transformateurs HTA/BT ayant été remplacés dans le cadre de modifications avant le 1^{er} février 2021. Sur le réacteur 2, les transformateurs repérés LLA et LLB sont concernés. Bien que cette DP n'exige pas la réalisation de ce contrôle pour les arrêts qui étaient en cours lors de son émission, l'ASN vous a demandé de réaliser ce contrôle sur le câble HTA alimentant le transformateur repéré LLA préalablement au rechargement en combustible du réacteur. Aucune anomalie n'a été identifiée lors de ce contrôle.

Demande A4 : Je vous demande de réaliser le contrôle prévu par la DP n°351 sur le câble HTA alimentant le transformateur repéré LLB, au plus tard lors de l'arrêt de type visite partielle du réacteur 2 en 2023.

¹ L'institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) assure notamment un rôle d'expertise technique pour l'ASN.

Enfin, les critères du courrier EDF référencé D455620132411 diffèrent de ceux de la DP n°351 alors qu'ils portent sur la même typologie d'écart. Au cours des échanges entre l'ASN, l'IRSN et vos services, vous avez indiqué que les critères de la DP n°351 prévalent sur ceux du courrier EDF référencé D455620132411 pour analyser la nocivité des écarts relevés dans la mesure où les critères du courrier EDF référencé D455620132411 constituent davantage des critères de raccordement visant au respect des règles de l'art et normes applicables. De plus, les inspecteurs ont relevé que vous considériez initialement que le critère 7 du courrier EDF référencé D455620132411, relatif au rayon de courbure minimal à respecter pour chaque conducteur à l'intérieur de la cabine du transformateur, n'était pas respecté pour les transformateurs repérés LLI, LLC et LLJ dans un état des lieux transmis par courriel du 22 avril 2021, alors que ce critère est désormais considéré comme respecté pour ces transformateurs dans les PA n°211888, 215812 et 216310 mis à jour au cours de la VD4 du réacteur 2. Vous avez par la suite expliqué cette différence en indiquant que la doctrine ne précise pas la valeur du rayon de courbure minimal à respecter pour des conducteurs d'une section de 50 mm² (section des conducteurs des câbles HTA alimentant les transformateurs repérés LLI, LLC, LLE, LLD et LLJ) et que vous aviez retenu de manière conservatrice la valeur à respecter pour des conducteurs d'une section de 95 mm².

Je considère qu'il est nécessaire de clarifier les exigences définies relatives au raccordement des câbles HTA alimentant les transformateurs HTA/BT conformément aux dispositions de l'article 2.5.2 de l'arrêté en référence [2]. Le respect de ces exigences devra permettre de garantir la maîtrise du vieillissement et le maintien de qualification des câbles dans toutes les situations dans lesquelles ils sont nécessaires.

Demande A5 : Je vous demande de définir précisément, en lien avec vos services centraux, les exigences définies relatives au raccordement des câbles HTA alimentant les transformateurs HTA/BT en vous assurant qu'elles sont adaptées aux sections des conducteurs rencontrés sur les installations du site. Vous veillerez à la prise en compte, dans les meilleurs délais, de ces exigences sur les 4 réacteurs du site.

Système de mesure du flux neutronique (RPN)

Le 6 juillet 2021, vous avez déclaré à l'ASN un événement significatif pour la sûreté relatif à l'indisponibilité de la chaîne de mesure du flux neutronique repérée 2 RPN 023 MA. Le 1^{er} juillet 2021, alors que le réacteur se trouvait dans l'état d'arrêt pour intervention entre-ouvert (API EO), l'équipe de quart chargée de l'exploitation du réacteur, a identifié la présence, sur le système de traitement centralisé des informations (KIT), des informations repérées 2 RPA et RPB 117 EC et 2 RPA et RPB 997 EC, signalant de potentielles anomalies sur les chaînes de mesure du flux neutronique du système RPN. Aucune alarme n'était toutefois présente concernant le système RPN. Alors que les investigations sur la présence de ces informations étaient encore en cours, vous avez réalisé le passage du réacteur 2 dans l'état API fermé, le 1^{er} juillet 2021 à 14h15, état à partir duquel les chaînes de mesure du flux neutronique de niveau intermédiaire repérées 2 RPN 023 et 024 MA deviennent requises par les spécifications techniques d'exploitation (STE). Le 1^{er} juillet 2021 à 17h45, à l'issue des investigations entreprises, la chaîne repérée 2 RPN 023 MA a été considérée indisponible. Cette chaîne a finalement été remplacée compte-tenu d'une dégradation de sa connectique. A posteriori, l'analyse de l'historique du KIT montre que les informations repérées 2 RPA et RPB 117 EC et 2 RPA et RPB 997 EC étaient apparues régulièrement à partir du 19 juin 2021.

