

DIVISION DE LYON

Montrouge, le 13 août 2018

N/Réf. : CODEP-LYO-2018-039551

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire de
production d'électricité de Cruas-Meysse**
Electricité de France
CNPE de Cruas-Meysse
BP 30
07 350 CRUAS

Objet : Inspection de la centrale nucléaire de Cruas-Meysse (INB n° 111 et n° 112)
Inspection du 5 au 7 juin 2018
Thème : R.1.2 Rigueur d'exploitation – Identification et traitement des écarts

Référence : [1] Code de l'environnement, notamment le chapitre VI du titre IX du livre V
[2] Lettre ASN n° CODEP-LYO-2017-050016 du 7 décembre 2017
[3] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[4] D4008.27.01/Manuel Qualité de la Division du Parc nucléaire édition 2014
[5] EDF – Directive interne DI-55 n° 455016131944 indice 5
[6] Note EDF D5180/NE/DR/02211/00 relative au processus de traitement des constats et écarts
[7] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-042199 du 23 décembre 2015
[8] Décision de l'ASN n° 2014- DC-0444 du 15 juillet 2014 relative aux arrêts de réacteur
[9] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-032330 du 28 août 2015
[10] Lettre EDF D455017016386 du 21 décembre 2017

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence [1] concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection renforcée a eu lieu du 5 au 7 juin 2018 dans la centrale nucléaire de Cruas-Meysse, sur le thème « Rigueur d'exploitation – Identification et traitement des écarts ».

J'ai l'honneur de vous communiquer, ci-dessous, la synthèse de l'inspection ainsi que les principales demandes et observations qui résultent des constatations faites par les inspecteurs.

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 5 au 7 juin 2018 avait pour objectif de contrôler l'organisation mise en œuvre par le site pour répondre aux exigences réglementaires associées au traitement des écarts. Elle a notamment conduit l'ASN à confronter à ces exigences les actions correctives mises en œuvre par l'exploitant en réponse au courrier en référence [2]. Plus largement, les inspecteurs ont examiné les modalités d'identification des écarts et contrôlé par sondage les actions engagées par la centrale nucléaire de Cruas-Meysses au regard des dispositions prescrites au chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [3].

Ces contrôles ont amené les inspecteurs à comparer l'état réel de plusieurs systèmes ayant le statut « EIP »¹ avec celui décrit dans les documents d'EDF qui attestent de la capacité de ces EIP à remplir leur fonction. Ils ont également contrôlé les modalités de surveillance de plusieurs activités de statut « AIP »² sous-traitées susceptibles d'être à l'origine d'écarts.

Les inspecteurs retiennent que les dispositions organisationnelles mises en œuvre pour identifier les écarts puis procéder à leur traitement ne permettent pas, dans les faits, d'accéder à la connaissance réelle de l'état technique des EIP, ni de la nature des mesures décidées, programmées ou mise en œuvre pour pallier puis résorber les effets des écarts qui affectent ces EIP. Ils ont constaté que les actions prises pour corriger les insuffisances des processus signalées par le courrier en référence [2] ne produisent pas les améliorations attendues, ce qui conduit l'ASN à s'interroger, d'une part, sur le caractère suffisant et la pertinence du diagnostic réalisé par EDF pour définir les actions correctives et préventives à mettre en œuvre et, d'autre part, sur la capacité d'EDF à mobiliser les ressources nécessaires à la réalisation de ces actions.

L'aptitude de l'exploitant à justifier de la prise en compte des exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement dans ses prises de décisions est remise en cause, dans la mesure où les éléments de preuve de la conformité des EIP et des conditions de réalisation des AIP aux exigences définies sont incomplets, du fait d'une méconnaissance de ces exigences définies et de l'état réel des installations.

Les contrôles réalisés par sondage montrent que les outils de traçabilité utilisés par la centrale nucléaire de Cruas-Meysses et la rigueur dans leur utilisation ne permettent ni de connaître « en temps réel » la nature des anomalies recensées, ni d'en apprécier les incidences sur le niveau de protection des intérêts. Les inspecteurs ont également noté que les règles d'utilisation de ces outils conduisent à catégoriser ces anomalies puis à les hiérarchiser sur la base de critères non indépendants entre eux, au sens où une anomalie peut relever simultanément de plusieurs de ces critères. L'application de ces règles induit un biais lors de la confrontation des indicateurs issus de l'exploitation de ces outils avec les indicateurs mis en place par vos services centraux, et donne une vision faussée de la performance des processus mis en œuvre par le site de Cruas-Meysses pour maîtriser la conformité des installations à la démonstration de protection des intérêts.

¹ EIP : Élément important 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 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.

² AIP : 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 activité participant aux dispositions techniques ou d'organisation prises ou envisagées aux stades de la conception, de la construction et de l'exploitation sont de nature à prévenir ou à limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Les inspecteurs ont relevé sur le terrain plusieurs dégradations significatives susceptibles d'affecter le fonctionnement du système d'alimentation secouru des générateurs de vapeurs, des groupes électrogènes de secours, des systèmes de réfrigération des piscines d'entreposage des combustibles usés. Enfin, les contrôles réalisés par les inspecteurs en matière de surveillance des activités sous-traitées révèlent que la surveillance exercée par EDF est essentiellement documentaire, quand bien même le retour d'expérience de l'exécution d'activités sous traitées a révélé d'importantes anomalies dans l'exécution de certains gestes techniques.

Les pratiques du CNPE en matière d'identification et de traitement des écarts nécessitent donc des actions correctives significatives. Le nombre élevé d'anomalies qui affectent les installations et la méconnaissance de l'état réel des installations affaiblissent en profondeur la performance des processus décisionnels en lien avec la protection des intérêts. L'ASN estime donc nécessaire qu'EDF mette en place rapidement des actions structurantes pour restaurer, sur le terrain, les capacités techniques requises pour maintenir la conformité de ses installations aux exigences de conception, fabrication, réalisation et exploitation des matériels.

