

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2017-019127

Orléans, le 12 mai 2017

Monsieur le Directeur du Centre nucléaire de
Production d'Electricité de
BELLEVILLE-SUR-LOIRE
BP 11
18240 LERE

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
CNPE de Belleville-sur-Loire – INB n° 127 et 128
Inspection n° INSSN-OLS-2017-0002 des 4 et 5 avril 2017
« Gestion des écarts »

Réf. :

- [1] Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V
- [2] Lettre ASN n° CODEP-OLS-2016-046202 du 25 novembre 2016
- [3] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [4] Lettre ASN n° CODEP-DCN-2015-042199 du 23 décembre 2015
- [5] D4008.27.01/Manuel Qualité de la Division du Parc nucléaire édition 2014
- [6] EDF – Directive interne DI-55 n° 455016131944 indice 5
- [7] Décision n° 2014-DC-0444 de l'ASN du 15 juillet 2014 relative aux arrêts de réacteur
- [8] Décision n° 2013-DC-0360 de l'ASN du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base
- [9] Guide ASN du 21 octobre 2005 relatif aux modalités de déclaration et à la codification des critères relatifs aux événements significatifs impliquant la sûreté, la radioprotection ou l'environnement applicable aux installations nucléaires de base et au transport de matières radioactives
- [10] Règle particulière de conduite D455010-NT-BEM-EXP-041397 relative aux actions à conduire pour prévenir les agressions « Grand froid »

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 les 4 et 5 avril 2017 au CNPE de Belleville-sur-Loire sur le thème « Gestion des écarts ».

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection des 4 et 5 avril 2017 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 le CNPE 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 le CNPE au regard des dispositions prescrites au chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [3].

Ces contrôles ont amené les inspecteurs à confronter l'état réel de plusieurs systèmes portant le statut « EIP »¹ à celui décrit dans les documents du CNPE qui attestent de la capacité de ces EIP à remplir leur fonction.

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, aux décideurs en matière de protection des intérêts d'accéder à la connaissance réelle de l'état technique des EIP et donc de leur capacité à remplir leurs fonctions. L'aptitude du CNPE 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 donc remise en cause.

Les contrôles réalisés montrent que les outils de traçabilité utilisés par le CNPE et la rigueur dans leur utilisation ne permettent pas de connaître « en temps réel » les effets cumulés, en termes de sûreté nucléaire, des anomalies affectant un même système, voire plusieurs systèmes non indépendants d'un point de vue fonctionnel. Les inspecteurs ont notamment noté plusieurs dégradations significatives susceptibles d'affecter le fonctionnement du système d'alimentation secours des générateurs de vapeurs, des groupes électrogènes de secours et de la turbine à combustion d'ultime secours alors que les exigences opposables à ces derniers matériels ont été renforcées en raison de la persistance de l'écart de conformité objet du courrier de l'ASN en référence [4].

Les pratiques du CNPE en matière d'identification et de traitement des écarts nécessitent donc des actions correctives significatives. Les éléments exposés dans cette lettre amènent à considérer que le traitement des écarts ne satisfait que partiellement les dispositions prescrites aux chapitres IV et VI du titre II de l'arrêté en référence [3].



Vous trouverez en annexe les demandes et observations issues de cette inspection. 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 des réacteurs de Belleville, dès la visite partielle du réacteur 1 cette année.**

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.

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 considération distinguée.

Le Chef de la division d'Orléans

Signé par Pierre BOQUEL

ANNEXE À LA LETTRE CODEP-OLS-2017-019127

A. Demandes d'actions correctives

A.1 Identification des écarts

L'article 2.4.1. III de l'arrêté en référence [3] mentionne que le système de gestion intégré 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] et de celles de la directive interne en référence [6].

La capacité à actionner le processus de traitement des écarts est pleinement dépendante de l'aptitude des acteurs, y compris les intervenants extérieurs, à détecter puis signaler une anomalie 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 intégré pour actionner le processus précité.

Selon ces documents, la traçabilité des détections et signalements est assurée d'une part, par des « constats » lorsque l'anomalie ne vise pas un matériel ou par des demandes de travaux (DT) dans le cas contraire. L'examen périodique de ces documents est requis pour identifier, parmi ces constats, ceux qui révèlent le non-respect d'une exigence définie ou d'une exigence fixée par le système de gestion intégré. Dans ce cas, un plan d'actions « PA-CSTA » affecté d'un attribut « écart » est élaboré pour encadrer l'activité de traitement de l'écart relevé. Vos représentants ont précisé que ce dispositif a vocation à réintégrer les écarts dont la traçabilité du traitement est encore assurée par une fiche de constat d'écart (FCE) gérée par l'application GMEC. Ces orientations ne sont toutefois pas décrites et les inspecteurs ont constaté l'ouverture d'une FCE référencée BVO 17-0001 en 2017 alors que l'anomalie concernée aurait dû faire l'objet d'un PA-CSTA.

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 au paragraphe A8 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 [7], ne peuvent pas être considérées comme valides.

Demande A1-1 : 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]. J'appelle votre attention sur le fait que cette demande renforce la demande n° A2 du courrier en référence [2]. La persistance des manquements à leurs origines expose EDF aux mesures prévues à l'article L.171-8 du code de l'environnement.