Outre la détection tardive de ces informations sur le KIT, le changement d'état du réacteur d'API EO à API fermé malgré l'identification de ces informations, devra faire l'objet de l'analyse approfondie prévue à l'article 2.6.5 de l'arrêté en référence [2]. En outre, le fait que des signaux conduisant *in fine* à considérer indisponible une chaîne RPN requise par les STE n'engendrent pas l'apparition d'une alarme en salle de commande doit également faire l'objet d'une analyse approfondie.

Enfin, je relève une augmentation du nombre d'événement significatif pour la sûreté concernant le système RPN depuis la réalisation de la modification référencée « PNPP 1838 » sur les réacteurs 1 et 2, ces événements ayant aussi bien des causes techniques qu'organisationnelles et humaines.

Demande A6 : Je vous demande de réaliser une revue de conception du système RPN pour vérifier que toute anomalie susceptible d'être révélatrice d'une indisponibilité au sens des STE conduise à l'apparition d'une alarme en salle de commande qui fasse l'objet d'une fiche d'alarme adaptée.

Demande A7 : Je vous demande de réaliser une analyse de second niveau des événements significatifs concernant le système RPN depuis la réalisation de la modification référencée « PNPP 1838 » sur les réacteurs 1 et 2, intégrant un volet sur les facteurs organisationnels et humains (FOH). Vous me ferez part de vos conclusions et des actions correctives associés.

Lors de l'inspection du 24 mars 2021, les inspecteurs se sont rendus sur le chantier de cette même modification, « PNPP 1838 » lors de la phase de montage des nouvelles armoires. Ils ont relevé que les phases de pose puis de serrage des vis repère 11 ne sont pas mentionnées dans le dossier de suivi d'intervention (DSI) référencé D02-ARV-01-119-242 révision C « *montage des armoires RPN* » qui comprend pourtant des phases pour la pose et le serrage des autres vis. Aussi, les activités de pose et de serrage des vis repère 11 n'ont pas été tracées conformément aux exigences de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [1].

Toutefois, les inspecteurs ont constaté que les exigences associées au serrage des vis repère 11 de fixation de la bride repère 3 sur le socle sont bien spécifiées (coupe de serrage de 34 N.m) sur le plan référencé D02-ARV-01-111-485 révision C.

Demande A8 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de cette situation en apportant les modifications nécessaires au DSI relatif au montage des nouvelles armoires dans le cadre de la modification « PNPP 1838 », pour les prochaines VD4.

Intervention notable relative au remplacement de la vanne repérée 2 RCV 051 VP

Au cours de l'arrêt, lors de l'instruction du dossier d'intervention notable à instruction locale relatif au remplacement du robinet repéré 2 RCV 051 VP, les inspecteurs vous ont interrogés sur plusieurs points du dossier. Ils ont notamment constaté, dans le dossier de soudage référencé DS 01790573-03 indice 0, que les fiches de modes opératoires de soudage (FMOS) n°1, 3 et 4, associées aux soudures repérées 2207M1N1 (FMOS n°1), 2207M2N1 (FMOS n°1), 2207A4N1 (FMOS n°3) et 2207A5N1 (FMOS n°4), prévoient une température maximale entre passes de 175°C alors que la qualification de mode opératoire de soudage (QMOS) associée à ces FMOS n'est valable que pour une température maximale entre passes inférieure ou égale à 140°C, en application du § 8.4.9 de la norme NF EN ISO 15614-1 édition 2017.

Le dossier d'intervention a été mis à jour afin de tenir compte des questions et observations des inspecteurs et notamment pour corriger l'écart relevé concernant la température maximale entre passes dans les FMOS n°1, 3 et 4.

Demande A9 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de cette situation et de renforcer en conséquence les modalités de contrôle des dossiers de soudage des interventions notables à instruction locale afin de vous assurer que les données retranscrites dans les FMOS sont bien couvertes par le domaine de validité de la QMOS.