☺

Vous trouverez en annexe les demandes et observations issues de cette inspection. Je vous informe que l'ASN attachera une attention particulière à l'effectivité des actions qu'elles appellent de votre part, en particulier dans le cadre des opérations menées lors des arrêts des réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas-Meysse.

J'appelle votre attention sur les enjeux associés à la connaissance de l'état réel des installations et à sa maîtrise. A ce stade, le processus d'identification et de traitement des écarts déployé sur le site ne peut être considéré comme respectant pleinement les exigences de rigueur et de qualité prescrites pour la préparation et l'exécution d'activités importantes pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

*

A l'exception des demandes pour lesquelles un délai plus contraint est spécifié, vous voudrez bien me faire part, **sous deux mois**, 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 prévue 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 considération distinguée.

La directrice générale adjointe

SIGNÉ PAR

Anne-Cécile RIGAIL

Centrale nucléaire de Cruas-Meysse - Inspection du 5 juin au 7 juin 2018

A. Demandes d'actions correctives

A.1 Identification des écarts

Le III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [3] 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 [4] et de celles de la directive interne en référence [5]. Ces dispositions sont en outre précisées par la note en référence [6].

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 [3], 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.

Selon les documents en référence [4] à [6], la traçabilité des détections et signalements est assurée par l'émission d'un « constat ». Si ce dernier nécessite la réalisation d'actions, celles-ci sont spécifiées et planifiées dans un « plan d'actions » (PA-CSTA). La définition du plan d'actions est accompagnée, lorsque le constat à son origine vise un matériel, par 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 est apparue fortement variable d'un utilisateur à l'autre, la pertinence et la qualité des informations introduites dans le SDIN pour l'accomplissement de l'activité de traitement des écarts – activité de statut « activité importante pour la protection des intérêts » (AIP) – sont notablement insuffisantes pour justifier l'accomplissement des actions requises à l'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [3].

Pour les « constats » relatifs au fonctionnement des organisations, la traçabilité de leur traitement est assuré au moyen de l'outil « Terrain ».

Le paragraphe 5.2 de la note en référence [6] mentionne que les objectifs de la caractérisation d'un constat visent à déterminer :

- l'importance du constat pour la protection des intérêts ;
- si le constat constitue :
 - o un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables, ou à des prescriptions et décisions de l'ASN,
 - o un manquement aux exigences du manuel qualité de la Direction de la production nucléaire d'EDF ;
- si le constat relève d'un critère de déclaration d'un événement significatif.

Ce paragraphe reprend en partie les termes de l'article 2.6.2 de l'arrêté en référence [3] relatif à la « caractérisation » **d'un écart**, notion réglementairement définie. Les dispositions décrites dans le paragraphe 5.2 précité s'appliquent donc aux écarts, ce qui impose à votre organisation d'être en mesure d'identifier, en temps réel, les exigences définies, au sens de l'arrêté en référence [3] et les exigences spécifiées par votre système de gestion intégrée (SGI) établi en application de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [3] qui ne sont pas satisfaites.

En outre, l'annexe 2 de la note en référence [6] mentionne plusieurs exemples « *susceptibles de relever de l'ouverture d'un PA-CSTA* ». Les inspecteurs constatent que cette liste identifie explicitement des écarts au sens l'arrêté en référence [3] (dépassement d'un critère fonctionnel au-delà duquel les performances de l'équipement ne sont plus vérifiées, alarme « DOS » inopérante, équipement découvert non opérationnel et ayant un impact sur la sûreté, fuite d'un équipement sous pression, pièce de rechange non conforme).

L'utilisation de termes différents de ceux mentionnés dans la réglementation complexifie l'appropriation, notamment par les acteurs de terrain, des processus d'identification et de traitement des écarts que vous devez mettre en œuvre et éloigne ces acteurs du sens donné à ces processus. Enfin, l'introduction du terme « constat » vous conduit à détourner l'objet de la caractérisation d'un écart, étape que vous utilisez dans les faits pour identifier *a posteriori* les exigences définies, alors que cette étape est requise en amont pour évaluer les impacts de l'écart sur la protection des intérêts, identifier la nécessité de mettre en œuvre des mesures conservatoires et justifier le délai de résorption de l'écart. Les inspecteurs constatent, en conséquence, que votre organisation n'est pas en mesure d'identifier dans les plus brefs des délais le non-respect d'une exigence définie.

Demande n° A1-1 : Je vous demande de corriger les notes constitutives de votre système de gestion intégrée afin que les termes utilisés pour décrire les modalités d'exécution de l'AIP « traitement des écarts » ne soient pas à l'origine de non-conformités à l'arrêté en référence [3].

Demande n° A1-2 : Je vous demande de mettre à disposition des acteurs de terrain en charge de l'identification des écarts les informations utiles et opérationnelles afin que ces derniers soient en mesure, dans les faits, de respecter les dispositions des articles 2.6.1 et 2.6.2 de l'arrêté en référence [3].

Les inspecteurs notent que 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° 00505545 relative au groupe électrogène à moteur diesel mutualisé (GUS) fait état de non-conformité des ancrages de ce matériel aux recommandations mentionnées dans le guide des équipements électriques (GEE) et la DT « GP » n° 00534874 relative au groupe électrogène à moteur diesel repéré 1LHQ sont en fait des DT « AM » dont le traitement a été inscrit dans le cadre d'un arrêt de réacteur. Ces pratiques introduisent un biais dans le pilotage de la conformité des réacteurs à leurs exigences définies et dans le compte-rendu que vous réalisez auprès de vos services centraux.