Demande A1-2 : Je vous demande de procéder au réexamen de l'ensemble des constats enregistrés et non clos, notamment les constats faisant l'objet d'un plan d'action (PA CSTA), en tenant compte des évolutions apportées à votre processus et d'actualiser en conséquence et si nécessaire la liste des écarts affectant votre installation.

A.2 Evaluation 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 intégré. Quatre niveaux de priorité sont ainsi définis, le niveau P1 (exécution immédiate) fixant la priorité de traitement la plus forte au regard des enjeux de l'anomalie. Plusieurs DT ont été examinées par les inspecteurs.

A titre illustratif, la DT n° 327842 relative à une fuite de vapeur affectant la vanne 1 ASG 145 VV a été ouverte le 21 janvier 2017 et mentionne une priorité de traitement de niveau P2 (exécution sous 15 jours). Cette DT a été annulée pour cause de redondance avec la DT n° 328620 à laquelle est associée une priorité de traitement de niveau P4 alors que la vanne précitée doit satisfaire une exigence d'intégrité, y compris en cas de séisme. Aucune analyse de risque n'a pu être présentée aux inspecteurs pour justifier le nouveau délai de traitement alors qu'une exigence définie n'est pas satisfaite. A la date de l'inspection, le niveau de priorité P4 n'avait pas été validé.

Concernant la vanne 1 ASG 160 VV, les inspecteurs retiennent que la DT ouverte le 8 janvier 2015 a été annulée le 30 décembre 2015 sans que la fuite externe à l'origine de cette DT n'ait été colmatée. L'analyse présentée par vos représentants fait état d'un défaut de conception du système d'étanchéité. L'équipement est donc maintenu en exploitation alors que l'exigence d'intégrité n'est pas satisfaite.

Plus généralement, les inspecteurs retiennent que le processus mis en œuvre sur le site permet une relaxation du délai de traitement d'une DT visant un EIP par la création d'une nouvelle DT sans que les justifications de cette relaxation fassent l'objet de la traçabilité exigée en application de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [3], soit d'annuler une DT au motif du constat d'un défaut de conception.

Demande 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 n'aient été réalisés ;
- le changement du niveau de priorité assigné sans justification.

Concernant les alimentations électriques, l'examen d'autres DT a conduit au constat d'absence de réalisation des travaux malgré une échéance de réalisation dépassée. En particulier, deux DT associées à une priorité P1 (exécution immédiate) étaient toujours ouvertes :

- la DT 00338638 relative au capteur de vitesse de la turbine à combustion du système LHT (0 LHT 701 MC) a été créée le 24/02/2017 ;
- la DT 00264599 relative à l'indicateur de vitesse du diesel de secours de la voie B du réacteur n° 2 (2 LHQ 580 ID).

Demande A2-2 : Je vous demande de créer, pour chaque signalement précité, un PA-CSTA affecté d'un attribut « écart » dans la mesure où l'absence de réalisation des actions immédiates de correction des anomalies constitue un écart à une exigence spécifiée par votre système de gestion intégré et ses documents d'application. Vous veillerez à tirer les enseignements de ces signalements du point de vue de l'efficacité de la réunion journalière d'examen des DT.

A.3 Evaluation du processus « Identification et traitement des écarts »

L'article 2.4.2 de l'arrêté en référence [3] dispose que l'exploitant « *procède périodiquement à une revue de son système de management intégré dans le but d'en évaluer la performance, d'identifier les améliorations possibles, et de programmer la mise en œuvre des améliorations retenues* ». Dans la mesure où l'article 2.4.1 de l'arrêté précité mentionne que le système de gestion intégré décrit « *les dispositions [qui permettent à l'exploitant] d'identifier et de traiter les écarts* », ces dispositions sont soumises à évaluation périodique.

Pour autant, les contrôles réalisés par les inspecteurs révèlent l'insuffisance des descriptions portées dans le système de gestion intégré pour garantir le traitement des écarts dans le respect des dispositions du chapitre VI du titre II de l'arrêté en référence [3]. Dans ces conditions, la pertinence de l'évaluation de la performance du processus d'identification et de traitement des écarts, et des sous processus associés, est remise en cause.

Demande A3 : Je vous demande de décrire dans les documents constitutifs du système de gestion intégré mis en œuvre sur le CNPE, les dispositions concrètes retenues pour satisfaire les dispositions du III de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [3].

A.4 Vérification et évaluation de l'AIP « Traitement des écarts »

Le statut « AIP » de l'activité de traitement des écarts impose que cette celle-ci fasse l'objet de « *vérification par sondage des dispositions prises en application des articles 2.5.2 et 2.5.3 ainsi que des actions d'évaluation périodique de leur adéquation et de leur efficacité* » en application de l'article 2.5.4 de l'arrêté en référence [3].

Lors de l'inspection, vos représentants ont précisé que les réunions journalières d'examen des DT et des « constats » faisaient partie du dispositif de vérification de l'AIP « Traitement des écarts » et d'évaluation des dispositions associées. Dans ces conditions, les acteurs de ces vérifications et évaluations doivent, d'une part, être indépendants des acteurs du traitement de l'écart et de ceux réalisant le contrôle technique de ce traitement et, d'autre part, disposer des compétences et qualifications requises en application des dispositions de l'article 2.5.5 de l'arrêté en référence [3].