Prévention du risque d'introduction de corps étrangers dans les circuits

L'arrêt de type visite partielle du réacteur 4 en 2020 avait été marqué par la mise en évidence d'un corps migrant dans la cuve du réacteur lors du rechargement du combustible, qui a nécessité le déchargement des assemblages de combustibles déjà rechargés pour être extrait et procéder à des contrôles complémentaires. Cet aléa avait fait l'objet de la déclaration et l'analyse d'un événement significatif pour la sûreté. Les actions correctives mises en œuvre à la suite de cet événement consistaient notamment à clarifier les exigences relatives à la mise en place des filets de protection des générateurs de vapeur (GV) afin de limiter le risque FME² autour de la piscine du BR.

Lors de l'inspection du 23 mars 2021, les inspecteurs ont constaté que le filet de protection du générateur de vapeur repéré 2 RCP 001 GV (GV1) était absent. Le 24 mars 2021, les inspecteurs ont constaté que le filet de protection du GV1 avait été remis en place mais qu'il était mal positionné en partie basse, du fait des contraintes d'accès, certaines trémies n'ayant pas été refermées. Les personnes interrogées les 23 et 24 mars 2021, notamment les gardiens de la zone à risque FME autour de la piscine du BR, ont indiqué aux inspecteurs que le filet était absent depuis le 19 mars 2021 en raison de l'activité de remplacement des dispositifs autobloquants (DAB) du GV1, qui nécessitait la dépose du filet pour introduire et extraire les DAB dans la casemate du GV1.

A nouveau, le 31 mars 2021, le filet de protection du GV1 était encore mal positionné en raison de la présence d'un échafaudage. Le gardien de la zone FME autour de la piscine du BR a toutefois indiqué aux inspecteurs que le filet de protection du GV1 avait bien été remis en place à la suite de l'inspection du 24 mars 2021.

² Foreign Material Exclusion : risque d'introduction de corps étranger dans les circuits, susceptibles de porter atteinte aux équipements et à l'intégrité des assemblages de combustible

Les constats relevés lors des inspections des 23, 24 et 31 mars 2021 résultent entre autres d'un manque de coordination entre les activités réalisées dans les casemates des GV nécessitant une dépose des filets de protection des GV et les opérations logistiques de dépose et repose de ces filets.

Demande A10 : Je vous demande de renforcer votre organisation afin de remettre en place rapidement les filets de protection des GV vis-à-vis du risque FME après toute phase d'activité nécessitant leur dépose. Le cas échéant, vous prévoyez également des mesures compensatoires en cas d'activités réalisées dans les casemates des GV alors que les filets de protection ne sont pas en place ou sont mal positionnés.

Renforcement du support n°3 sur les échangeurs repérés 2 RRM 002 et 004 RF

Lors de l'inspection du 31 mars 2021, les inspecteurs ont constaté que le DSI relatif à la pose du support n°3 sur les échangeurs repérés 2 RRM 002 et 004 RF ne prévoit pas de contrôle technique pour la phase n°210 relative au serrage au couple de la boulonnerie entre le support et la structure des échangeurs.

Cette phase, constituant une activité importante pour la protection (AIP), aurait dû faire l'objet d'un contrôle technique en application de l'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2].

Demande A11 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de cette situation et de me proposer des actions correctives visant au respect de l'article 2.5.3 de l'arrêté en référence [2].

Essai d'injection aux joints des pompes primaires

Dans le cadre du contrôle à distance de la VD4 du réacteur 2, les inspecteurs ont examiné les résultats de l'essai de requalification référencé LLS 224, associé à la modification « PNPP 1152 » relative à la substitution du turbo-alternateur de secours du système LLS par le diesel d'ultime secours (DUS). Cet essai de requalification consistait en l'essai fonctionnel de la séquence d'injection aux joints des pompes primaires par la pompe repérée 9 RIS 011 PO alimentée par le DUS. Cet essai étant réalisé est parallèle de l'essai périodique référencé EPC LHU 040 dans la mesure où les mêmes critères sont vérifiés, les inspecteurs ont également examiné la gamme renseignée de cet essai périodique ainsi que la gamme d'instrumentation d'essai associée référencée GIE LHU 040.

Les inspecteurs ont constaté que les valeurs reportées dans la grille d'essai de requalification de la procédure référencé LLS 224 et dans la gamme de l'essai référencé EPC LHU 040, pour le critère relatif au temps d'établissement du débit, étaient initialement erronées. Par courriel du 23 juillet 2021, vous avez précisé que cette erreur avait été détectée par le service chargé de la réalisation de la modification « PNPP 1152 » mais n'avait pas été détectée lors des différentes phases de validation de l'EPC LHU 040. Vous indiquiez également que cette erreur résulte de l'utilisation du document d'aide au dépouillement de la GIE LHU 040 qui ne prend pas en compte une spécificité de câblage du réacteur 2.