Concernant les sources électriques de secours, l'ASN note que l'état des EIP précité ne permet pas de mettre en œuvre, dans les faits, les demandes formulées dans son courrier en référence [7] relatif à l'écart affectant le local du turbo-alternateur de secours (LLS), notamment celles visant 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 2882 DT autres que les DT « AM » sont ouvertes et visent, *a priori*, une anomalie matérielle. Ils retiennent que les règles de classement des DT ne sont pas adaptées puisqu'elles se basent sur des critères non indépendants et de nature différente. Dans ces conditions, les inspecteurs retiennent que 5667 DT « AM » et assimilées sont encore actives sur la centrale de Cruas-Meysse.

Demande n° A1-3 : 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 [3].

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. Le délai d'établissement de l'OT devrait donc être considéré par EDF comme un délai maximal d'enclenchement des actions de correction de l'anomalie. Le processus correspondant, référencé P21, est porté par le système d'information du nucléaire (SDIN). La mise en œuvre de ce processus impose que les impacts de l'anomalie, objet de chaque DT, sur la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement soient évalués. Or les inspecteurs ont constaté que le « niveau de gravité » mentionné dans l'outil de suivi des « DT » n'est pas renseigné pour 4906 DT et que les éléments d'appréciation contenus dans le descriptif de chaque anomalie sont insuffisants pour évaluer la sévérité de l'anomalie au plan de la protection des intérêts et, *in fine*, statuer sur l'existence d'un écart au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [3].

À titre illustratif, les inspecteurs ont examiné les éléments de caractérisation de l'anomalie affectant la pompe mobile repérée 9 EAS 009 PO, du système d'aspersion de l'enceinte, sur la base des informations mentionnées dans l'outil de suivi. Celles-ci faisaient état « d'un câble du moteur sectionné à plusieurs endroits ». Cette pompe mobile est requise en cas de perte totale des alimentations électriques alors que le réacteur est à l'arrêt et refroidi par le système de réfrigération à l'arrêt (état AN/RRA). Cette situation accidentelle est nommée « situation H3.2 – appoint au circuit primaire » dans le rapport de sûreté des réacteurs électronucléaire de 900 MWe. Le niveau de gravité n'est pas renseigné dans l'outil de suivi précité et les actions engagées depuis la détection de l'anomalie n'ont pas été enregistrées dans cet outil alors que les défauts précités ont été découverts le 30 avril 2018. En cas de repli fortuit du réacteur dans l'état AN/RRA, l'indisponibilité de la pompe précitée provoque de fait un accroissement du risque de fusion du cœur en cas de perte des alimentations électriques. La DT correspondante porte le n° 00540674. Cette DT ne mentionne pas les mesures conservatoires prises par EDF pour gérer les conséquences de l'anomalie relevée et ne précise pas si les derniers résultats des essais réalisés sur cette pompe tous les cinq cycles sont remis en cause.

Les inspecteurs ont également examiné le PA-CSTA n° 00096602 ouvert le 13 avril 2018 après constat du non-respect du critère de sûreté (critère A) relatif au débit de circulation de l'eau de refroidissement dans l'échangeur repéré 1 EAS 002 RF. Selon les informations mentionnées dans le PA-CSTA, EDF a considéré que ce non-respect ne constitue pas un écart, alors que la doctrine intégrée aux règles générales d'exploitation, applicable en matière d'essais périodiques, impose de considérer le système concerné indisponible dans un tel cas.

Au 30 mai 2018, le PA-CSTA était au statut « notifié » mais l'outil de suivi des DT n'identifiait pas d'anomalie matérielle, alors que les éléments mentionnés dans le PA-CSTA faisaient état de la présence d'un corps étranger dans le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement de l'échangeur repéré 1 EAS 002 RF. Outre l'anomalie matérielle, cette situation est également révélatrice d'un écart aux procédures de prévention du risque d'introduction de corps étrangers dans les systèmes « EIP », exigences qui font partie du SGI.

Demande n° A1-4 : Je vous demande de procéder, sans délai, à la consolidation des informations mentionnées dans votre outil de suivi des PA-CSTA et des DT afin que celui-ci réponde aux exigences des articles 2.6.3 et 2.5.6 de l'arrêté en référence [3]. J'appelle votre attention sur le fait que cette demande renforce la demande n° A5 du courrier en référence [1]. La persistance des manquements à leurs origines expose EDF aux mesures prévues à l'article L. 171-7 du code de l'environnement.

Si, au plan des principes, l'organisation mise en place répond aux prescriptions de l'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [3], les contrôles réalisés sur le terrain par les inspecteurs ont révélé plusieurs anomalies qui affectent des EIP, pour lesquelles une très forte variabilité dans l'application de ces principes a été constatée :

- soit aucune DT n'a été établie,
- soit la DT créée ne justifie pas l'absence d'écart et n'évalue pas la nocivité de l'anomalie relevée, au plan de la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement,
- soit la DT existante révèle manifestement un écart à une exigence définie sans qu'un PA-CSTA « écart » n'y soit associé.

Les situations relevées par les inspecteurs aux paragraphes A4 et A5 ci-après illustrent cette variabilité.

Ainsi, le fonctionnement de l'organisation que vous avez mise en place ne satisfait pas les principes spécifiés dans votre système de gestion intégré, en déclinaison des prescriptions précitées. Dans les faits, ce constat révèle le non-respect des dispositions de l'article 2.6.1 de l'arrêté en référence [3] et l'insuffisance du contrôle technique que vous associez à cette étape de l'activité importante pour la protection (AIP) « traitement des écarts » redevable des dispositions de l'article 2.5.3 de ce même arrêté. Dans ces conditions, les inspecteurs retiennent que la liste des écarts et l'analyse de leur effet cumulé sur le niveau de protection des intérêts à l'article L. 593-1 du code de l'environnement que vous transmettez à l'ASN, en application des dispositions de la décision en référence [8], ne peuvent pas être considérées comme fiables.

