



DIVISION DE CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE

N/Réf. : CODEP-CHA-2019-026059

Châlons-en-Champagne, le 12 juin 2019

Monsieur le directeur du Centre Nucléaire de
Production d'Electricité de Chooz
BP 174
08600 GIVET

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Chooz B
Inspection du 22 au 24 mai 2019 – INSSN-CHA-2019-0213
Thème : Rigueur d'exploitation – Management de la sûreté – Maîtrise de la conformité des
installations et des référentiels d'exploitation à la démonstration de sûreté nucléaire

Réf. :

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
- [2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [3] Décision n°CODEP-DCN-2019-007840 du 27 février 2019
- [4] Décision n°CODEP-DCN-2019-007837 du 27 février 2019
- [5] D4008.27.01/Manuel Qualité de la Division du Parc nucléaire édition 2014
- [6] Note d'EDF référencée D4550.34-09/5682 indice 2 – Directive DI 71 – Maîtrise des changements d'états en phases d'arrêt ou de redémarrage
- [7] Note d'EDF référencée D4550.34-08/3998 indice 3 – Directive DI 074 – Définitions et principes d'organisation pour la gestion des dispositions et moyens particuliers (DMP) et des modifications temporaires de l'installation (MTI)
- [8] Note d'EDF référencée D4550.34-11/2912 indice 2 – Directive DI 106 – Missions en matière de sûreté et de qualité – Structure sûreté qualité et service conduite
- [9] Note d'EDF référencée D4008.26.07-112DI indice 1 – DI 122 – Noyau dur de vérification des CNPE
- [10] Note d'EDF référencée D454809249632 indice 3 – Note d'organisation du macro-processus sûreté "MP3"
- [11] Lettre ASN n° CODEP-CHA-2019-012548 du 28 mars 2019
- [12] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-042199 du 23 décembre 2015
- [13] Note EDF D455616071623 indice C du 25 septembre 2017
- [14] Décision de l'ASN n° 2014-DC-0417 du 28 janvier 2014 relative à la maîtrise des risques liés à l'incendie

Monsieur le directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article L. 592-21 du code de l'environnement, une inspection a eu lieu du 22 au 24 mai 2019 au centre nucléaire de production d'électricité de Chooz B sur le thème «Rigueur d'exploitation – Management de la sûreté – Maîtrise de la conformité des installations et des référentiels d'exploitation à la démonstration de sûreté nucléaire ».

Sur la base des constatations faites par les inspecteurs, je vous communique ci-dessous la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui en résultent.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 22 au 24 mai 2019 avait pour objectif de contrôler l'organisation mise en œuvre par le site pour répondre aux exigences réglementaires associées au déploiement des modifications des installations et de leurs modalités d'exploitation autorisées attachées au 2^{ème} réexamen périodique (RP2) du réacteur n° 2. Elle a notamment conduit l'ASN à confronter l'état réel des installations à celui requis par la démonstration de sûreté nucléaire à l'état technique et documentaire « PTD n°3 – N4 », cet état constituant le socle pris en compte par EDF pour la conception des modifications du RP2. Plusieurs systèmes portant le statut « EIP »¹ ont fait l'objet de contrôles sur le terrain et les modalités d'accomplissement de plusieurs actions locales à réaliser en situation d'accident ont été vérifiées.

Plus généralement, les inspecteurs ont examiné les modalités d'identification des écarts et contrôlé par sondage les actions engagées par le CNPE au regard des dispositions prescrites au chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [2].

Les inspecteurs retiennent que les dispositions mises en œuvre pour assurer la traçabilité des actions à engager puis à réaliser après la découverte d'une anomalie susceptible d'affecter la qualification d'un EIP, présentent encore des fragilités. Les contrôles réalisés par sondage montrent que les informations reportées dans les outils utilisés par le CNPE ne permettent pas de statuer « en temps réel » sur la réalité des actions accomplies à la suite de la découverte de l'anomalie, la traçabilité requise par le système de gestion intégrée d'EDF étant systématiquement, pour les exemples examinés, en retard de phase. L'utilisation de ces informations introduit un biais d'une part, dans le processus de prise de décision mentionné à l'article 2.4.1 du titre II de l'arrêté en référence [2] et, d'autre part, lors de la confrontation des indicateurs issus de l'exploitation de ces outils aux indicateurs mis en place par les services centraux d'EDF. Ce biais est préjudiciable à l'évaluation de l'efficacité des processus rattachés au système de gestion intégrée mentionné à l'article L. 593-6 du code de l'environnement.

Au plan technique, si les systèmes contrôlés ne présentent pas de dégradations significatives, les inspecteurs ont noté plusieurs anomalies susceptibles d'affecter, à moyen terme, la capacité fonctionnelle des groupes électrogènes à moteur diesel de secours et l'intégrité du système de refroidissement (SEC).

Les mises en situation visant l'application de plusieurs consignes encadrant les actions de terrain à réaliser en situation d'incident et d'accident ont révélé que le processus de validation de ces documents opératoires reste encore trop éloigné de l'action « terrain » à accomplir pour tirer les enseignements, notamment du point de vue de leur applicabilité. Enfin, lorsque des évolutions de ces documents sont requises, les processus de traitement des écarts affectant ces documents requièrent une réactivité de vos services centraux qui ne permet pas à EDF, à ce stade, de satisfaire pleinement l'exigence de conformité mentionnée à l'article 1.2 de l'arrêté en référence [2] avant la première mise en œuvre des référentiels d'exploitation modifiés.

*

Vous trouverez en annexe les demandes et observations issues de cette inspection. J'appelle votre attention sur le caractère structurant de certaines d'entre elles. Vous voudrez bien me faire part de réponses concernant ces points dans un délai de deux mois, sauf mention contraire. Pour les

¹ EIP : Élément important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, c'est-à-dire, un élément nécessaire à l'accomplissement d'une fonction requise par la démonstration de protection de ces intérêts ou un élément permettant de contrôler que cette fonction est assurée.

engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation.

Si la connaissance de l'état réel des installations et la maîtrise des modifications font partie des priorités assumées par le CNPE, toute difficulté de mise en œuvre d'une modification matérielle ou documentaire, notamment celles objets des décisions de l'ASN en références [3] et [4], doit être identifiée et traitée au plus tôt afin de prévenir toute situation d'exploitation redevable des dispositions au premier alinéa de l'article R. 596-16 du code de l'environnement. Aussi, au regard des demandes et observations en annexes, je vous informe que j'attacherai une attention particulière à l'effectivité des actions qu'elles appellent de votre part, en particulier dans le cadre du suivi des arrêts décennaux des réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B.

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, 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 parfaite considération.

Le Chef de Division,

Signé par

J.M. FERAT

Centrale nucléaire de Chooz B - Inspection du 22 mai au 24 mai 2019

A. Demandes d'actions correctivesA.1 Identification des écarts

Le III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2] mentionne que le système de gestion intégrée comporte notamment « les dispositions [qui permettent à l'exploitant] d'identifier et de traiter les écarts ». L'organisation que vous avez mise en place pour respecter cette prescription s'appuie sur les dispositions organisationnelles et techniques spécifiées dans les documents établis par vos services centraux. Il s'agit notamment des prescriptions MET 260N, MET 270N et MET 290N du manuel qualité en référence [5].