La réalisation d'un essai périodique constituant une AIP, cette erreur aurait dû être détectée par le contrôle technique de l'EPC LHU 040. De plus, je note que la gamme de l'EPC LHU 040 ne précise pas explicitement que le temps d'établissement du débit d'injection se mesure à partir du manque de tension, ce qui est pourtant clairement mentionné dans la règle d'essai modifiée par la fiche d'impact système repérée EDF D455617208677 indice C.

Demande A12 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de cette situation et de modifier les documents le nécessitant (EPC LHU 040, GIE LHU 040 et/ou document d'aide au dépouillement associé) afin d'éviter le renouvellement de cet écart sur le temps d'établissement du débit.

Contrôles du tube de transfert

Dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté des réacteurs de 900 MWe, des contrôles du tube de transfert sont réalisés au titre du programme d'investigations complémentaires (PIC). Le PIC vise à contrôler des zones habituellement non surveillées afin de s'assurer de l'absence de dégradations apparues en service dans ces zones et de la pertinence de la maintenance préventive mise en œuvre. Les contrôles à réaliser sur le tube de transfert sont détaillés dans la note EDF référencée D455016066297 indice 2.

Au cours de l'arrêt, les inspecteurs ont examiné les résultats de ces contrôles. Ils ont identifié l'absence de transmission des résultats de certains contrôles prévus par la note EDF référencée D455016066297 indice 2. Les interrogations des inspecteurs vous ont conduit à détecter l'oubli de réalisation de tests d'étanchéité sur

certaines soudures et un manque de traçabilité concernant la réalisation de certains contrôles visuels. Les tests d'étanchéité des soudures le nécessitant ont finalement été réalisés le 15 juillet 2021 et se sont révélés conformes. A cette occasion, les contrôles visuels initialement insuffisamment tracés ont également été réalisés à nouveau sans mettre en évidence d'anomalie.

Demande A13 : Je vous demande d'analyser les dysfonctionnements organisationnels ayant conduit à ne pas décliner correctement la note EDF référencée D455016066297 indice 2 concernant les contrôles à réaliser sur le tube de transfert du réacteur 2, et à en tirer le retour d'expérience. Vous me transmettez les conclusions de votre analyse et les actions correctives mises en place.

Moyens locaux de crise et modification PNPP 1714

Dans le cadre du suivi à distance de l'arrêt, les inspecteurs ont examiné les résultats de l'essai de requalification référencé SEG 102 associé à la modification « PNPP 1714 » relative à la création d'une source d'eau ultime. Cet essai de requalification consistait en l'essai d'ensemble du système d'appoint ultime avec mise en œuvre des moyens mobiles nécessaires. Il résulte de la réalisation de cet essai que le nombre de flexibles prévu pour réalimenter la bache du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) du réacteur 2 à partir de la source d'eau ultime n'était pas suffisant.

Après ajout des flexibles nécessaires, l'essai a été déclaré satisfaisant et soldé. L'écart susmentionné a été tracé dans le PA n°226874. Cette situation implique la mise à jour des documents mentionnés dans ce PA ainsi que de la note locale relative aux moyens locaux de crise.

Demande A14 : Je vous demande de modifier les documents locaux identifiés dans le PA n°226874 et la note locale relative aux moyens locaux de crise pour prendre en compte les adaptations nécessaires lors de la réalisation de l'essai de requalification référencé SEG 102.

Maintenance périodique du filtre repéré 2 SEC 002 TF

Lors de l'arrêt du réacteur 4 en 2020, des dégradations avaient été identifiées sur des tiges filetées des chaînes permettant la fixation des panneaux filtrants du filtre à chaînes repéré 4 SEC 001 TF. A la suite de cet aléa, vous aviez initié une action visant à clarifier le couple de serrage à appliquer pour la fixation des panneaux filtrants car le constructeur préconisait un couple différent de celui prévu dans la gamme de maintenance. Après analyse, il s'avère que les deux valeurs de couple de serrage étaient cohérentes dans la mesure où celle préconisée par le constructeur s'applique pour un écrou standard alors que celle de 45 daN.m prévue dans la gamme de maintenance s'applique pour un écrou auto-freiné par bague nylon.