Demande n° A1-5 : Je vous demande d'apporter les adaptations nécessaires aux modalités de fonctionnement de votre organisation en matière de « traitement des écarts » pour respecter les dispositions des articles 2.5.3 et 2.6.1 de l'arrêté en référence [3].

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.

Demande n° A1-6 : 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 [3], 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.

À titre illustratif, la DT n° 00348752 relative à la tuyauterie 4 JPD 011 TY (Tuyauterie d'alimentation en eau d'extinction incendie des robinets d'incendie armés de la salle des machines du réacteur n° 4) a été ouverte le 23 mars 2017 en raison de l'absence d'une cheville de fixation sur le support n° SG105B. La DT, classée initialement en priorité 4, a été traitée le 14 décembre 2017 par la création d'un OT (n° 01961217). Cet OT réaffecte une priorité 5 à l'exécution des travaux, qui devaient intervenir en février 2018. Les inspecteurs ont constaté que ces travaux n'avaient toujours pas été réalisés au jour de l'inspection alors que la réalisation de ces derniers n'impose pas l'arrêt du réacteur. La DT correspondante ne présente pas l'évaluation de la nocivité de l'anomalie, en particulier si l'exigence de classement sismique du système est remise en cause. Cette exigence permet notamment de prévenir le risque d'inondation interne en cas de séisme.

Concernant la vanne repérée 4 RIS 201 VP du système d'injection de sécurité, les inspecteurs ont relevé que la DT, ouverte le 20 février 2018 en priorité 4, a conduit à la création d'un OT le 1^{er} mars 2018 (OT n° 02118698) pour une échéance de réalisation des travaux le 5 mai 2018. Cette DT vise la résolution d'une inétanchéité interne de la vanne. Au jour de l'inspection, les inspecteurs ont constaté que ces travaux n'avaient pas été exécutés et qu'une DT du 15 juin 2017, relative à la même anomalie, avait été ouverte puis soldée après un essai de démarrage de la pompe repérée 4 RIS 021 PO. Les inspecteurs constatent que vos processus vous permettent de clore une DT sans avoir résorbé l'anomalie qui a conduit à son ouverture.

Demande n° A2-1 : Je vous demande de modifier les règles de traitement des DT afin que celles-ci ne permettent pas :

- l'annulation ou la clôture d'une DT sans que les travaux nécessaires à la résorption de l'anomalie à leur origine aient été réalisés ;
- le changement du niveau de priorité assigné sans justification.

A.3 Maîtrise des interventions sous-traitées

Les inspecteurs ont contrôlé les modalités d'exécution de la surveillance de plusieurs activités en cours. Concernant la surveillance de l'activité de mise en place de raccords sur plusieurs piquages d'instrumentation réalisée par une entreprise placée en surveillance renforcée par EDF, les inspecteurs ont relevé que les documents présentés par l'exploitant font état :

- de la tenue de la réunion de « levée des préalables à l'intervention » le 15 mai 2018 alors que le dossier de suivi de l'intervention (DSI) mentionne la tenue de cette réunion le 14 mai 2018 ;
- du fait qu'un seul point d'arrêt est notifié dans le DSI ;
- de 36 actions de surveillance à réaliser. Les inspecteurs ont constaté, au jour de l'inspection que seule une action de surveillance avait fait l'objet d'une traçabilité, alors le taux d'accomplissement de l'activité sous traitée était proche de 70 %.

Dans la mesure où le placement d'un intervenant extérieur en surveillance renforcée résulte d'un retour d'expérience défavorable, les constats des inspecteurs mettent en exergue, *in fine*, un défaut majeur dans votre processus d'intégration du retour d'expérience lors de l'exécution des actions de surveillance. **Ces constats interrogent votre capacité à maîtriser les interventions sous traitées, donc à satisfaire les dispositions de l'article 2.2.2 de l'arrêté en référence [3].**

Les inspecteurs ont également contrôlé les modalités de surveillance des activités de mise en place des supportages des événements du réservoir PTR, utilisé notamment par le système d'injection de secours du réacteur n° 3, dans le cadre de la mise en œuvre de la modifications référencées PNPP 1628, objet de l'accord de l'ASN donné par courrier en référence [9]. Si l'examen des documents de suivi de l'intervention n'a pas révélé d'anomalie particulière, les inspecteurs constatent que :

- les points de fixation des platines de supportage au génie civil ont dû être modifiés à la suite des contrôles d'implantation des fers à béton dans la structure porteuse. Cette adaptation révèle que les plans de conception de la modification ne prennent pas en compte l'état réel des installations. La démarche de conception de cette modification n'est donc pas compatible avec le principe de prévention des écarts. Toutefois, les inspecteurs ont noté que les non-conformités aux plans ont été correctement enregistrées ;
- la signification du marquage des chevilles d'ancrage utilisées au montage, légèrement différent de celui mentionné sur le plan de montage a nécessité des investigations auprès du fournisseur du matériel pour que vos représentants soient en mesure de justifier du respect de l'exigence de montage.

Les inspecteurs ont contrôlé le dossier de réalisation de la modification référencée PNPP 1402 relative à l'automatisation de la vanne pneumatique de vidange des piscines de désactivation du combustible (piscine BK) des réacteurs 3 et 4. Ils ont en particulier contrôlé la conformité des équipements mis en œuvre aux exigences spécifiées à l'intervenant extérieur. Les vannes repérées PTR 155 VB préviennent une baisse du niveau d'eau dans la piscine BK, en cas d'accident susceptible de provoquer sa vidange.