Ces compétences et qualifications doivent notamment permettre de statuer *in fine* sur la complétude de la liste des écarts dressée par chaque service et sur la validité des actions correctives mises en œuvre pour résorber les écarts.

Si les inspecteurs ont noté que la formation à l'application de la DI-55 en référence [6] s'inscrit dans le parcours de professionnalisation des acteurs en charge de l'activité de contrôle technique requis pour l'AIP « traitement des écarts », ils ont constaté que les exigences de compétence et de qualification des acteurs de l'AIP « traitement des écarts » ne sont pas explicitement spécifiées dans le système de gestion intégré mis en œuvre sur le CNPE. En outre, les inspecteurs retiennent que ces acteurs doivent être en mesure de mobiliser des capacités techniques, voire organisationnelles spécifiques pour pallier l'absence des documents opérationnels explicitant les exigences définies associées aux EIP et AIP potentiellement concernées par un écart. Les situations observées sur le terrain ont révélé les difficultés à compenser cette absence documentaire.

Demande A4 : Je vous demande de formaliser, pour l'AIP « traitement des écarts », la liste des exigences définies « opérationnelles » qui permettent de satisfaire les prescriptions d'indépendance, de compétence et de qualification de l'ensemble des acteurs du traitement des écarts mentionnées au chapitre V du titre II de l'arrêté en référence [3].

A.5 Documents mobilisables pour statuer a priori sur le respect d'une exigence définie et attitude interrogative

Plusieurs situations observées sur le terrain, potentiellement révélatrices d'un écart aux exigences définies, ont amené les inspecteurs à consulter les documents énonçant les exigences définies, au sens de l'article 1.3 de l'arrêté en référence [3]. Sur la base de l'examen du document référencé D5370GT12038 relatif aux matériels mécaniques, ils retiennent que les exigences définies peuvent être qualifiées de « haut niveau » (intégrité, tenue au séisme, ...). Elles sont donc par nature interprétables. Concernant le système d'alimentation secourue en eau des générateurs de vapeurs (ASG), les inspecteurs ont noté :

- des fuites de vapeur au niveau des vannes 1 ASG 145 VV, 1 ASG 159 VV et 1 ASG 160 VV ;
- un montage du clapet 1 ASG 351 VH au contact fort avec le génie civil dans le local KA0503.

Dans le premier cas, une exigence d'intégrité de ces équipements, y compris en cas de séisme, est requise. Dans la mesure où l'intégrité de ces équipements garantit la fonction de confinement du fluide qu'ils renferment (i.e. la vapeur susceptible d'être radioactive en situation d'accident de rupture d'un tube de générateur de vapeur), les fuites révèlent dans les faits plusieurs écarts qui n'ont pas été identifiés comme tels du fait de l'interprétation de l'exigence « intégrité ».

Dans le second cas, le CNPE n'a pas été en mesure de produire les plans des isométries de montage des circuits implantés dans le local KA0503. Le respect de l'exigence d'intégrité du clapet 1 ASG 351 VH, y compris en cas de séisme, n'est donc pas acquis faute de la capacité de confronter l'état réel de l'installation aux plans de montage des circuits qui déclinent, par principe, la démonstration de protection des intérêts. Pour autant, aucun constat traçant ce doute n'est ouvert sur ce thème.

Plus généralement, les inspecteurs retiennent que l'absence des plans de montage d'origine ou l'absence de mise à jour de ces plans sur le CNPE obère significativement votre capacité à statuer sur la conformité des installations à la démonstration de protection des intérêts, donc à identifier les écarts potentiels et à procéder à leur traitement.

Demande A5 : Je vous demande de prendre les dispositions nécessaires pour que les documents mis à la disposition des acteurs auxquels vous avez demandé, en application de votre politique de protection des intérêts, de développer « *une culture de protection des intérêts* », mentionnent des exigences définies non interprétables et dont le respect est contrôlable sur le terrain.

A.6 Ecart porté à la connaissance d'EDF par les intervenants extérieurs

Votre politique de protection des intérêts requiert que tout acteur qui constate une anomalie d'ordre technique ou organisationnel doit en faire état. Le processus de signalement associé est celui décrit au point A.1 ci-dessus. Ces dispositions s'appliquent aux intervenants extérieurs en cohérence avec les dispositions de l'article 2.3.2 de l'arrêté en référence [3].

L'examen des notifications d'anomalies détectées par l'intervenant extérieur en charge de la maintenance « supplémentaire » des moyens de manutention dans le bâtiment réacteur, a montré que :

- le constat d'un défaut affectant la pince du frein de sécurité sur le système 1 DMR 001 PR a été porté à la connaissance d'EDF le 9 mai 2016 ;
- le défaut identifié affecte un EIP dans la mesure où le frein de sécurité est nécessaire pour assurer la mise en sécurité des charges en cas de séisme ;
- la décision de ne pas réparer alors que le système 1 DMR 001 PR est accessible, est proposée par l'intervenant extérieur et s'appuie sur des éléments ne révélant pas, a priori, la priorité à accorder à la protection des intérêts ni au respect des exigences réglementaires en matière de levage ;
- l'absence de plan PA CSTA avec attributs « écart » en appui de la DT 002236082 ;
- l'absence de validation, à la date de l'inspection, des ordres de travaux nécessaires à l'engagement des réparations pourtant planifiées en 2017.