Lors de l'inspection du 2 mars 2021, la repose des panneaux filtrants du filtre repéré 2 SEC 002 TF était en cours dans le cadre de sa maintenance. Les inspecteurs ont constaté que la gamme de maintenance utilisée référencée GME00543 indice 00 prescrivait un couple de serrage de 45 daN.m pour la fixation des panneaux sur les chaînes sans néanmoins spécifier que cette valeur est applicable uniquement en cas d'utilisation d'écrous auto-freinés par bague nylon. Toutefois, les inspecteurs ont constaté que l'activité était effectivement réalisée avec des écrous auto-freinés par bague nylon dont la fourniture était prévue dans le dossier de réalisation de travaux (DRT) n°03625754-06.

Demande A15 : Je vous demande de mettre à jour la gamme de maintenance des filtres à chaînes du circuit SEC référencée GME00543 indice 00 ainsi que les autres gammes le nécessitant, afin d'explicitier que la fixation des panneaux sur les chaînes doit être réalisée avec des écrous auto-freinés par bague nylon.

Etat du revêtement au sol du niveau -8.5m du BK

Lors de l'inspection du 15 juin 2021, les inspecteurs ont constaté que le revêtement au sol du local abritant la pompe 2 EAS 520 PO au niveau -8,5m du BK, installée dans le cadre de la modification référencée « PNPP 1811 » relative au déploiement de l'EAS-u, était dégradé (béton apparent en certains endroits). A la suite de l'inspection, vous avez précisé que le requis d'étanchéité du sol du BK au niveau -8,5m est assuré par le béton de dalle et que d'éventuels écoulements seraient dirigés vers un caniveau situé dans le local. De plus, vous précisiez qu'une réfection du revêtement du caniveau et qu'une reprise de fissures du radier avaient été réalisés avant l'inspection. Enfin, vous indiquiez qu'une réfection intégrale du revêtement serait planifiée à la suite de travaux prévus lors du 2^{ème} arrêt de type visite partielle après la VD4, en 2025.

Le II de l'article 21 de l'arrêté du 15 mai 2006 modifié relatif aux conditions de délimitation et de signalisation des zones surveillées et contrôlées dites zones délimitées compte tenu de l'exposition aux rayonnements ionisants prévoit que « toutes les surfaces sur lesquelles sont manipulées ou entreposées des sources radioactives non scellées sont constituées de matériaux faciles à décontaminer ».

De plus, l'article 4.3.5-II de la décision n°2013-DC-0360 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base prévoit que « le sol et tout ou partie des parois des locaux à l'intérieur desquels sont mises en œuvre des substances radioactives sont décontaminables ».

Or, les dégradations du revêtement au sol du niveau -8,5 m du BK du réacteur 2, dans le local abritant la pompe repérée 2 EAS 520 PO, occasionnées par les nombreux travaux réalisés dans ce local dans le cadre de la modification PNPP 1811, remettent en cause son caractère décontaminable.

Demande A16 : Je vous demande de programmer la réfection du revêtement du sol du niveau -8,5 m du BK du réacteur 2 dans les meilleurs délais.

Documentation opérationnelle relative aux activités de maintenance

Lors de l'inspection du 23 mars 2021, les inspecteurs se sont rendus sur le chantier relatif à l'examen télévisuel de la boîte à eau du générateur de vapeur repéré 2 RCP 001 GV pour lequel le matériel d'intervention nécessaire était en cours d'installation. Ils ont constaté que le mode opératoire de l'examen télévisuel des boîtes à eau des GV, référencé WEF-13-ETVBAE-GENE-PRO-0005 révision 2 du 29 janvier 2016, était à l'état « 1a-Prel » et non bon pour exécution (BPE) comme il l'aurait dû.

A la suite de l'inspection, vous avez transmis ce mode opératoire à l'état BPE mais les inspecteurs ont constaté qu'il s'agissait de sa révision 3 alors que la révision 2 du document était présente sur le chantier lors de l'inspection. Vous avez ensuite apporté des éléments justifiant que l'utilisation du mauvais indice de ce mode opératoire n'est pas susceptible de remettre en cause les résultats de l'examen télévisuel de la boîte à eau du générateur de vapeur repéré 2 RCP 001 GV.