La capacité à engager un processus de traitement d'écart dépend totalement de l'aptitude des acteurs, y compris les intervenants extérieurs, à détecter puis signaler un écart d'ordre technique ou organisationnel. Ces derniers doivent donc connaître les exigences définies, au sens de l'arrêté en référence [2], et les exigences fixées par le système de gestion intégrée mentionné à l'article L. 593-6 du code de l'environnement, pour actionner le processus précité et, notamment, être en mesure de procéder à l'évaluation de l'importance de l'écart, au plan de la protection des intérêts, dans les délais mentionnés aux articles 2.6.2 et 2.6.3 de l'arrêté précité.

Lorsqu'une anomalie vise un matériel, le système de gestion intégrée requiert l'ouverture d'une demande de travaux (DT). Les DT sont prises en charge par le système d'information (SDIN) qui structure leur traitement. Si la maîtrise de ce système n'est pas encore optimale, la pertinence et la qualité des informations introduites dans le SDIN sont notablement insuffisantes pour justifier l'accomplissement des actions requises, notamment lorsque la DT est consécutive au constat d'une anomalie susceptible de remettre en cause la qualification, donc l'aptitude fonctionnelle, du matériel concerné.

Les demandes de travaux (DT) sont classées par catégories : les DT « AM » (anomalie matérielle), les DT « SC » (sécurité), les DT « DT » (dispositif temporaire) et les DT « GP » (gestion de projet). Les DT « AM » font l'objet d'un suivi particulier et d'un compte-rendu régulier auprès de vos services centraux. Sur la base des contrôles réalisés par sondage, les inspecteurs ont constaté que les DT « GP », « SC » et « DT » contrôlées concernent également des anomalies matérielles et constituent aussi des DT « AM ». À titre illustratif, la DT « GP » n° 00701398 vise la chaîne 2 KRT 042 MA dont la disponibilité est encadrée par les spécifications techniques d'exploitation. La DT « GP » n° 00693715 vise l'indicateur de position de la vanne 2 JPI 592 VE dont la disponibilité est également encadrée par les spécifications techniques d'exploitation.

Les règles de catégorisation des DT appliquées par EDF introduisent *de facto* un biais dans le pilotage de la conformité des réacteurs à leurs exigences définies et ne traduisent pas systématiquement le respect des principes prescrits à l'article 2.3.1 de l'arrêté en référence [2].

Concernant les sources électriques de secours, l'ASN note que plusieurs DT concernent encore les systèmes LHP et LHQ alors que l'ASN a demandé dans son courrier en référence [12] relatif à l'écart affectant le local du turbo-alternateur de secours (LLS), le renforcement de la fiabilité des sources électriques tant que l'écart précité n'est pas résorbé.

Plus largement, les inspecteurs notent, sur la base des éléments transmis en inspection, que 242 DT autres que les DT « AM » sont ouvertes et visent, *a priori*, une anomalie matérielle qui affecte le réacteur n° 2.

Demande n° A1-1 : Je vous demande de réviser le processus de traitement des demandes de travaux (DT) afin que les règles de classement de ces dernières ne conduisent pas à une appréciation erronée de l'état réel des EIP pour prendre les décisions mentionnées au I de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2].

Les délais d'établissement d'un « ordre de travail » (OT) sont définis à partir d'une matrice de criticité « production/risque », celle-ci considérant cinq niveaux de priorité (P1 à P5). Un OT décline une DT. Sa création est un préalable à la planification des tâches d'exécution associées au traitement de la DT. Les suites données à plusieurs DT ont fait l'objet d'un contrôle particulier de l'ASN.

Concernant la DT n° 00701398 précitée, les inspecteurs ont constaté qu'aucun OT n'était associé à la demande de travaux toujours au statut « approuvé » plus de 3 mois après sa création. L'anomalie vise un défaut de connexion du câble de blindage qui n'a pas pu être résorbé lors de l'intégration de la modification référencée PNPP 4442 tome A (fiabilisation et suffisance des mesures KRT EMGS). Le remplacement du câble

défectueux apparaît donc requis pour permettre un montage conforme aux exigences visant la compatibilité électromagnétique. Pour autant, aucune échéance de remplacement n'est tracée dans l'outil de suivi.

Concernant la DT n° 00245368 relative à l'armoire 2 KRT 042 AR créée le 12 avril 2009, les inspecteurs ont noté que l'anomalie relevée par EDF est de nature à remettre en cause la qualification de cette armoire. Si vos représentants ont précisé que la remise en conformité a été réalisée lors de l'intégration de la modification référencée PNPP 4442 tome A, la correction de l'anomalie n'est pas tracée dans l'outil de suivi des DT.

Concernant la DT n° 00431982 relative au filtre 2 LHP 396 FI équipant le diesel de secours créée le 24 septembre 2017, vos représentants ont justifié qu'EDF avait procédé au remplacement du filtre défectueux lors de la mise en œuvre de la modification référencée « PNPP4374 ». La résorption de l'anomalie a été prise en charge sous couvert du plan d'action n° 0076756. Pour autant, cette résorption n'est pas tracée dans l'outil de suivi des DT.

A l'inverse, lors des contrôles réalisés sur le terrain, les inspecteurs ont constaté plusieurs anomalies matérielles affectant des équipements importants pour la protection des intérêts qui ne sont pas mentionnées dans l'outil de suivi des DT. A titre illustratif, l'endommagement de la vanne 2 JPP 002 VE, les défauts d'affichage affectant les mesures de débit de la voie B du circuit SEC (2 SEC 122 MD) ou encore l'endommagement d'un détecteur d'incendie dans les locaux de la station de pompage ne sont pas associés à une DT.

Dans ces conditions, la connaissance de l'état réel des installations ne peut pas être obtenue par l'exploitation des données contenues dans les outils de traçabilité qu'EDF utilise pour justifier que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation.

Demande n° A1-2 : Je vous demande de procéder, sans délai, à la consolidation des informations mentionnées dans votre outil de suivi des DT. Concernant le réacteur n° 2, vous veillerez à :

- **Procéder à la revue de chaque DT (quelle que soit sa catégorie) non soldée à la date de l'inspection ;**
- **Solder les DT pour lesquelles la revue vous amènera à constater que les actions requises ont déjà été réalisées ;**
- **Réaliser les actions qui permettront de solder les DT connues avant l'arrêt 2VD1719,**
 - **avant le rechargement du réacteur, pour les DT visant des EIP dont la qualification et la disponibilité, au sens des spécifications techniques d'exploitation, sont requises à partir de l'état « APR2 » ;**
 - **avant le redémarrage du réacteur pour les DT visant des EIP dont la qualification et la disponibilité, au sens des spécifications techniques d'exploitation, sont requises à partir de l'état « RP ».**

Les DT « AM » sont affectées aux « systèmes élémentaires » concernés par les anomalies. Lorsque les spécifications techniques d'exploitation (STE) prévoient, pour certaines anomalies remettant en cause la disponibilité du système affecté, des conduites à tenir particulières, les DT mentionnent explicitement la nature et l'événement STE à poser : l'effet cumulé des anomalies affectant un même système est pris en charge par la règle du cumul des indisponibilités selon les modalités spécifiées par les STE. En revanche, lorsque les anomalies considérées à titre isolé ne remettent pas en cause la disponibilité du système au sens des STE, le processus de gestion des DT ne permet pas d'évaluer l'impact du cumul des DT concernant un même système sur les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement. A titre illustratif, 13 anomalies affectant le système EAS font l'objet d'une DT (la plus ancienne étant ouverte depuis le 14 avril 2015).