En outre, concernant la maintenance des outils de connexion/déconnexion des tiges de commande des grappes, le document de suivi des interventions réalisées en juin et juillet 2016 révèle l'émission de plusieurs fiches de constat (FC-M46020-1 à 12). Ces fiches font état d'anomalies récurrentes signalées « *lors de maintenances précédentes* » alors qu'elles ne permettent pas la vérification d'exigences spécifiées dans les documents d'exécution (FC-M406020-1, FC-M406020-2, FC-M406020-5, FC-M406020-7) voire révèlent le non-respect récurrent de certaines exigences (FC-M406020-8).

Les inspecteurs ont noté que les fiches de constat qui mentionnent une action corrective, proposée par l'intervenant extérieur et validée par EDF n'indiquent pas les références des DT établies pour encadrer cette action, quand bien même celle-ci a été réalisée.

Demande A6-1 : Je vous demande de décrire explicitement dans le système de gestion intégré, les dispositions d'organisation que vous reprenez pour transmettre aux intervenants extérieurs la liste des exigences définies attachées aux EIP sur lesquels ils interviennent afin que ces derniers soient en mesure d'identifier les écarts qu'ils sont susceptibles de détecter.

Demande A6-2 : Je vous demande de mettre en œuvre les dispositions mentionnées en demande A6-1 dans les plus brefs délais. Dans l'attente, je vous demande de procéder à la correction de l'ensemble des anomalies relevées par les inspecteurs avant la prochaine utilisation des matériels concernés, compte tenu des effets possibles de ces anomalies sur le respect des exigences définies, notamment en matière de tenue au séisme et de maîtrise de la réactivité.

A7 Ecart aux documents d'exploitation prescriptifs

En application des dispositions mentionnées au paragraphe A1 ci-dessus, les écarts aux exigences définies mentionnées dans les documents prescriptifs devraient faire l'objet d'une fiche de constat PA CSTA affectée d'un attribut « écart ». Concernant les écarts affectant la disponibilité d'EIP, les spécifications techniques d'exploitation encadrent, via les règles de gestion des événements de « groupe 1 » et de cumul d'événements de « groupe 2 », les actions correctives à mettre en œuvre. Ces actions visent la plupart des EIP assurant une fonction nécessaire à la démonstration de sûreté nucléaire pour sa partie relative aux risques radiologiques. Le cas échéant, le non-respect de la conduite est ensuite éligible à la déclaration d'un événement significatif.

En revanche, les inspecteurs ont identifié, par les contrôles rapportés au paragraphe A6 ci-dessus, que l'état des matériels sur lesquels EDF a commandé une intervention et l'a confiée à un ou plusieurs intervenants extérieurs, ne permet pas à ces derniers de réaliser cette intervention en conformité aux exigences portées dans les documents d'application de votre système de gestion intégré. Si certains de ces écarts sont tracés par une fiche de constat, les actions à conduire, notamment celles qui visent la correction d'un document prescriptif interne, ne sont pas encadrées par un PA-CSTA, ni par un PA-CSTA affecté d'un attribut « écart ». Le système qui est mis en place ne permet donc pas d'avoir une représentation fidèle de l'état de conformité des pratiques d'exploitation aux exigences portées dans les documents d'application du système de gestion intégré et, en particulier, du manuel qualité en référence [5].

Demande A7 : Je vous demande de mettre en place les dispositions d'organisation afin que vous soyez en mesure d'identifier puis d'encadrer le traitement des écarts à l'application des documents prescriptifs internes qui ne sont pas pris en charge par les règles générales d'exploitation.

A8 Confrontation de l'état réel des installations à celui accessible par la prise de connaissance des DT.

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

- la présence de 4 vis sur le trou d'homme de la bache 2 EAS 011 BA alors que les plans de montage exigent la présence exclusive de goujons ;
- la présence de deux échafaudages non arrimés à proximité, respectivement, de la bache 2 EAS 011 BA et de la pompe 2 PTR 022 PO ;
- l'absence d'un supportage sur une ligne EAS située dans la rétention de la bache 2 EAS 012 BA ;
- la fuite (présence significative de soude) sur la pompe 2 EAS 021 PO ;
- la fuite de fluide phosphaté sur le robinet 2 DVS 021 VL ;
- le freinage partiel et hétéroclite des brides d'entrée et de sortie du fluide de réfrigération des moteurs 2 RIS 032 PO et 2 EAS 052 PO ;
- la présence de joints en silicone sur les soudures du circuit de lubrification des pompes 1 ASG 021 PO et 1 ASG 022 PO, ainsi qu'un montage des joints plats au niveau des brides non conforme aux règles de l'art (excentrage et reprise d'étanchéité par joint en silicone) ;
- une fuite affectant la pompe d'échantillonnage 1 ASG 092 PO.