Le 23 mars 2021, les inspecteurs ont constaté, sur le chantier de la visite interne du robinet repéré 2 RCV 061 VP, que ni le DRT n°03791018-02 ni le DSI associé ne précisaient les indices des documents devant être utilisés pour cette intervention et ce alors que le DSI comprenait une phase de « renseignement des indices (derniers indices applicables) dans les procédures et dans les LDA, » qui avait été signée. Les intervenants n'ont pas été en mesure d'indiquer aux inspecteurs comment ils s'étaient assurés que les documents utilisés étaient aux derniers indices applicables. De plus, le modèle de DSI utilisé prévoit que l'identité des intervenants soit uniquement précisée sur la première page avec un report des numéros des phases du DSI réalisées par chaque intervenant face à son nom.

Les constats susmentionnés mettent en évidence une rigueur de mise en œuvre des documents d'intervention perfectible. Je considère que, pour toute intervention portant sur un EIP, une liste des documents applicables (LDA) précisant les indices des documents devant être utilisés doit être établie ou intégrée au DRT et vérifiée lors de la levée des préalables.

Demande A17 : Je vous demande de renforcer votre organisation afin que toute intervention sur un EIP fasse l'objet d'une LDA précisant les indices des documents devant être utilisés. Vous vous positionnerez également sur l'ajout d'une phase de vérification de la conformité des indices des documents utilisés par rapport à ceux applicables dans le dossier de suivi de toute intervention portant sur un EIP.

Lors de l'inspection du 23 mars 2021, les inspecteurs ont également constaté, sur le chantier de remplacement des tronçons de tuyauteries du circuit SEC situées en entrée et en sortie des échangeurs de chaleur entre les circuits RRI et SEC, que le modèle de DSI utilisé prévoit que l'identité des intervenants soit uniquement précisée sur la première page avec un report des numéros des phases du DSI réalisées par chaque intervenant face à son nom.

Dans le cas d'une activité réalisée par de nombreux intervenants et comprenant un nombre important de phases, ce type de DSI peut conduire à des erreurs de report des numéros des phases. Je considère qu'un DSI avec mention de la date et du nom de l'intervenant au niveau de chaque phase est à privilégier afin de respecter pleinement les exigences de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [1].

Demande A18 : Je vous demande de vous positionner sur la pertinence du modèle de DSI du site afin d'améliorer la traçabilité de chaque phase des interventions portant sur un EIP et les responsables ou intervenants la réalisant.

Calage du circuit primaire principal (CPP)

Dans le cadre du suivi à distance de l'arrêt, les inspecteurs ont examiné les résultats des contrôles du calage des gros composants du CPP réalisés en application du programme de base de maintenance préventive (PBMP) repéré PB900AM400-04 indice 5. Ce PBMP prévoit un contrôle visuel des dispositifs et la mesure des jeux au droit de chaque butée, entre le composant primaire et le dispositif anti-débattement. Certains jeux sont mesurés dans les conditions d'arrêt à chaud, d'autres dans les conditions d'arrêt à froid du réacteur. La réalisation de ces contrôles constitue une AIP.

Les inspecteurs ont relevé les anomalies suivantes :

- dans la gamme de mesure des jeux de la boucle n°1 à chaud, lors de la mise à l'arrêt du réacteur, le calcul de la valeur « J38 » déterminée à partir des jeux « J38h » et « J38b » mesurés est erroné et la valeur « J44 » est reportée dans la colonne relatif à la 1^{ère} mesure alors que le calcul prend en compte les jeux mesurés lors de la 2^{ème} mesure réalisée ;
- dans la gamme de mesure des jeux à froid de la boucle n°2, les jeux J25h et J25b sont relevés alors qu'ils correspondent à une cale qui n'existe pas sur l'installation ;
- dans la gamme du contrôle visuel d'absence de désordre sur les dispositifs de calage du pressuriseur, les butées ont été inversées par l'intervenant ;
- dans la gamme de mesure des jeux de la boucle n°1 à chaud au redémarrage du réacteur :
 - o l'heure de la fin d'intervention des relevés renseignée est erronée ;
 - o les températures maximales atteintes en branche chaude et en branche froide lors de la phase de stabilisation avant la mesure des jeux renseignées sont erronées (inférieures d'environ 1°C par rapport aux températures mesurées par les capteurs repérés 2 RCP 032 et 035 MT) ;
 - o les températures minimales et maximales atteintes en branche chaude durant la réalisation des mesures des jeux renseignées sont erronées (inférieures d'environ 0,5°C par rapport aux températures mesurées par le capteur repéré 2 RCP 032 MT).