Les inspecteurs ont constaté :

- la mise en place de tuyaux flexibles de raccordement entre les vannes et le dispositif pneumatique de commande de longueur importante et libres, alors que la modification précitée prévoit que l'automatisme doit être opérant en cas de séisme (en l'absence de

supportage, l'intégrité de ces tuyaux, donc leur fonction, n'est plus garantie en raison des contraintes mécaniques induites le déplacement des structures et composants voisins sous séisme) ;

- les supportages de plusieurs tronçons de tuyauteries rigides ne sont pas positionnés conformément à ceux mentionnés sur les plans présentés ;
- la fiche de constat d'écart n° CS3-16002 formalise l'acceptabilité des adaptations apportées aux supportages sur la base d'une note de calcul établie par un intervenant extérieur. Cette note ne prend pas en compte l'exigence de tenue sismique.

Demande A-3.1 : Je vous demande de vérifier, sous deux mois, que les adaptations réalisées lors de la réalisation *in situ* de la modification référencée PNPP 1402 ne remettent pas en cause l'exigence de qualification au séisme des équipements concernés. Vous transmettez à l'ASN le bilan de cette vérification.

Les inspecteurs ont contrôlé les modalités de surveillance qu'EDF a mis en œuvre pour les activités de repose des robinets repérés 4 EAS 138 VB et 4 EAS 182 VB. Ils ont constaté que :

- le dossier de suivi de l'intervention (DSI) et le rapport d'expertise ont été adaptés car les documents initialement prévus en support des interventions couvraient un périmètre d'intervention plus large (dépose/démontage/ expertise/remontage/repose). En revanche, les documents opératoires n'ont pas été adaptés en conséquence ;
- le joint de repère 7 a été remplacé à juste titre lors de la repose du robinet, alors que l'adaptation apportée au rapport d'expertise rendait non exigible le remplacement des joints toriques de repères 5, 6, 7 et 10 (le remplacement des joints de repères 5, 6 et 10 n'étaient effectivement pas nécessaire dans le cadre d'une simple intervention de dépose / repose du robinet) ;
- la surveillance opérée par EDF vise à s'assurer de l'accomplissement du contrôle technique sans aller jusqu'au contrôle de la validité du geste technique réalisé par l'exécutant ;
- la phase « repose du robinet » est cochée « réalisée conforme » dans le DSI avant que le serrage au couple requis par la procédure et son contrôle technique n'aient été réalisés.

Les inspecteurs ont contrôlé les modalités de surveillance qu'EDF a mise en place lors de la visite du servomoteur de la vanne repérée 4 RIS 012 VP. Ils ont constaté que :

- le point d'arrêt relatif à la vérification du bon dégraissage des pièces est pertinent ;
- la surveillance opérée par EDF n'a pas conduit, en amont du remontage, à la détection de l'utilisation d'une graisse dont la date de péremption était échue. Ce constat révèle un écart aux exigences définies de l'activité de maintenance, cette activité étant une AIP, dans la mesure où l'utilisation d'une graisse périmée remet en cause le maintien de la qualification du matériel concerné ;
- le régime de consignation n° 8RC45439 mentionnait « intervention terminée » alors que l'intervention n'était pas achevée. Ce constat révèle un décalage entre l'état technique de l'installation perçu par les équipes de conduite et l'état réel de l'installation ;
- le DSI prévoit la vérification du respect des exigences du recueil des prescriptions de maintenance et qualification sans mentionner explicitement les exigences applicables à l'intervention.

Les constats ci-dessus révèlent que les modalités d'exercice de la surveillance de l'activité de maintenance de la vanne repérée 4 RIS 012 VP ne satisfont que partiellement les dispositions prescrites au dernier alinéa du I de l'article 2.2.2 de l'arrêté en référence [3].

Demande A-3.2 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience des constatations des inspecteurs, du point de vue notamment de l'efficacité de la surveillance que vous exercez sur les intervenants extérieurs afin de prévenir le renouvellement des écarts susmentionnés.

Vous veillerez en particulier à ce que les documents qu'EDF met à disposition des intervenants extérieurs (interventions en « cas 2 ») ou valide en amont des interventions (interventions en « cas 1 ») soient opérationnels et contiennent les informations strictement utiles à la réalisation de l'intervention prévue, afin de prévenir la génération d'écarts lors de l'exécution des activités qui leur sont confiées.

A.4 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 :

- l'endommagement, voire le caractère inopérant, de l'indicateur de position des vannes repérées 3 RCV 036 VP et 3 RCV 037 VP ;
- la présence de bouteilles de gaz (oxygène et acétylène) et d'un établi non arrimé à proximité des armoires électriques des pompes repérées 3 PTR 001 PO et 3 PTR 002 PO ;
- la présence de traces de bore et de buvards à proximité de la pompe repérée 3 PTR 001 PO ;
- la présence de traces de bore au niveau des garnitures de la pompe repérée 4 EAS 003 PO pour laquelle il n'y a aucune DT de prévue ;
- que le câble d'alimentation électrique de la pompe repérée 8 EAS 009 PO n'était pas disposé sur un chemin de câble mais posé sur le sol sans protection mécanique ;
- la présence d'une structure de supportage de dispositifs de radioprotection en raison de la présence d'un point chaud dans le local repéré K216, à proximité des pompes du système PTR précitées ;
- la détérioration de la porte coupe-feu du local repéré K306 ;
- la présence, dans le local repéré K618, de matériels mobiles nécessaires à la réalimentation en eau de la piscine BK en situation extrême, non arrimés ;
- la présence, dans ce même local, d'une tuyauterie utilisée pour les essais périodiques du système JPI susceptible d'agresser, en cas de séisme, le dispositif de contrôle de l'efficacité de la réalimentation précitée ;
- l'absence de protection du recombineur d'hydrogène repéré 4 ETY 018 RV alors que la présence de telle protection en arrêt de réacteur, est valorisée pour justifier la périodicité des essais périodiques d'efficacité de ces EIP ;
- la présence, sur ce même recombineur, d'une seule vis de fixation au génie civil sur chaque platine d'ancrage alors que les quatre platines comportent 4 orifices ;
- la présence de buvards souillés d'eau borée sous les pompes repérées 4 PTR 001 PO et 4 PTR 002 PO ;
- des fuites sous calorifuge au niveau des vannes repérées 4 DVK 107 VD et 4 DVK 109 VD ;