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 révèlent finalement un écart à une exigence définie ne peuvent être identifiées. Ces constats illustrent les dysfonctionnements organisationnels à l'origine de la demande A1 ci-dessus.

Demande A8-1 : Je vous demande de procéder à l'ouverture d'une DT pour chaque anomalie signalée par les inspecteurs et de procéder à la résorption de ces anomalies dès que possible. Vous veillerez à tirer les enseignements des constats dressés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire la demande mentionnée au paragraphe A1.

Concernant les alimentations électriques, les inspecteurs ont contrôlé en particulier deux des diesels secourus du site (1 LHP et 2 LHQ). Ces matériels sont des EIP nécessaires à la gestion des situations de manque de tension externe notamment. Par son courrier en référence [4], l'ASN a demandé à EDF de renforcer le traitement des écarts susceptibles d'affecter les alimentations et la distribution électrique de puissance compte tenu de la sévérité cumulée des écarts de conformité qui affectent les turbo-alternateur LLS et la turbine à combustion des réacteurs de 1300 MWe.

Les inspecteurs ont constaté à plusieurs reprises que les matériels électriques présentaient un état dégradé de nature à interroger leur capacité à assurer leur fonction de sûreté à long terme. Les inspecteurs notent que l'état de ces matériels, d'une part, révèle une appropriation insuffisante des enjeux associés aux deux écarts de conformité précités et, d'autre part, illustre une nouvelle fois l'insuffisance des dispositions organisationnelles prises pour détecter les anomalies et les écarts et procéder à leur traitement au plus tôt. En effet les inspecteurs ont constaté sur les deux diesels contrôlés :

- des fuites d'huile ou de fioul au niveau des injecteurs et de la culbuterie, une de ces fuites est repérée par un macaron, les autres ne sont pas identifiées ;
- des fuites de liquide de refroidissement au niveau des pompes attelées aux diesels ;
- plusieurs calorifuges qui ne semblent pas dans un état satisfaisant, leurs revêtements réfléchissants étant dégradés.

Concernant le diesel de la voie B du réacteur n° 2 (2 LHQ) :

- des traces d'infiltration en provenance du toit du bâtiment diesel ont été repérées sur les tuyauteries d'eau de refroidissement, de même qu'un goutte-à-goutte au niveau du sous-sol a été observé, conduisant à la présence d'humidité entre les cuves à fioul préjudiciable à la prévention de la corrosion de celles-ci ;
- des dégradations significatives des voiles du bâtiment diesel, au niveau de la porte permettant d'accéder au local où se trouvent les ventilateurs associés aux aéroréfrigérants, puisque le ferrailage du génie civil est visible.

Concernant la turbine à combustion (TAC), constitutive du système LHT, et valorisée dans la démonstration de sûreté au titre de la gestion des situations de pertes totales des alimentations électriques, les inspecteurs ont constaté :

- de nombreuses fuites d'huile, en dessous du corps de la turbine, ainsi qu'à proximité des batteries du diesel de lancement ;
- l'agression d'une vanne du circuit d'huile (0 LHT 257 VH) lors de la fermeture du caisson du diesel de lancement ;
- l'état très dégradé des calorifuges associés aux tuyauteries du refroidissement d'huile, au niveau du passage sous le caisson du diesel de lancement ;
- la présence de corrosion sur les tuyauteries d'arrivée et de retour de kérosène à la TAC.

Demande A8-2 : Je vous demande de résorber ces anomalies sans délai. Vous veillerez également à les prendre en compte dans l'évaluation de la disponibilité des matériels concernés au sens des spécifications techniques d'exploitation.

Demande A8-3 : Dans la mesure où les constats des inspecteurs révèlent un défaut d'attitude interrogative quant à la suffisance des actions de surveillance et de maintenance des matériels précités, je vous demande d'engager les actions visant à restaurer un état des diesels et de la TAC conforme aux exigences de conception et de fabrication et de montage sur site.

Lorsqu'ils fonctionnent, les groupes électrogènes de secours LHP et LHQ sont à l'origine de vibrations dans les structures. Or, ces matériels sont qualifiés pour fonctionner en cas de MDTE cumulé à un séisme. Pour satisfaire ces exigences de qualification, qui s'imposent aussi au circuit de refroidissement des diesels, des manchons compensateurs en élastomère (MCE) ont été installés sur ces circuits. Le montage de ces MCE est régi par la règle de maintenance référencée D4550.32-11/8396 dont la mise en œuvre est prescrite par vos services centraux. Celle-ci impose :

- que tout MCE soit repéré par un repère fonctionnel ;
- l'emploi d'une boulonnerie par nature inoxydable, et équipée d'écrous auto-freinés ;
- le remplacement impératif de la boulonnerie corrodée ;
- la continuité électrique entre les brides.

Or, l'inspection des circuits de refroidissement des diesels sur le toit des bâtiments abritant les groupes électrogènes a permis de constater les écarts suivants :

- la boulonnerie utilisée n'est pas systématiquement munie d'écrous auto-freinés, ni même d'un quelconque dispositif de freinage ;
- lorsque des écrous auto-freinés sont employés, il a été constaté que le goujon ne dépassait pas suffisamment, voire pas du tout, de l'écrou auto-freiné. Or le dispositif de freinage étant situé à l'extrémité de l'écrou, l'absence de dépassement du goujon conduit à considérer une absence de freinage ;
- l'absence de tresse assurant la continuité électrique entre les deux brides d'au moins un MCE,
- l'absence systématique de repérage des différents MCE ;
- des traces de corrosion sur la boulonnerie associée aux brides des MCE.