Je considère que l'ensemble des anomalies susmentionnées relevées par les inspecteurs révèle un manque de rigueur dans la réalisation de l'activité et un contrôle insuffisamment approfondi, par vos services, des documents émis par les intervenants. La surveillance des intervenants extérieurs réalisant cette activité, au sens des articles 2.2.2 et 2.2.3 de l'arrêté en référence [2], doit être renforcée.

Demande A19 : Je vous demande de renforcer significativement la surveillance des intervenants extérieurs réalisant les contrôles du calage des gros composants du CPP en application du PBMP repéré PB900AM400-04 indice 5. Vous vous positionnerez notamment sur la mise en œuvre d'une surveillance à 100% de cette activité lors de la VD4 du réacteur 3 en 2022. Le cas échéant, vous me ferez part de ses résultats.

Traitement du PA n°63239

Lors de l'inspection INSSN-LYO-2021-0478 du 15 janvier 2021, relative à la préparation de la VD4 du réacteur 2, les inspecteurs s'étaient interrogés sur la validité de l'épaisseur minimale admissible de 0,1 mm de la tuyauterie repérée 2 ASG 200 TY, retenue dans le PA n°63239 et qui était prise comme étant égale à l'épaisseur de tenue à la pression, ce tronçon de tuyauterie n'ayant notamment pas d'exigence de tenue sous sollicitations sismiques. En réponse à la demande A5, vous vous étiez finalement engagé à remplacer ce tronçon de tuyauterie lors de la VD4 du réacteur 2, ce qui a effectivement été réalisé selon ce PA mis à jour puis clos au cours de l'arrêt.

Afin de démontrer la validité de l'épaisseur minimale admissible de la tuyauterie repérée 2 ASG 200 TY retenue dans le PA n°63239, vous avez transmis aux inspecteurs, le 20 mai 2021, une note de calcul de flexibilité référencée NDC21HEX_017_001 indice A qui conclut qu'une sous-épaisseur localisée avec une épaisseur résiduelle de 1,1 mm est justifiée, les contraintes calculées étant toujours inférieures aux valeurs admissibles pour les situations étudiées, prenant en compte les contraintes liées au poids propre de la tuyauterie et du fluide contenu et à la pression ainsi que les contraintes thermiques. Par courriel du 10 juin 2021, vous avez

transmis les résultats d'un calcul aux éléments finis actualisé prenant en compte une épaisseur résiduelle de 0,1 mm ne remettant pas en cause les conclusions de la note référencée NDC21HEX_017_001 indice A malgré une réduction des marges. Bien que le calcul de flexibilité réalisé prenne en compte davantage de contraintes que le précédent calcul basé uniquement sur la tenue à la pression, l'ensemble des contraintes (pression, poids propre de la tuyauterie et du fluide contenu, tenue aux transitoires d'exploitation, flexion, dilatation, vibrations, réactions aux supports ou à la jonction avec les équipements raccordés, etc...) susceptibles d'affecter cette tuyauterie n'est pas pris en compte, notamment les phénomènes dynamiques.

Compte-tenu de la faible épaisseur minimale admissible qui était retenue (0,1 mm) pour cette tuyauterie dans le PA n°63239 avant son remplacement, au regard de son épaisseur nominale (3,2 mm), les contraintes non prises en compte dans la note de calcul de flexibilité réalisée sont susceptibles d'en remettre en cause les conclusions.

Je considère qu'une démarche prudente et empreinte de sens pratique aurait dû être retenue face un à calcul concluant à une épaisseur minimale admissible de 0,1 mm pour une tuyauterie, sous pression, qui plus est dans la mesure où toute modélisation présente également des incertitudes.

Demande A20 : Je vous demande de fixer une limite inférieure de validité de toute épaisseur minimale admissible d'une tuyauterie déterminée par calcul, ceci afin de pallier l'absence de prise en compte exhaustive de l'ensemble des contraintes et des incertitudes dans les modélisations effectuées.

☞ ☞

B. DEMANDES D'INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

Supportage de la tuyauterie de purge de la pompe EAS-u

Lors de l'inspection du 15 juin 2021, les inspecteurs se sont interrogés sur l'absence de support sur le tronçon de la tuyauterie de purge de la pompe EAS-u, repérée 2 EAS 520 PO, entre le corps de la pompe et le flexible situé en aval des vannes repérées 2 EAS 526 et 527 VP.