- la présence de trace de bore et d'un point chaud à proximité de la pompe repérée 4 PTR 605 PO ;
- des traces de bore humide sur une tuyauterie de l'armoire repérée 4 KRG 244 CO ;
- que le dispositif de contrôle repéré 8 KZC 006 MA utilisé pour la détection d'une éventuelle contamination des casques en sortie de la zone contrôlée était hors service ;
- que les gaines de protection des câbles électriques des capteurs de température repérés 2 ASG 022 MT et 1 ASG 012 MT n'assuraient pas une protection de la totalité des câbles précités ;
- des fuites au niveau des vannes repérées 2 ASG 008 VD et 1 ASG 041 VD, avec une corrosion importante ;
- une fuite sous calorifuge d'une tuyauterie du système de distribution d'eau surchauffée (SES) repérée 9 SES 009 TY ou 9 SES 010 TY à l'extérieur des bâtiments, entre la salle des machines et les locaux électriques du réacteur n° 1 ;
- un montage du lecteur de niveau d'huile repéré 1 ASG 031 LN qui ne permet pas la lecture correcte de la quantité d'huile dans la caisse à huile de la motopompe du système ASG associée ;
- une fuite au niveau de la turbopompe repérée 1 ASG 003 PO ;
- un calorifuge non intègre au niveau de la vanne repérée 1 ASG 138 VV ;
- l'absence de dépassement des vis de fixation d'une bride de la pompe repérée 4 SEC 004 PO ;
- l'absence de peinture sur le tronçon de tuyauterie repérée 4 SFI 004 VE et la présence de traces de corrosion alors que les contrôles d'épaisseur sont achevés ;
- la présence d'un échafaudage en contact avec la tuyauterie JPP eau brute P192/P260 en deux endroits (dans les locaux SEC du réacteur n° 4 voie B) ;
- dans les locaux SEC du réacteur n° 4 voie A, la présence d'un échafaudage non réceptionné et non vérifié ;
- une dégradation importante de plusieurs dispositifs de freinage des fixations du moteur repéré 3 SEC 024 MT de la pompe repérée 3 SEC 004 PO, dont certains n'assurent plus leur fonction ;
- un montage de deux vis de fixation de la platine d'ancrage non conforme aux règles de l'art au niveau de la tuyauterie JPP d'eau brute P152/P260 (dans les locaux SEC du réacteur n° 3 voie B) ;
- une fuite au niveau de la pompe repérée 3 SEC 003 PO et la présence de corrosion.

Concernant les alimentations électriques de secours des réacteurs n° 3 et n° 4, les inspecteurs ont constaté les anomalies suivantes :

- les quatre assemblages boulonnés fixant la poutre transversale au reste de la charpente, au-dessus des vases d'expansion du groupe électrogène à moteur diesel repéré 4 LHP sont fortement corrodés ;
- les vis de fixation de la bride de liaison du manchon compensateur de dilatation à la tuyauterie d'eau de refroidissement située sous l'échangeur repéré 4 LHP 517 RF ne dépassent pas des écrous, alors que le freinage de ces liaisons boulonnées est assuré par des écrous auto-freïnés ;
- dans les locaux des batteries du réacteur n° 4, plusieurs flotteurs installés sur les batteries donnent une indication de niveau non représentative du niveau réel obtenu en visuel direct mais, *a priori*, pénalisante ;
- une corrosion perforante du châssis entre les échangeurs repérés 4 LHQ 521 RF et 4 LHQ 522 RF d'une part, et entre les échangeurs 4 LHQ 516 RF et 4 LHQ 517 RF d'autre part ;

- l'absence de trois assemblages boulonnés et l'importante dégradation de deux autres assemblages entre la charpente des vases d'expansion du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 3 LHP et la toiture ;
- l'absence de peinture sur les tuyauteries d'eau de refroidissement du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 3 LHQ.

Les anomalies précitées n'avaient pas fait l'objet d'une demande de travaux identifiable lors de l'inspection. Dans ces conditions, l'analyse de conséquences potentielles ou réelles de ces anomalies sur le niveau de protection des intérêts n'est pas engagée et celles qui relèvent finalement d'un écart à une exigence définie ne peuvent être identifiées.

Demande A4-1 : Je vous demande de procéder, dans les meilleurs délais, aux interventions nécessaires à la résorption des anomalies identifiées par les inspecteurs. Vous veillerez à assurer la traçabilité des actions requises pour chaque anomalie signalée par les inspecteurs.

Demande A4-2 : Je vous demande de tirer les enseignements des constats dressés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire les demandes mentionnées aux paragraphes A1 et A2.