Demande A8-4 : Je vous demande de procéder, sans délai, à la remise en conformité des installations à leurs exigences de montage et aux exigences mentionnées dans votre système de gestion intégré et ses documents d'application. Vous veillerez à prendre en compte les anomalies et écarts précités pour statuer sur la disponibilité des diesels, au sens des spécifications techniques d'exploitation, notamment dans le cadre des confrontations journalières entre le chef d'exploitation et la filière indépendante de sûreté.

Demande A8-5 : L'absence de freinage constatée étant révélatrice d'un défaut de maîtrise des exigences de montage des liaisons boulonnées dont la tenue au séisme est requise et compte tenu de l'analogie de cette anomalie à celles à l'origine de la DP255, je vous demande de déclarer un événement significatif au titre du critère n° 9 du guide de l'ASN en référence [9].

Lors du contrôle des locaux des batteries, les inspecteurs ont constaté les anomalies suivantes :

- de nombreuses jauges de niveau de liquide contenu dans les batteries sont hors-service et délivrent des informations fausses alors que ces dispositifs permettent de détecter un défaut d'électrolyte susceptible de remettre en cause l'aptitude des batteries à assurer leur fonction notamment en cas de perte des alimentations électriques. Ces anomalies ont été constatées par les inspecteurs dans quasiment tous les locaux batteries visités (LAE, LAF, LAA) ;
- des traces d'humidité ont été constatées entre les électrodes de différentes batteries ;
- dans certains locaux, plusieurs bouchons de batterie, permettant la mise à niveau d'électrolyte, ont été trouvés ouverts ce qui conduit à un dégagement d'hydrogène accru dans le local et à une évaporation potentiellement plus rapide de l'électrolyte, donc à une autonomie des batterie plus faible que celle prise en compte dans la démonstration de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Ces constats révèlent le manque d'attitude interrogative des acteurs en charge des contrôles périodiques des locaux et des EIP qu'ils contiennent, un défaut d'évaluation des conséquences potentielles d'une anomalie de montage sur les résultats de la démonstration de protection des intérêts et, *in fine*, un défaut d'appropriation de votre politique de protection des intérêts par les acteurs « de terrain » ou un défaut d'écoute de l'encadrement aux signalements dont ils font état.

Demande A8-6 : Je vous demande de remettre en conformité les équipements connexes aux batteries de secours et de tirer les enseignements des dégradations observées.

Les canalisations du circuit d'eau glacée (DEG) circulent dans plusieurs locaux comportant des EIP. C'est le cas des locaux « Controblocs » et des locaux contenant les batteries. En cas de séisme, l'agression de ces équipements électriques par l'eau contenue dans les tuyauteries DEG doit être exclue. Les inspecteurs ont constaté dans les locaux « Controblocs » et LAA que les tuyauteries du système DEG se trouvaient dans un état de corrosion avancé. Sous ces tuyauteries corrodées se trouvaient des bassines de rétention pleines. En cas de séisme, la rupture de ces tuyauteries n'est pas exclue.

Demande A8-7 : Je vous demande de déclarer un événement significatif selon le critère 9 du guide en référence [9]. Vous procéderez à la remise en état des tuyauteries concernées

A 9 Non respects d'exigences définies constatés lors de l'inspection

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

- le non-respect des exigences de montage définies dans les plans du trou d'homme de la bache 2 EAS 011 BA, palier 1300 MWe ;
- le non-respect de l'exigence d'intégrité, y compris en cas de séisme des pompes 2 EAS 021 et 022PO (pompe IPS-NC, classement I au séisme), puisque ces pompes sont manifestement non intègres en situation normale ;
- le non-respect de l'exigence d'intégrité et de confinement, y compris en cas de séisme, des vannes 1 ASG 159 VV et 1 ASG 160 VV, puisque ces vannes sont fuyardes ;
- le non-respect de l'exigence de confinement du fluide véhiculé qui concerne la vanne 1 EAS 526 VN (demande de travaux n° 00319789), une fuite d'une goutte par seconde ayant été identifiée ;
- le non-respect de l'exigence réglementaire imposée par l'article 4.3.3 II de l'arrêté [3] concernant l'étanchéité suffisante des éléments susceptibles d'être en contact avec des substances (...) ou dangereuses pour toutes les fuites significatives de soude relevées sur le circuit EAS (sur le raccord identifié 2 EAS 484 VR notamment selon la DT n° 335081) ;
- le non-respect du plan de montage des lignes EAS (supportage absent).