Demande n° A1-3 : Je vous demande d'explicitier, dans le processus d'identification des écarts, les dispositions prises pour détecter les écarts, au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [2], résultant du cumul de plusieurs anomalies, lorsque celles-ci affectent le même système ou la même fonction.

A.2 Évaluation des délais de traitement des anomalies à l'origine d'une DT

Les règles et critères de priorisation du traitement des anomalies sont explicitement décrits dans le système de gestion intégrée et renvoient aux règles d'émission d'un OT. Le niveau P1 (exécution immédiate) est la priorité de traitement la plus forte au regard des enjeux de l'anomalie, le niveau P5 étant associé au traitement d'une anomalie sans impact sur les intérêts protégés. Plusieurs DT ont été examinées par les inspecteurs.

Concernant la DT n° 00245368 relative à l'armoire 2 KRT 042 AR créée le 12 avril 2009, bien que l'écart ait été résorbé, les inspecteurs ont noté que la priorité de traitement associée (P3 – réparation pendant le cycle en cours) a été reclassée en priorité P5 (pluriannuel). La correction de l'anomalie n'est pas tracée dans l'outil de suivi des DT.

La DT n° 00294878 relative au registre du système de ventilation 2 DVL 011 RA, créée le 3 novembre 2016 révèle un dysfonctionnement de son dispositif de réglage. En particulier, le signal attestant de son ouverture complète n'est pas reçu par les opérateurs de la salle de commande. L'analyse rapide mentionnée dans la DT signale pour autant que le dysfonctionnement n'a pas d'impact fonctionnel ni d'impact sur la sûreté. Sur cette base, la priorité de traitement a été reclassée en P5 alors que ce dispositif participe au conditionnement thermique des locaux électriques, notamment en situation d'agression « grands chauds ».

Enfin, la DT n° 00672050 visant la vanne 2 JPI 072 VE associe une priorité de traitement P2, dans la mesure où le dysfonctionnement de cette vanne peut provoquer une aspersion intempestive d'une pompe du système d'injection de sécurité. Créée le 10 janvier 2019, les inspecteurs ont constaté que le traitement de cette anomalie n'est pas intervenu avant le début de l'arrêt du réacteur n° 2 avant sa visite décennale, soit à l'échéance du délai attaché à la priorité P2.

Demande n° A2 : Je vous demande de modifier les règles de traitement des DT afin que celles-ci ne permettent pas le changement du niveau de priorité initialement assigné sur la base de considérations ne donnant pas systématiquement la priorité à la protection des intérêts.

A.3 Maîtrise des changements d'état du réacteur

La directive d'EDF en référence [6] prévoit que « lors des mises à l'arrêt des tranches [...], des points d'arrêt sont réalisés avant d'engager les changements d'états pour procéder à un contrôle global du respect des conditions requises par les règles générales d'exploitation ». Ce contrôle inclut un « bilan gestionnaire » qui « permet de s'assurer que toutes les activités à réaliser avant un changement d'état l'ont bien été et que les écarts éventuels sont correctement traités. Un engagement formalisé des différentes spécialités sur les activités de l'arrêt permet d'assurer au chef d'exploitation de quart la disponibilité des matériels requis après le changement d'état ».

Les inspecteurs ont examiné le bilan gestionnaire qui a été établi préalablement au basculement sur la voie électrique B lors de l'arrêt 2VD17. Ce basculement a eu lieu le 2 mai 2019. Dans ce bilan, les services s'engagent notamment à ce que « tous les DMP [dispositions et moyens particuliers]² et MTI [modifications temporaires de l'installation]³ interdits dans le domaine visé [soient] déposés ». Les inspecteurs ont par conséquent demandé la liste des DMP et des MTI qui étaient mis en œuvre au moment de la constitution du bilan gestionnaire. Ils ont constaté que, malgré l'engagement du service électromécanique, la MTI « suppression protection incendie 'stade 1 JPT' transformateur auxiliaire », dont la dépose était demandée pour le basculement sur la voie électrique B, était signalée comme active dans votre outil de gestion. La « tâche d'ordre de travail » (TOT) de dépose de cette MTI (n° 01534177-03) était encore à l'état « en préparation » au moment de l'inspection.

En outre, vos représentants ont indiqué aux inspecteurs qu'avant d'engager un changement d'état, le chef d'exploitation s'assure par une extraction informatique qu'il ne reste aucune TOT affectée au changement d'état qu'il s'apprête à engager qui ne soit au moins à l'état « fini avec analyse de premier niveau réalisée ». Ce contrôle aurait dû permettre d'identifier la MTI susmentionnée.

Demande A3.1 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de l'analyse des circonstances qui ont permis d'engager le basculement sur la voie électrique B lors de l'arrêt 2VD17 alors que la MTI susmentionnée apparaissait comme non déposée. Vous définirez et mettrez en œuvre les actions correctives issues de ce retour d'expérience.

² D'après la directive d'EDF en référence [7], « on appelle disposition, l'état d'un équipement de l'installation qui résulte d'une action modifiant sa position ou son réglage. [...] On appelle moyen, un dispositif, organe, pièce ou matériel, posé ou déposé sur un circuit ou partie de circuit. [...] Ces dispositions ou moyens sont particuliers (DMP) lorsque leur mise en œuvre modifie temporairement l'état fonctionnel de l'installation et lorsque leur utilisation, en dehors de (des) l'état(s) de tranche ou de circuit pour le(s)quel(s) leur emploi est initialement prévu, introduit un risque pour :

- la sûreté,
- (et/ou) la disponibilité,
- (et/ou) la sécurité,
- (et/ou) la radioprotection,
- (et/ou) l'environnement ».

³ D'après la directive d'EDF en référence [7], « on appelle modification temporaire de l'installation (MTI), les dispositions ou moyens qui modifient temporairement l'état fonctionnel de l'installation :
- en n'introduisant aucun risque pour la sûreté, la disponibilité, la sécurité, la radioprotection ou l'environnement, quel que soit l'état de tranche ou de circuit ;
- ou en introduisant un risque pour la sûreté, (et/ou) la disponibilité, (et/ou) la sécurité, (et/ou) la radioprotection (et/ou) l'environnement, le risque généré étant alors le même quel que soit l'état de tranche ou de circuit ».

Demande A3.2 : Je vous demande de procéder à la revue des MTI mentionnées dans votre outil de gestion, *a minima* pour le réacteur n° 2 avant son redémarrage, de manière à vous assurer :

- de la cohérence entre l'état des MTI tel qu'il apparaît dans cet outil et l'état réel de l'installation ;
- de la pertinence de l'état du réacteur avant lequel la dépose de chaque MTI est demandée.