A.5 Défaut d'analyse de sévérité des anomalies et écarts - Traçabilité de leur traitement

Les inspecteurs ont constaté que :

- la fuite sur le clapet repéré 1 ASG 019 VD a fait l'objet de la DT n° 000461336 créée le 22 novembre 2017, dans laquelle il est indiqué que la fuite est « *justifiée pour au moins un cycle* ». Pour autant les éléments d'appréciation à l'origine de cette affirmation ne sont pas mentionnés et l'évaluation de l'incidence de cette fuite sur le respect des exigences définies « opératoires » associées à ce clapet n'est pas réalisée ;
- la fuite sur la pompe repérée 3 SEC 004 PO a fait l'objet de plusieurs DT successivement créées, puis annulées, puis recréées, sans traçabilité des motivations de ces modalités de gestion. En outre, l'évaluation de l'incidence de cette fuite sur le respect des exigences définies « opératoires » n'est pas réalisée ;
- un macaron daté du 24 mai 2018 identifie une fuite sur la tuyauterie en aval de la vanne 4 SEO 215 VE à proximité de la pompe repérée 4 SEO 013 PO. L'examen des DT révèle qu'une DT a été créée le 29 septembre 2017 puis a été « annulée » sans justification alors que la présence du macaron confirme la persistance d'une fuite ;
- un macaron mentionnant une « fuite d'air » repérée 2 SAT est resté posé sur le matériel, alors que la DT n° 00473167 correspondante a été traitée et que la fuite n'est plus présente.

Demande A5-1 : Je vous demande de veiller au respect des dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [3] afin de garantir que la connaissance de l'état réel des installations est accessible par les enregistrements des actions réalisées ou à venir.

Demande A5-2 : Je vous demande de tirer les enseignements des constats dressés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire les demandes mentionnées aux paragraphes A1 et A2.

B. Demandes de compléments d'information

B1 - Tenue sismique des armoires électriques et de contrôle-commande des groupes électrogènes de secours à moteur diesel

Les inspecteurs ont contrôlé l'effectivité des mesures curatives et correctives mises en œuvre par le CNPE à la suite de la déclaration par les services centraux d'EDF par courrier en référence [10] de l'écart de conformité affectant les dispositifs de verrouillage à vis des portes des armoires électriques ou de contrôle-commande des groupes électrogènes de secours à moteur diesel.

Concernant les armoires précitées associées au groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHP 001 MO, les inspecteurs ont constaté :

- que les armoires étaient bien dotées dispositifs de verrouillage des portes à vis moletées, voire à assemblages boulonnées ;
- que la signalétique apposée sur la porte de l'armoire rappelait le rôle de ces vis, pour le maintien de sa qualification en situation accidentelle ;
- l'absence d'exigence de type « couple de serrage » de ces dispositifs de verrouillage et le dévissage possible et aisé des vis et des boulons précités sans outillage.

Demande B1 : Je vous demande de m'informer, sous deux mois, de l'exigence définie « opératoire » que vous associez au serrage des dispositifs de verrouillage à vis des portes des armoires électriques ou de contrôle-commande des groupes électrogènes de secours à moteur diesel. Vous veillerez à me transmettre, dans le même délai, le rapport d'exécution des contrôles de conformité des dispositifs précités des quatre réacteurs de la centrale à cette exigence définie.

B2 - Tenue sismique du pupitre de commande des groupes électrogènes de secours à moteur diesel

Les pupitres repérés LHP/Q 337 PP abritent des composants de statut « EIP » dont la fonction doit être assurée en cas de séisme. Ces pupitres sont notamment soumis, depuis le 19 mars 2018, à un contrôle particulier au titre du programme de maintenance préventive relatif aux ancrages des EIP. Or les inspecteurs ont constaté, sur les pupitres repérés 1 LHP 337 PP, 1 LHQ 337 PP et 2 LHP 337 PP, que :

- le panneau latéral gauche était fixé par des vis de maintien d'apparence neuve ;
- le panneau latéral droit n'était pas fixé au moyen de vis et s'ouvrait donc sans effort ;
- le panneau latéral droit du pupitre repéré 2 LHP 337 PP présentait une poignée de fermeture « quart de tour » à la place de vis.

Demande B2 : Je vous demande de justifier, sous deux mois, la remise en conformité des dispositifs de fixation des panneaux latéraux des pupitres repérés LHP/Q 337 PP des quatre réacteurs de la centrale à l'exigence définie « opératoire » que vous associez au serrage des dispositifs de verrouillage à vis des portes des armoires électriques ou de contrôle.

B3 – Perte d'intégrité d'une tuyauterie de statut « non EIP » pouvant conduire à l'indisponibilité des groupes électrogènes de secours à moteur diesel

Les contrôles réalisés dans le local du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO ont mis en évidence :

- la présence, dans le local repéré D252, d'une tuyauterie d'évacuation des eaux pluviales des terrasses en mezzanine repérée D351 ;
- une corrosion importante au niveau d'une soudure de cette tuyauterie ;
- la présence, en contre-bas de cette tuyauterie, des moteurs électriques repérés 2 LHP 102 MO et 2 LHP 103 MO des pompes de transfert de carburant entre le réservoir de stockage et le réservoir relais, la capacité de ce dernier permettant une autonomie de fonctionnement du groupe électrogène de secours de l'ordre d'une heure.

Demande B3 : Je vous demande de présenter, sous deux mois, les dispositions que vous prenez pour garantir que l'intégrité de la canalisation précitée reste assurée, dans toutes les situations de chargement pris en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire.

B4 - Corrosion des supports des aéroréfrigérants

Les inspecteurs ont constaté une corrosion avec perte d'épaisseur de plusieurs supports des aéroréfrigérants des groupes électrogènes à moteur diesel. Les constats visent en particulier :

- le pied le plus au sud, à proximité du radiateur repéré 1 LHQ 522 RF, du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 1 LHQ 001 MO ;
- l'équerre se trouvant entre les radiateurs repérés 2 LHP 516 RF et 2 LHP 517 RF du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHP 001 MO.