A l'aval du ballon 9 JPD 001 BA et après la vanne 9 JPD 735 VE, les inspecteurs ont constaté une fuite geyser provenant de la tuyauterie JPD après un coude. Le diamètre de la fuite constatée est de l'ordre de 2 à 3 mm et le débit de fuite peut être estimé à 1L/min. Cette fuite est collectée dans une « bêche entonnoir » raccordée à un tuyau jaune dont la destination n'a pas été identifiée. Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté, à environ 50 cm en aval de cette fuite, que 4 colliers de réparation temporaire (3 colliers d'une largeur moyenne de 5 cm et 1 collier de largeur de 15 cm) sont positionnés sur la même portion de tuyauterie. Il n'a pas été constaté la présence de marquage, ou d'étiquette de présence de fuite associée à une demande d'intervention à proximité de ces constats.

L'état de la portion de tuyauterie et la présence de colliers de réparation remettent en cause les objectifs fixés dans la démonstration de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, à savoir que les tuyauteries du système JPD doivent résister au séisme majoré de sécurité.

Les constats précités révèlent des écarts au sens de l'arrêté en référence [3] qui n'ont pas été identifiés comme tels.

Demande A9 : Je vous demande d'encadrer la résorption de chacun de ces écarts par un PA-CSTA associé à un attribut « écart ». Vous veillerez d'une part, à remettre les installations et les AIP en conformité à leurs exigences définies dès que possible et, d'autre part, à tirer les enseignements des constats réalisés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire la demande mentionnée au paragraphe A1.

A10 Surveillance « terrain » des matériels par EDF

Le signalement des anomalies qui affectent des EIP est réalisé à proximité de chaque matériel concerné, d'un affichage mentionnant la référence et la date de la DT associée ainsi que l'état de fonctionnement du réacteur dans lequel la réparation est prévue (TEM ou AT).

Les inspecteurs ont constaté que :

- l'affichage apposé à proximité de la pompe 2 PTR 022 PO identifie la DT n° 334526 ouverte sur la base d'un constat de manque d'huile de lubrification du palier. Cette demande a été rédigée le 14 février 2017 soit plus d'un mois et demi avant l'inspection. Le 4 avril 2017, les inspecteurs ont relevé un niveau d'huile insuffisant alors même qu'une alerte claire, apposée sur l'appareil, précise le risque d'une telle anomalie ;
- l'affichage apposé à proximité de la pompe 1 ASG 031 PO identifie la DT n° DI-643411 ouverte le 20 avril 2015 suite au constat d'une fuite d'huile et mentionne une réparation en TEM. A la date de l'inspection, soit quasiment 2 ans après le constat, les inspecteurs ont constaté des traces d'huile. Vos représentants n'ont pas été en mesure de préciser si les actions prévues ont été accomplies ;
- l'affichage apposé à proximité de la pompe 1 ASG 022 PO n'identifie pas de numéro de DT mais recommande un suivi (essayage régulier) pour prévenir les conséquences potentielles de la fuite d'huile constatée. Pour autant, le niveau d'huile était inférieur au niveau minimal matérialisé sur la cage à huile de la pompe ;
- l'affichage apposé sur la vanne 2 JPP 008 VE identifie la DT n° DI-502599 et porte la mention « *Attention fuite* » et requiert une réparation en 2P20. Les inspecteurs n'ont pas constaté de fuite et les documents nécessaires à la traçabilité de l'accomplissement de la réparation n'ont pas pu être présentés.

Les locaux qui abritent les matériels précités font l'objet d'un contrôle régulier par les rondiers. La persistance des affichages et surtout des anomalies à leur origine révèlent un défaut d'attitude interrogative et une accoutumance à ces anomalies. Cette situation interroge *in fine* votre capacité à maîtriser l'état des installations et conduit les inspecteurs à constater un déséquilibre entre les ressources consacrées à la gestion administrative des anomalies techniques et celles affectées à la résorption de ces anomalies. Elle illustre également les écarts entre les principes édictés dans votre politique de protection des intérêts et leur appropriation par les acteurs du terrain.

Demande A10-1 : Je vous demande de résorber les anomalies mentionnées ci-dessus dans les plus brefs délais et de tirer les enseignements des constats réalisés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire la demande mentionnée au paragraphe A1.

Essais périodiques de la pompe 2 RIS 032 PO

Vous avez engagé la réalisation d'un essai périodique de la pompe 2 RIS 032 PO lors de l'inspection. Vous avez couplé cet essai à une opération de maintenance visant à graisser les paliers supérieur et inférieur de cette pompe. Les inspecteurs notent que cette action remet en cause la représentativité de l'essai périodique et est susceptible de constituer un écart aux exigences de la section 1 du chapitre 9 des règles générales d'exploitation.

Cette activité a été accomplie selon les procédures référencées D200013015668 et D2000130115664. Les documents de suivi de l'activité montrent que le graissage n'a pas pu être effectué selon les modalités prévues. En effet, les températures mesurées au niveau des paliers supérieur et inférieur ont révélé un dépassement significatif des valeurs maximales spécifiées dans la règle d'essais périodiques du système RIS. Ce constat a conduit à l'interruption de la maintenance.

Pour autant, vos services ont maintenu cette pompe en fonctionnement alors que les procédures précitées en requièrent l'arrêt en cas de dépassement des valeurs de température. Cette situation révèle un écart dans l'application de votre référentiel d'exploitation susceptible d'induire, dans les faits, un vieillissement prématuré de la pompe précitée. En outre, les inspecteurs ont constaté un phénomène vibratoire significatif sur un piquage de type capillaire situé sur le débit nul de cette pompe 2 RIS 032 PO.