A.4 Mise en œuvre des actions décidées à l'issue des vérifications en temps différé et des audits réalisés par le SQA

Les missions des « structures sûreté qualité »⁴ des centrales nucléaires sont définies dans la directive d'EDF en référence [8]. La mission de vérification consiste notamment en un « *jugement critique (appelé également 'vérification temps différé')* sur l'état de l'installation [...] et la qualité des opérations d'exploitation » et en la « *vérification du système qualité qui se traduit par des audits* ». Lorsque ces actions de vérification portent sur des activités importantes pour la protection⁵ (AIP), elles font partie du dispositif mis en place par EDF pour répondre aux exigences du premier alinéa du I de l'article 2.5.4 de l'arrêté en référence [2], qui dispose que « *l'exploitant programme et met en œuvre des actions adaptées de vérification par sondage des dispositions prises en application des articles 2.5.2 et 2.5.3* » (dispositions prises pour l'identification des AIP et de leurs exigences définies, modalités de réalisation des AIP et contrôles techniques associés).

À la centrale nucléaire de Chooz, les vérifications en temps différé et les audits réalisés par le SQA peuvent donner lieu à des recommandations, auxquelles sont associées des actions dont le libellé et l'échéance de réalisation sont définis en concertation avec les services chargés de les mettre en œuvre. Or seule une minorité (27 % début avril 2019) de ces actions est réalisée dans les délais convenus. Les inspecteurs ont en outre observé que l'échéance de réalisation initialement définie pouvait être reportée à de multiples reprises (jusqu'à quatre fois pour les actions qu'ils ont examinées par sondage). Vos représentants leur ont indiqué que le SQA n'était pas impliqué dans la renégociation des échéances.

Cette situation remet en cause l'efficacité des vérifications en temps différé et des audits réalisés par le SQA et risque de faire perdre aux ingénieurs qui les réalisent le sens de ce travail.

Demande A4 : Je vous demande de prendre des dispositions afin que les actions décidées à l'issue des vérifications en temps différé et des audits soient mises en œuvre dans des délais appropriés.

A.5 Formalisation des vérifications en temps différé

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

Les inspecteurs ont contrôlé que les vérifications en temps différé réalisées par le SQA font bien l'objet d'un compte-rendu. Cependant, ils ont constaté que les modalités de rédaction de ces comptes-rendus étaient perfectibles. Par exemple :

- la date qui figure sur le compte-rendu de la vérification réalisée préalablement au passage en « arrêt normal sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt » (AN/RRA) lors du redémarrage du réacteur B1 à l'issue de l'arrêt 1VP16 (vérification n° 17-038) est postérieure à celle qui figure sur le compte-rendu de la vérification réalisée préalablement au passage en « arrêt normal sur les générateurs de vapeur » (AN/GV ; vérification n° 17-044), alors que, lors du redémarrage, le réacteur passe successivement dans les domaines d'exploitation AN/RRA puis AN/GV. Vos représentants ont expliqué aux inspecteurs qu'en fonction du rédacteur, la date reportée sur le compte-rendu pouvait correspondre à la date à laquelle la vérification a été réalisée ou bien à la date à laquelle le compte-rendu a été publié ;

⁴ À la centrale nucléaire de Chooz, cette structure est appelée « service sûreté qualité audit » (SQA).

⁵ Une AIP est définie à l'article 1.3 de l'arrêté en référence [2] comme une « *activité importante pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement), c'est-à-dire [une] activité participant aux dispositions techniques ou d'organisation mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement [devenu le deuxième alinéa du I du même article] ou susceptible de les affecter* ».

- dans certains compte-rendus, la partie « analyse - conclusion » est absente et le tableau de synthèse des constats n'est pas rempli, si bien qu'il peut être malaisé d'identifier les constats qui ont été faits à l'occasion de la vérification et de comprendre comment ils ont été traités.

Demande A5 : Je vous demande de clarifier les modalités de rédaction des comptes-rendus des vérifications en temps différé auprès des rédacteurs, afin d'assurer, quand ces vérifications portent sur des AIP, que ces documents permettent de vérifier *a posteriori* le respect des exigences définies. Vous veillerez à ce que ces modalités soient respectées dans la durée.

A.6 Essais périodiques

A6-1 Essais périodiques visant les vannes d'isolement vapeur

La DT n° 00702049 relative au défaut de fonctionnement du distributeur 2 VVP 253 DR indique que le dysfonctionnement à l'origine de la DT a été repéré lors de l'essai périodique « EPC411 » visant les vannes d'isolement vapeur. La gamme renseignée (OT 02542024-01) des essais réalisés le 13 mars 2019 mentionne que les critères d'acceptation (temps de fermeture) ont été satisfaits à la seconde tentative. L'essai a été considéré « satisfaisant avec réserve ». Les critères à satisfaire sont de groupe A⁶.

Le point 7 du paragraphe 3.2 de la section « Généralités » du chapitre IX des RGE en référence [13] mentionne, parmi les conditions d'acceptabilité des essais, que « *les résultats sont obtenus dès la première tentative* ».

Pour autant, l'analyse réalisée par le CNPE a considéré que le respect des critères, obtenu à la seconde tentative permettait de lever l'indisponibilité du matériel concerné. Les inspecteurs ont constaté que la gamme d'essais précitée mentionne l'existence d'une DT déjà ouverte (DT n° 550068) sur le même matériel en raison d'une fuite d'huile avérée. La DT n° 550068, ouverte le 15 mai 2018, est signalée « traitée » dans le système de gestion et le niveau de gravité associé est « avéré ».

Les inspecteurs constatent que les anomalies déjà connues qui remettent en cause systématiquement le respect de la condition d'acceptabilité n° 7 du paragraphe 3.2 de la section « Généralités » du chapitre IX des RGE en référence [13] ne font pas l'objet d'actions correctives avant l'exécution des essais périodiques qui suivent.

Demande A6.1 : Je vous demande de procéder, sans délai, aux réparations des anomalies qui affectent le comportement des EIP lors de leurs essais périodiques et remettent en cause le respect de la condition d'acceptabilité n° 7 du paragraphe 3.2 de la section « Généralités » du chapitre IX des RGE en référence [13].

A6-2 Intégration de la FA ETY 16

Le référentiel PTD n°3-N4 déployé en 2017 sur le réacteur n° 2 requiert la disponibilité des deux recombineurs autocatalytiques passifs (RAP), repérés ETY 101 et 105 RV, dans les domaines d'exploitation RP, AN/GV et AN/RRA. En outre, les vannes d'isolement de l'enceinte du système ETY peuvent être ouvertes sous réserve d'une prescription particulière visant notamment le circuit de mini-balayage de l'enceinte de confinement.

L'aptitude des RAP précités et du système de mini-balayage de l'enceinte est justifiée par la réalisation des essais périodiques les concernant. Ces essais périodiques sont décrits dans la fiche d'amendement du programme d'essais périodique du système ETY (FA ETY 16).

Lors de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que les essais périodiques prescrits par la FA ETY 16 n'ont pas été réalisés lors de l'arrêt 2VP1617 du réacteur n° 2. Dans ces conditions, la preuve de la disponibilité des RAP précités et du mini-balayage de l'enceinte de confinement n'a pas été apportée.

Le plan d'actions n° 00060069 fait état de la nécessité d'acquérir un nouveau matériel d'essai pour la réalisation de l'essai visant le « mini-balayage ». Ce plan d'actions précise aussi que les essais des RAP n'étant réalisables que dans l'état RCD, les essais périodiques ne peuvent pas être exécutés avant l'arrêt 2VD1719.