Demande B4 : Je vous demande de m'adresser, sous deux mois, l'analyse de la capacité des groupes électrogènes de secours à moteur diesel à assurer leur fonction en cas de séisme au vu de l'état réel des supportages précités. Vous accompagnerez, le cas échéant, ces éléments du plan d'actions que vous mettrez en œuvre pour restaurer la conformité de ces supportages à leurs exigences définies « opératoires ».

B5 – Montage du débitmètre 2 ASG 310 LD

Les inspecteurs ont constaté que le plan de montage du débitmètre 2 ASG 310 LD mis en place à la suite de l'intégration de la modification PNPP 1676 tome A (mesure du débit d'eau injecté dans la bache ASG au moyen des équipements de la FARN) n'était pas joint au dossier de modification et que les assemblages boulonnés des brides de ce dispositif de mesure présentaient un risque d'agression de l'indicateur du débitmètre en cas de séisme.

Demande B5 : Je vous demande de m'adresser, sous deux mois, l'analyse de la conformité du montage des brides du débitmètre 2 ASG 310 LD aux règles de l'art et au plan de montage associé à la modification PNPP 1676 tome A.

C. Observations

C1 - Joints d'étanchéité de liaisons à brides

C1-1 Liaisons à brides des circuits d'eau des groupes électrogènes à moteur diesel

Les contrôles du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO ont mis en évidence le fait que les joints des liaisons à brides se trouvant en amont et en aval des pompes attelées (repérées 2 LHP 260 PO et 2 LHP 262 PO) assurant la circulation de l'eau de refroidissement du moteur dépassaient des brides et présentaient de nombreuses craquelures. En cas de perte d'étanchéité de son circuit de refroidissement, la capacité du groupe électrogène de secours à moteur diesel à assurer ses fonctions, notamment en cas de perte des alimentations électriques externes pourrait être remise en cause. **Dans ces conditions, la capacité du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO à assurer ses fonctions dans toutes les situations prises en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire mérite d'être réinterrogée.**

C1-2 - Liaisons à brides sur le circuit de lutte contre l'incendie à proximité des groupes électrogènes à moteur diesel

Les contrôles du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO ont mis en évidence le fait que les joints des liaisons à brides se trouvant à proximité de la vanne « déluge » repérée 2 LHP 017 VE dépassaient des brides et présentaient de nombreuses craquelures affectant toute l'épaisseur des joints. Ce dispositif est requis, notamment en cas de séisme, pour assurer la lutte contre un incendie susceptible d'affecter le moteur diesel précité et, plus largement, le local concerné. **Dans ces conditions, la capacité des équipements requis pour lutter contre les effets d'un incendie affectant le groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO à assurer leurs fonctions dans toutes les situations prises en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire mérite d'être réinterrogée.**

C1-3 - Liaison à brides sur le circuit de carburant du groupe électrogène à moteur diesel repéré 1 LHP 001 MO

Les contrôles du groupe électrogène de secours à moteur diesel 1 LHP 001 MO ont mis en évidence le fait que le joint de la liaison à brides se trouvant au-dessus du réservoir de stockage de carburant repéré 1 LHP 003 BA dépassait par endroit complètement des brides. Des traces de coulures ont été constatées le long du réservoir en contre-bas de ce joint. **Dans ces conditions, la capacité du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO à assurer ses fonctions dans toutes les situations prises en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire mérite d'être réinterrogée.**

C2 - Dispositif d'accouplement du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHP 001 MO

C2-1 Fissures sur le carter de protection du dispositif

Les contrôles du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO ont mis en évidence le fait que le carter entourant le dispositif d'accouplement du moteur diesel et de l'alternateur présentait deux fissures sur la paroi face à l'alternateur. Les fissures, d'environ 20 cm chacune, se trouvaient à chacune des extrémités du carter. **Ces défauts sont susceptibles de remettre en cause le comportement de ce carter en cas de séisme, lequel pourrait alors aggraver les composants du groupe électrogène de secours à moteur diesel repéré 2 LHP 001 MO.**

C2-2 - Projections d'huile

Les contrôles du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO ont mis en évidence des coulures d'huile sur le carter entourant le dispositif d'accouplement du moteur diesel et de l'alternateur. À proximité, des projections d'huile ont également été constatées sur le réfrigérant d'air de suralimentation repéré 2 LHP 504 RF. Vos représentants ont indiqué que ces traces d'huile étaient la conséquence :

- d'une fuite au niveau du joint « spi » du vilebrequin du moteur diesel ;
- d'un débit de fuite accentué lors du fonctionnement du diesel à charge partielle ;
- du vieillissement du moteur diesel.

Dans ces conditions, la capacité du groupe électrogène de secours à moteur diesel 2 LHP 001 MO à assurer ses fonctions dans toutes les situations prises en compte dans la démonstration de sûreté nucléaire mérite d'être réinterrogée.

Plus généralement, l'ASN observe que les contrôles visuels des groupes électrogènes de secours à moteur diesel réalisés par les inspecteurs ont conduit à l'identification de dégradations qui témoignent d'un vieillissement de ces matériels, alors que ces derniers font l'objet de contrôles périodiques et d'une maintenance régulière. Les conditions de réalisation des contrôles et de la maintenance des matériels, tant du point de vue technique qu'organisationnel, méritent donc d'être réexaminées.

Copies externes (mail) :

- IRSN : reception.ssrep@irsn.fr

Copies internes (mail) :

- ASN/Lyon : MF, RG, RV, OV, RB, CC, Chrono
- ASN/DCN : GAUCHER Eric, DIOP Youssoupha, DUCOUSSO Erik, UGHETTO Emmanuelle, CATTEAU Rémy
- COMEX : QUINTIN Christophe, COLLET Julien

Nature du document : INSSN - Lettre de suite INB