A la suite de l'inspection, vous avez précisé que cette configuration est conforme à la configuration des plans isométriques issus des études de conception de la modification référencée « PNPP 1811 » relative au déploiement de l'EAS-u. Vous précisiez notamment que le pas de supportage défini dans la note de calcul « pas de supportage lignes de purges, événements, collecte RPE » est respecté et que la tenue mécanique de ce tronçon est justifié par la note de calcul « flexibilité lignes de purges, événements, collectes RPE, reprises de fuites et instrumentation ».

Demande B1 : Je vous demande de me transmettre le plan isométrique du tronçon de la tuyauterie de purge de la pompe EAS-u repérée 2 EAS 520 PO entre le corps de la pompe et le flexible situé en aval des vannes repérées 2 EAS 526 et 527 VP, ainsi que les extraits pertinents des notes de calcul « pas de supportage lignes de purges, événements, collecte RPE » et « flexibilité lignes de purges, événements, collectes RPE, reprises de fuites et instrumentation » concernant ce tronçon.

Servomoteur de la vanne repérée 2 RRI 241 VN (PA n°151168)

En septembre 2017, un défaut d'isolement, lié au fin de course en ouverture et au limiteur de couple à l'ouverture de la vanne repérée 2 RRI 241 VN, est apparu sur l'installation. Afin de s'affranchir de ce défaut, un fil a été débranché sous couvert d'une modification temporaire de l'installation (MTI).

Malgré des investigations réalisées lors de l'arrêt du réacteur 2 de 2019, l'origine exacte du défaut n'a pas pu être déterminée. Le servomoteur de la vanne a été remplacé lors de la VD4 du réacteur 2 afin de traiter définitivement ce défaut et le PA n°151168, relatif à ce défaut, a été clos en conséquence. Vous avez précisé, au cours de l'arrêt, que l'ancien servomoteur était entreposé dans l'attente de son expertise afin de déterminer l'origine du défaut.

Demande B2 : Je vous demande de me transmettre, lorsqu'elles seront disponibles, les conclusions de l'expertise prévue du servomoteur de la vanne repérée 2 RRI 241 VN.

☞ ☞

C. OBSERVATIONS

Mise en œuvre des modifications temporaires des STE

Lors de l'inspection du 24 mars 2021, la modification temporaire des STE, référencée EDF D455617014207 indice D, était en cours d'utilisation sur le réacteur 2 afin de réaliser les opérations de coupures de tableaux électriques de la voie A. Les inspecteurs se sont rendus en salle de commande du réacteur 2 afin de s'assurer, par sondage, de la mise en œuvre effective des mesures compensatoires prévues par cette modification temporaire des STE, autorisée par la décision de l'ASN n°CODEP-DCN-2019-019877 du 31 mai 2019.

Ils ont constaté l'utilisation d'un « plan qualité » afin de suivre la mise en œuvre des mesures compensatoires liées aux différentes coupures de tableaux, ce qui est satisfaisant. De plus, ils ont noté que le document « support revue » associé à cette modification temporaire des STE, utilisé préalablement à sa mise en œuvre, prévoit une phase de vérification de l'intégration des remarques et réserves de l'ASN. Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser la nature de cette vérification. Je considère qu'il serait pertinent de vérifier que l'indice de la modification temporaire des STE dont l'utilisation est prévue est bien celui autorisé par l'ASN afin de rendre l'utilisation de ce document plus opérationnelle.

C.1. Je vous invite à évaluer la pertinence des vérifications prévues par le document « support revue » associé à la mise en œuvre d'une modification temporaire des STE.

☪ ☪

Vous voudrez bien me faire part **sous deux mois**, sauf mention particulière, des remarques et observations, ainsi que des dispositions que vous prendrez pour remédier aux constatations susmentionnées. Pour les engagements que vous prendriez, je vous demande de les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. Dans le cas où vous seriez contraint par la suite de modifier l'une de ces échéances, je vous demande également de m'en informer.

Enfin, conformément à la démarche de transparence et d'information du public instituée par les dispositions de l'article L. 125-13 du code de l'environnement et conformément à l'article R. 596-5 du code de l'environnement, je vous informe que le présent courrier sera mis en ligne sur le site Internet de l'ASN (www.asn.fr).

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

L'adjoint à la chef de la division

Signé par

Richard ESCOFFIER