⁶ Sont classés en groupe A, les critères d'essais dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté. Ils sont issus des études de sûreté ou sont représentatifs de l'indisponibilité du ou des matériels requis (disponibilité ou performances compromises pour la durée de la mission).

Les inspecteurs en concluent le réacteur n°2 a fonctionné durant le cycle n° 16 sans que la preuve de la disponibilité des systèmes n'ait été apportée.

Demande A6-2 : Je vous demande de procéder, avant le rechargement du réacteur n° 2, à la réalisation de l'ensemble des essais périodiques créés ou modifiés par le DA VD2-N4 qui ne peuvent être exécutés que dans l'état RCD, lorsque qu'une requalification fonctionnelle des matériels concernés ne peut pas être valorisée en application des dispositions du point 3.1.3 de la section « Généralités » du chapitre IX des RGE en référence [13].

A.7 Maîtrise des interventions sous-traitées

Les inspecteurs ont contrôlé par sondage les chantiers relatifs à la maintenance des groupes diesels de secours et aux modifications suivantes :

- n° PNPP4684 (renforcement des tuyauteries BAS-BL) ;
- n° PNPP4754 (réalimentation électrique de la ventilation DVC de la salle de commande et de l'extraction inter-enceinte EDE en situation H3) ;
- n° PNPP4252 (remplacement des groupes DEL) ;
- n° PNPP4808 (diesels d'ultime secours - lot électromécanique) ;
- n° PNPP4666 (raccordement électrique du bâtiment HDU à l'îlot nucléaire) ;
- n° PNPP4028 (conditionnement des locaux électriques de la station de pompage).

Ces contrôles ont mis en évidence les points particuliers suivants devant faire l'objet de corrections organisationnelles et matérielles.

A.7-1 Travaux par point chaud

Les inspecteurs ont contrôlé le chantier relatif au remplacement de certaines tuyauteries du moteur diesel voie A 2LHP110TO dans le local DA0502. Le feuillet « aide à la réalisation de l'analyse de risque (ADR) permis de feu » du permis de feu référencé 19-1244 délivré pour ce chantier n'est pas complété aux paragraphes « risques de développement de feu (cibles) » et « risques de propagation du feu ». Or il est précisé sur le formulaire du permis de feu précité que « l'aide à l'analyse du risque [...] doit obligatoirement être complétée [...] ».

Demande A7.1.1 : Je vous demande de renforcer les dispositions que vous prenez pour que l'exécution du processus de délivrance des permis de feu ne puisse pas conduire à l'attribution d'un tel permis lorsque les modalités d'élaboration de l'analyse des risques encourus imposées ne sont pas pleinement satisfaites.

Demande A7.1.2 : Concernant le permis de feu précité, je vous demande de résorber l'écart constaté si la poursuite des travaux de maintenance nécessite un permis de feu.

Les inspecteurs ont également relevé lors de la visite de ce chantier que les travaux par point chaud sur établi se déroulaient à proximité immédiate d'une nappe de câbles. Le permis de feu référencé 19-1244 identifie le risque de projection incandescente et impose la protection de ces câbles par la mise en place de « Celtapyre » (carton ignifugé). Lors de la visite du chantier, les protections des câbles n'étaient pas en place. La surveillance exercée par EDF n'a pas non plus conduit à l'identification de cet écart. Ce constat révèle une appropriation insuffisante des dispositions de l'article 2.2.2 de l'arrêté en référence [2].

Demande A7.1.3 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience de cet écart et d'adapter en conséquence les modalités de surveillance des intervenants extérieurs.

A7-2 Compatibilité entre les permis de feu et la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie

L'article 3 de la décision en référence [14] relative à la maîtrise des risques liés à l'incendie dispose que « à titre transitoire, les éléments relatifs à la maîtrise des risques d'incendie contenus dans le rapport de sûreté existant à la date d'homologation de la présente décision constituent la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie telle que définie à l'article 1.1.1 de l'annexe à la présente décision. Ces éléments sont mis à jour dans les conditions fixées pour l'application des dispositions

relatives à la démonstration de sûreté nucléaire à l'article 9.4 de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé. Ces conditions pourront être complétées par une décision de l'Autorité de sûreté nucléaire relative au rapport de sûreté ».

L'article 2.3.2 de l'annexe à la décision précitée impose que « *l'exploitant s'assure de la compatibilité de la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie et des mesures incluses dans le plan de prévention prévu par les articles R. 4512-6 à R. 4512-12 du code du travail ou du permis de feu relatifs aux travaux envisagés* ».

L'examen du permis de feu référencé 19-1244 n'a pas permis de déterminer si la compatibilité avec la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie avait été vérifiée.

Demande A7-2 : Je vous demande, lors de la réunion de la levée des préalables en vue de la délivrance des permis de feu, de vous assurer de leur compatibilité avec la démarche de maîtrise du risque incendie et d'enregistrer cette vérification conformément à l'article 2.3.2 de la décision en référence [13].

A7-3 Sectorisation incendie DUS n°1 et 2

Les inspecteurs ont contrôlé les bâtiments des Diesels d'Ultime Secours (DUS) n°1 et 2. Ces locaux sont constitués de voiles bétons de 50 cm d'épaisseur et sont classés en différents volumes de feu. Au cours de cette visite il a été constaté que les trémies dans les murs des locaux DUS étaient partiellement rebouchées avec de la mousse de couleur noire et certaines contenaient encore de la laine de roche ayant servi de coffrage. Les inspecteurs ont consulté la note recensant l'ensemble des trémies référencée DUS-2016-SPEC-REC-003-D « nomenclature des traversées ». Cette note précise que les traversées doivent notamment faire l'objet d'un requis coupe-feu 1h. Or les exigences en termes de tenue au feu du bâtiment DUS sont notamment REI 120 (« coupe-feu 2h ») pour les structures et pour les voiles et plafond des locaux fuel et batteries.

Cette activité de rebouchage des trémies ouvertes dans les parois en limite de volume de feu n'est pas identifiée comme une AIP. Or au titre de l'article 1.2.1 de la décision en référence [13] les volumes de feu constituent un niveau de défense en profondeur permettant « la limitation de l'aggravation et de la propagation d'un incendie ».

Les inspecteurs ont également consulté le mode opératoire de mise en œuvre de la mousse de rebouchage FR1593, référence DUS-2016-SPEC-EXE-006-A et le document de suivi d'intervention « DSI » n°21717007841 relatif à l'activité de rebouchage des traversées. Ils ont constaté que la trémie repérée FE001 avec un requis spécifique feu a été rebouchée en utilisant de la mousse composée d'un mélange de deux produits « A1722390121 » et « B1822140008 ». Les inspecteurs n'ont pas constaté de lien entre les produits précités et ceux requis dans la nomenclature des traversées et dans le mode opératoire.

Demande A7-3.1 : Je vous demande de procéder à la remise en conformité la trémie repérée FE001 aux exigences de tenue au feu qui lui sont applicables.

Demande A7-3.2 : Je vous demande de renforcer la surveillance que vous exercez, en application des dispositions de l'article 2.2.2 de l'arrêté en référence [2] afin d'être en mesure d'attester de la conformité des produits de rebouchage mis en œuvre à ceux requis pour assurer le degré « coupe-feu » exigible.

Demande A7-3.3 : Je vous demande, au regard de la décision en référence [13], de considérer que l'activité de rebouchage des trémies est une AIP lorsque cette activité concerne des parois en limite de volume de feu.

A7-4 DUS des réacteurs n° 1 et n° 2

Sur la toiture du DUS appairé au réacteur n°1, les inspecteurs ont constaté que deux contre écrous étaient partiellement vissés sur les tiges d'ancrage des deux pieds de poteaux centraux et qu'un écrou était desserré entre le grillage métallique et la charpente. Par ailleurs, il a été également constaté sur la toiture du DUS appairé au réacteur n° 2 qu'un contre écrou était partiellement vissé sur la tige d'ancrage d'un des pieds de poteau central.

Demande A7-4.1 : Je vous demande de remettre en conformité les ancrages avec les exigences mentionnées dans les plans ad hoc.

A8 Mise en situation

Des mises en situation ont été réalisées sur le réacteur n° 1 à l'état technique VD1 et à l'état documentaire PTD n° 3-N4. Ces mises en situation visaient à contrôler que les consignes et actions demandées « en local » aux agents de terrain pouvaient être réalisées et prenaient bien en compte l'état réel des installations.

A8-1 Mise en situation – Perte du refroidissement de la piscine de refroidissement du combustible – Conduite de l'accident sur la base des règles et consignes disponibles au panneau auxiliaire.

Les actions attendues de l'opérateur « réacteur » sont mentionnées dans la règle de conduite « EVK » référencée D45481801477 indice 00. Parmi les actions préventives, la fiche d'action locale RFLA LA19 dont l'application doit être initiée par le superviseur, demande la mise en place de protections sur les matériels électriques du BK.

Ces protections sont constituées de bâches en vinyle prédécoupées selon les dimensions reportées dans la RFLA 19 appliquée. A défaut, la fiche demande à l'agent de terrain de découper les bâches. Les inspecteurs ont constaté que ces bâches sont à découper dans du vinyle en libre-service de taille standard à l'aide d'un cutter. Un mètre peut être emprunté au magasin. La consigne ne mentionne ni leur localisation, ni l'exigence d'avoir à disposition le matériel de découpe.

Demande A8-1.1 : Je vous demande de modifier la consigne RFLA LA 19 afin que l'agent de terrain puisse identifier précisément le lieu d'entreposage des bâches requises pour assurer la protection des matériels électriques du BK, en cas de perte totale du refroidissement de la piscine de désactivation.

Vous veillerez à ce que le nombre d'actions demandées à l'agent de terrain dans ce cadre soit réduit autant que possible. A cet effet, vous évalueriez notamment l'avantage, au plan de la sûreté nucléaire, qu'apporterait un pré-positionnement des bâches précitées au plus près des matériels à protéger.

La consigne EVK demande ensuite l'engagement d'actions majeures, telle la mise en place de la sonde de mesure de débit de dose à proximité de l'exutoire du bâtiment BK et la préparation à l'ouverture de cet exutoire. Cette ouverture est nécessaire pour évacuer la vapeur présente dans le hall du BK. Les actions à accomplir sont respectivement encadrées par les fiches référencées RFLA LA 13 et RFL LL 216. Les inspecteurs retiennent de l'application de la fiche RFLA LA 13 que :

- les équipements de protection individuelle requis, le sac de transport de l'outillage nécessaire à l'installation de la sonde sur son support, l'encombrement et la fragilité de la sonde contraignent fortement le seul cheminement possible pour l'agent de terrain (plusieurs échelles à crinoline à emprunter) ;
- la consigne demande de s'assurer du bon fonctionnement de la sonde après son installation alors que la sonde ne comporte aucun indicateur de bon fonctionnement, ni d'indicateur du niveau de charge de sa batterie. Cette vérification s'avère donc impossible à réaliser ;
- le marchepied pour installer la sonde sur son support n'est pas ancré.

Les inspecteurs ont également constaté l'intérêt de confier au même agent de terrain la réalisation des actions prévues par RFL LL 216.

Demande A8-1.2 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée, en particulier en ce qui concerne les modifications à apporter aux installations afin que les actions locales requises par les consignes RFLA LA 13 et RFL LL 216 puissent être réalisées avec l'efficacité attendue et dans le respect des exigences de protection des travailleurs.

Par la suite, la consigne EVK demande d'engager la préparation des appoints en eau à la piscine BK. Les actions à accomplir sont encadrées par les fiches locales RFL LL 218 et RFL LL 65. Les inspecteurs retiennent de l'application de ces fiches que :

- la fiche RFL LL 218 demande de se munir d'une clé de condamnation administrative et d'une clé carrée (pour le réglage de la vanne PTR050VD). La localisation de ces clés n'étant pas précisée sur la consigne, la clé carrée n'a pas été trouvée. Celle-ci a toutefois été retrouvée de façon inopinée dans le caisson de rangement de la manchette souple de raccordement PTR100TG dans le local KX1025 ;
- pour un appoint à la piscine BK par le système SED, la fiche RFL LL 218 demande à ligner la manchette souple sur PTR 050 FI qui correspond au système JPI. A l'inverse, pour un appoint à la piscine BK par le système JPI, la même fiche demande à ligner la manchette souple sur SED 339 VD. L'application stricte de la fiche RFL LL 218 conduit à une inversion des lignages requis par la consigne EVK ;
- lorsque la manchette est lignée (sur JPI ou SED), la consigne demande la manœuvre en ouverture de la vanne PTR 050 VD pour effectuer l'appoint à la piscine BK. La consigne ne demande pas l'ouverture de la vanne PTR 020 VD (en position fermée) présente en amont de la vanne PTR050VD ;
- La fiche RFL LL 65 requiert le réglage du débit d'appoint via la vanne PTR 050 VD. Ce réglage est sans effet dans la mesure où l'ouverture de la vanne PTR 020 VD présente en amont est en position fermée.

Les inspecteurs retiennent que la présence de la vanne PTR 020 VD en position fermée remet significativement en cause l'atteinte des objectifs attachés aux fiches RFL LL 218 et RFL LL 65.

Demande A8-1.3 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée du point de vue de la complétude des actions identifiées dans les fiches RFL LL 218 et RFL LL 65 au regard des objectifs qui leur sont attachés.

A8-2 Mise en situation – Perte totale des alimentations électriques – Réacteur en production

En cas de perte totale des alimentations électriques (situation H3 de la démonstration de sûreté nucléaire), l'arrêt automatique du réacteur est obtenu par la chute des grappes de commande. Le turbo-alternateur (système LLS) entraîné par la vapeur issue des générateurs de vapeur assure la production de l'énergie nécessaire à l'alimentation électrique de la pompe assurant l'injection aux joints des pompes primaires et le maintien de l'intégrité du circuit primaire. La mise en situation a également postulé la défaillance du système LLS. Dans ces conditions, la démonstration de sûreté nucléaire requiert la mise en service de la turbine à combustion (TAC).

Les actions attendues de l'opérateur « réacteur » sont mentionnées dans la règle de conduite « ECP1 » puis dans la fiche RPS n° PR 00 qui oriente les opérateurs vers la fiche « perte 6,6 kV » PR 01. Les inspecteurs ont demandé l'exécution des fiches d'actions locales suivantes :

- RFLE 01 : mise en service du diesel LHP en local ;
- RFLE 160 : mise en configuration LHA/TAC ;
- RFL 108 : mise en place des généphones.

Lors de l'exécution des actions mentionnées dans la fiche RFLE 01, les inspecteurs ont constaté que

- la fiche interroge l'agent de terrain sur la position extraite du levier de survitesse. Il n'y a pas d'élément permettant de juger la position extraite ou non de ce levier en local ;
- la fiche demande l'ouverture d'une « vanne d'air DA501 ». Ce repère fonctionnel correspond au local du diesel LHP. Les vannes d'air sont identifiées LHP 496 VA et LHP 497 VA ;
- la fiche demande de débloquent le levier d'embrayage, ce dernier se trouve entre l'extrémité du moteur et l'arbre rotatif. L'accès à la zone concernée est encombré ;
- la fiche requiert l'utilisation d'un tachymètre portatif lors du second démarrage du diesel. Cet instrument de mesure n'était pas disponible lors de l'inspection ;
- la fiche ne mentionne pas la nécessité de disposer de moyens d'éclairage et de communication autonomes.

Lors de l'exécution des actions mentionnées dans la fiche RFLE 160, les inspecteurs ont constaté que :

- le temps d'exécution des actions a atteint 1h22 alors que la consigne prévoit un temps d'exécution de 1h00. Ces actions ont été accomplies dans des conditions jugées optimales dans la mesure où la mise en situation a été déroulée de jour et sans prendre en compte les difficultés de franchissement des accès dans les différentes zones qui seraient induites par la perte de l'alimentation électrique des dispositifs de contrôles d'accès ;

- la fiche requiert la manipulation, voire la permutation de nombreuses clés, toutes correctement repérées. Pour autant, la capacité de l'agent de terrain à réaliser ces manipulations et permutations en l'absence d'éclairage dans les locaux concernés reste à confirmer ;
- la fiche requiert notamment la mise hors service sur le tableau LLE du local LD0708 du disjoncteur LLE 203 JA (LLK 001 TB) alors que le repère associé in situ au disjoncteur LLE 203 JA est (LLK 001 JB) ;
- la fiche requiert l'ouverture de la porte d'accès au local de la TAC. Or, la manœuvre de cette porte est obtenue par des moteurs électriques non secourus. L'agent de terrain n'a pas été en mesure de provoquer manuellement l'ouverture de la porte, faute de consigne disponible ;
- la fiche demande l'ouverture des obturateurs de l'échappement des gaz de combustion de la TAC. Si l'ouverture de ces obturateurs a été réalisée, ceux-ci présentaient une résistance lors de leur fermeture qui n'a pas permis à l'opérateur de replacer le matériel dans ses conditions initiales ;
- sur le tableau LLC (local LD0703), la fiche demande de confirmer hors service les matériels LLC 310 JA (LLO 001TB) alors que le repère terrain est LLC 310 JA (LLO 001JB) ;
- sur le tableau LLG (local LD0703), la fiche demande de confirmer hors service les matériels LLG 603JA (DTV 601CR) alors que le repère terrain est LLG 603JA (DTV 601CZ).

Demande A8-2.1 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée, notamment en ce qui concerne le caractère conservatif des délais de réalisation des actions requises pris en compte à la conception des règles de conduite en situation d'accident. Vous veillerez notamment à prendre en compte les effets induits, en situation H3, par la perte des alimentations électriques des dispositifs de contrôle d'accès et par la nécessité de réaliser l'ensemble des actions demandées dans des conditions d'éclairage précaires.

Demande A8-2.2 : Je vous demande de tirer les enseignements de la mise en situation précitée du point de vue de la capacité des agentes de terrain à confirmer l'exécution des actions accomplies aux opérateurs de la salle de commande en situation de perte totale des alimentations électriques, compte tenu des modalités d'alimentation des génophones.

Plus généralement, les inspecteurs ont constaté que les fiches RFLLE 01 et RFLLE 218 avaient fait l'objet de validations à blanc. Seuls certains écarts constatés en inspection ont fait l'objet d'un signalement à vos services centraux, via le forum CIA (Fiche AV5FE1381 du 24/10/2017 relative à la RFLLE 218). Si l'examen du projet de consigne RFLLE 218 à l'état documentaire VD2-N4 (réf : D455618057984ind0) fait apparaître la prise en compte de certains écarts, les consignes actuellement d'application à l'état documentaire PTD n°3-N4 restent erronées alors que ce référentiel constitue le socle pour assurer la mise en œuvre du DA VD2-N4.

La situation constatée par les inspecteurs questionne la pertinence du processus de validation des consignes de conduite en situation d'incident et d'accident. A ce stade, les vérifications effectuées dans ce cadre reposent essentiellement sur une mise en situation « à blanc » sur simulateur après un contrôle administratif de validité des repères fonctionnels mentionnés. Cette démarche ne permet pas de démontrer l'applicabilité de l'ensemble des fiches d'actions locales.

Demande A8-2.3 : Je vous demande, avant le rechargement du réacteur n° 2, de :

- **procéder, aux modifications des consignes de conduite en situation d'incident et d'accident, état PTD n°3-N4, pour résorber les anomalies issues des validations réalisées par le CNPE, que celles-ci fassent l'objet d'une fiche « forum CIA » ou non ;**
- **résorber les anomalies repérées en inspection lors des mises en situation précitées.**

Si le correctif consiste en la réalisation d'une modification matérielle, vous veillerez à m'indiquer, dans le même délai, le calendrier prévisionnel « réaliste » du déploiement de ce correctif, en justifiant le délai associé et en précisant les éventuelles mesures compensatoires que vous mettez en œuvre dans l'attente du déploiement dudit correctif.

A.9 Confrontation de l'état réel des installations à celui enregistré dans les outils informatiques

Lors des contrôles réalisés sur le terrain, les inspecteurs ont constaté que :

- dans le local 1NA0322, le stockage de matériels (sac de ciment, bouteille de gaz, desserte...) rendait difficilement accessible la vanne SED570VD (dont la manœuvre était appelée par la LL218) et était source d'agression potentielle sur les équipements présents dans le local ;
- dans le local KX0551, le diffuseur présent sur le réseau incendie était endommagé ;
- dans le bâtiment HDU100120, une plaquette arrêtoir décalée de son repère sur le réservoir F026L00025BT1 ;
- en toiture du DUS n°1, la présence d'un étau sous les groupes froids et le supportage du tuyau d'évacuation des eaux pluviales par un madrier en bois non fixé ;
- sous le coffret électrique 2EDE902CR, que le passage des câbles était rebouché avec des gravillons ;
- la présence d'un supportage à proximité immédiate du circuit d'alimentation en air du dispositif de fermeture de la vanne 2 PTR 006 VB. La flexibilité de la tuyauterie est susceptible d'être à l'origine d'une perte d'intégrité du circuit, notamment en cas de séisme.

Ces écarts n'étaient pas été enregistrés dans l'outil informatique correspondant.

Demande A9 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour résorber les écarts constatés lors des contrôles réalisés sur le terrain pour rendre cohérents l'état enregistré dans les outils informatiques et l'état réel des installations.

*

B. Demandes de compléments d'information

B1 Détermination de l'état du réacteur avant lequel les DMP et les MTI doivent être déposés

À partir de la liste des DMP et des MTI extraite de votre outil de gestion préalablement au basculement sur la voie électrique B lors de l'arrêt 2VD17 (voir la demande A3), les inspecteurs ont examiné pour quel état du réacteur la dépose de chaque DMP ou MTI était demandée. Ils ont notamment observé que :

- cet état pouvait être différent pour des MTI apparemment identiques portant sur des matériels semblables ; par exemple, la dépose de la MTI sur 2 ARE 821 ID (TOT de pose n° 02041984-01) est demandée avant le passage du réacteur du domaine d'exploitation AN/RRA au domaine AN/GV (« évaluation et contrôle ultime [ECU] » 34), alors que la dépose de la MTI sur 2 ARE 823 ID (TOT de pose n° 02059450-01) est demandée avant le passage du réacteur du domaine « arrêt pour intervention (API) suffisamment ouvert » au domaine « API non suffisamment ouvert » (ECU 31) ;
- la dépose de la MTI « pose forçage suite retour d'expérience PNPP4252 (voie A) » sur 2 DEL 005/007 VN (TOT de pose n° 02292305-01) est demandée avant le basculement sur la voie électrique A (ECU 60), alors que la dépose de la MTI « pose forçage suite retour d'expérience PNPP4252 (voie B) » sur 2 DEL 006/008 VN (TOT de pose n° 02299022-01) n'est pas demandée pour un état particulier du réacteur (on pourrait s'attendre à ce qu'elle soit demandée pour le basculement sur la voie électrique B [ECU 61]).

Demande B1 : Je vous demande de justifier que l'état du réacteur pour lequel la dépose des MTI susmentionnées est demandée est approprié.

B2 Documentation des comités de sûreté extraordinaires

Votre référentiel interne [10] prévoit la possibilité de réunir un « comité sûreté extraordinaire » pour « faciliter une prise de décision à enjeu de sûreté » et précise les conditions nécessaires à la tenue de ce comité.

Les inspecteurs ont demandé à consulter le compte-rendu du comité de sûreté extraordinaire qui s'est tenu le 17 mai 2019. Ce compte rendu est formalisé dans une base de données informatique. Au moment de l'inspection, vos représentants n'ont pas été en mesure de démontrer, sur le fondement de ce compte-rendu, que le quorum avait été atteint.

Demande B2 : Je vous demande de vous assurer que la documentation et la traçabilité dont les comités de sûreté extraordinaires font l'objet permettent de démontrer la validité des décisions prises à l'issue de ces comités.

*

C. Observations

*C1 – Secours de l'alimentation de la bâche ASG par le système JP**

La modification référencée « PNPP4864 » permet la résorption de plusieurs écarts qui affectent l'évaluation de la consommation d'eau en cas de perte totale des alimentations électriques externes. Les inspecteurs ont constaté la mise en place des dispositifs de vannage et de filtration nécessaires.

Le montage retenu par EDF requiert l'installation de la manchette dite « manchette PUI » 2 ASG 008 TG. Dans la mesure où la perte totale des alimentations électriques peut être sismo-induite, la capacité de réalimentation de la bâche ASG par le système JP* n'est donc acquise que si un agent de terrain est en mesure de positionner cette manchette avant l'atteinte du seuil requérant la réalimentation de la bâche ASG.

J'observe que les choix de conception retenus par EDF ne permettent pas de considérer « disponible », au sens des spécifications techniques d'exploitation, la réalimentation de la bâche ASG par le système JP* tant que la manchette précitée n'est pas raccordée aux brides prévues à cet effet.

C2 – Mise en situation

Lors des mises en situation, les inspecteurs ont constaté que la fiche RFLE 160 demande des actions sur les matériels suivants, implantés dans le local PA0501) :

- LLQ 211JA (9 DNP 001 AR) ;
- LLQ 109JA (JJP 001 PO) ;

La fiche précitée est commune aux deux réacteurs et la dénomination du matériel est strictement la même dans la mesure où la station de pompage constitue une installation commune aux deux réacteurs.

Dans le local PA0501, les inspecteurs ont noté que les tableaux électriques du réacteur 1 visés par la fiche sont face ou à côté des tableaux électriques associés au réacteur 2. Le seul « détrompeur » mis en place pour prévenir une confusion entre le réacteur 1 et le réacteur 2 est une ligne bleue au sol.

J'observe qu'en cas d'accident, notamment lorsque l'éclairage des locaux n'est plus assuré du fait d'une perte totale des alimentations électriques, l'opérateur pourrait intervenir sur les équipements du réacteur non accidenté et provoquer ainsi un nouvel accident sur le réacteur voisin.

C3 Surveillance des intervenants extérieurs

Lors des visites de chantiers, les inspecteurs ont constaté une intervention dans le local des batteries CTA HDU2006LO du bâtiment du DUS du réacteur 2. Alors que le risque d'anoxie était clairement mentionné sur la porte du local, les inspecteurs ont constaté que les intervenants ne portaient pas d'oxygénomètre.

J'observe que la surveillance mise en place par EDF n'a pas conduit le CNPE à signaler aux intervenants extérieurs la nécessité de porter les équipements de protection individuelle (EPI), notamment ceux nécessaires à la prévention des risques susceptibles de menacer leur sécurité ou leur santé au travail.

C4 Revêtement des toitures des bâtiments DUS

Les inspecteurs ont constaté sur les toitures des bâtiments des DUS, un revêtement constitué de gravillons roulés 15/25 d'épaisseur de 60 mm et de dalles béton de 500x500x50 mm non fixées. Le plan d'intégration référencé PDAA3S084081590MGCP a été consulté lors de l'inspection et prévoit cette configuration.

J'observe cependant que la présence d'éléments non fixés en toiture d'éléments DUS est susceptible de constituer un agresseur potentiel en cas d'agression extrême.

C5 Pilotage du programme de vérification en temps différé et d'audit

Chaque année, les « structures sûreté qualité » des centrales nucléaires établissent un programme de vérification, qui inclut des vérifications en temps différé et des audits (voir la demande A4), conformément aux dispositions prescrites par la directive d'EDF en référence [9]. Les inspecteurs ont examiné la manière dont la réalisation du programme annuel de vérification est pilotée par le SQA à la centrale nucléaire de Chooz.

Ils ont constaté que le pilotage mis en œuvre permet d'assurer la réalisation de la totalité des vérifications en temps différé demandées par la directive en référence [9]. Tous les audits prévus dans le programme annuel sont également réalisés, mais certains se terminent au début de l'année suivante. En revanche, les outils de pilotage dont le SQA s'est doté ne permettent pas de connaître de manière simple et rapide l'état d'avancement des vérifications en temps différé et des audits dans le domaine de la sûreté nucléaire avant que ces vérifications et ces audits ne soient terminés. Ceci constitue une fragilité qui pourrait compromettre la réactivité du pilotage en cas de difficulté ou de changement d'organisation (par exemple en cas de changement des modalités d'établissement du programme de vérification ou en cas de modification des ressources).

J'observe que la robustesse du pilotage de la réalisation des vérifications en temps différé et des audits mérite d'être améliorée.