Demande A10-2 : Je vous demande d'intégrer les signalements ci-dessus dans le processus de traitement des écarts que vous mettez en œuvre et de veiller à ce que l'ensemble des étapes prévues aux articles 2.6.2 à 2.6.4 de l'arrêté en référence [3] soit accompli.

A11 Manquement aux exigences réglementaires

A11-1 Rétention associée aux bâches SEK et KER

Lors des contrôles terrains, les inspecteurs ont constaté la présence de végétation aux pieds des bâches SEK (système de collecte et d'entreposage des effluents sur circuits secondaires) et KER (système de collecte et d'entreposage des effluents de l'îlot nucléaire). Dans la mesure où ces réservoirs doivent être placés dans une rétention « étanche », la présence de cette végétation révèle que la prescription mentionnée à l'article 4.3.1 de la décision en référence [8] n'est pas pleinement satisfaite.

Demande A11-1.1 : Je vous demande de mettre en conformité la rétention associée aux bâches SEK et KER aux dispositions de l'article 4.3.1 de la décision en référence [8]. Vous veillerez d'une part, à tirer les enseignements des constats réalisés par les inspecteurs dans le cadre de l'élaboration des actions que vous engagerez pour satisfaire la demande mentionnée au paragraphe A1 et, d'autre part, à procéder à une revue de conformité des rétentions du CNPE dans les plus brefs délais.

Le 5 avril, les inspecteurs ont constaté la présence d'eau dans les rétentions associées aux bâches SEK, KER et TER. Les contrôles réalisés ont révélé que le volume libre dans la rétention associée aux bâches SEK et TER satisfaisait les dispositions de l'article 4.3.1 II de la décision en référence [8]. En revanche, les règles de gestion de la rétention associée aux réservoirs TER n'étant pas décrites, la disponibilité d'un volume libre conforme aux exigences de l'article précité n'est pas contrôlable.

Demande A11-1.2 : Je vous demande de matérialiser le volume minimal dans la rétention associée aux réservoirs TER qui doit rester libre pour satisfaire les dispositions de l'article 4.3.1 II de la décision en référence [8]. Vous veillerez à disposer des justificatifs nécessaires en application des dispositions de l'article 2.5.6 de l'arrêté en référence [3].

A11-2 Rétention de la zone de dépotage externe du BTE

Les inspecteurs ont constaté la présence de plusieurs fissures ouvertes sur l'aire de dépotage du bâtiment de traitement des effluents (BTE). Le joint entre cette zone et le bâtiment lui-même présente également des endommagements. Dans ces conditions, la fonction de rétention associée à cette aire est susceptible de ne plus être assurée, notamment en cas de fissures traversantes et constituerait alors un écart aux dispositions de l'article 4.3.1 IV de la décision en référence [8].

Demande A11-2.1 : Je vous demande de mettre en œuvre le processus décrit dans votre système de gestion intégré afin de caractériser les anomalies constatées par les inspecteurs. Dans l'éventualité où cette caractérisation révélerait un défaut de confinement en cas d'accident de dépotage, il vous appartiendra d'une part, de procéder aux réparations nécessaires dans les plus brefs délais, et d'autre part, de mettre en place les mesures conservatoires adaptées en l'attente de la réalisation desdites réparations.

Demande A11-2.2 : Je vous demande de tirer le retour d'expérience des anomalies constatées par les inspecteurs du point de vue de la suffisance des contrôles et des opérations de maintenance réalisées sur les aires et cuvettes de rétention remplissant une fonction de confinement des substances dangereuses en cas d'accident.

A11-3 Gestion des zones à risques d'exposition interne

L'article R.4451-24 du code du travail précise que « *dans les zones où il existe un risque d'exposition interne, l'employeur prend toutes dispositions propres à éviter tout risque de dispersion des substances radioactives à l'intérieur et à l'extérieur de la zone* ».

Votre système de gestion intégré vous impose d'identifier des zones spécifiques où sont contrôlés les matériels avant leur éventuelle sortie de zone contrôlée. Le 4 avril, un contrôle de matériel était en cours dans une zone spécifique. Toutefois, en l'absence de balisage et de saut de zone adapté, un accompagnateur EDF puis les inspecteurs sont passés d'une zone potentiellement contaminée à une zone propre sans disposer des équipements de protection individuels adaptés.

Dans les faits, l'absence de balisage et de saut de zone ne permet pas de satisfaire les dispositions mentionnées à l'article R.4451-24 du code du travail.

Demande A11-3 : Je vous demande de tirer les enseignements de la situation constatée par les inspecteurs, notamment en ce qui concerne la capacité de votre organisation d'une part, à s'appropriier les motivations techniques à l'origine d'une disposition réglementaire et, d'autre part, à prévenir les écarts à la réglementation.

∞

B. Demandes de compléments d'information

B1 Elément justificatif de l'acceptabilité des écarts

Sur la base du cahier de supportage S2035, vous avez identifié, le 13 juillet 2016, l'absence du support constant n° 21314 sur la ligne 1 EAS 012 TY. Cette anomalie a fait l'objet du constat PAC n° 004150.

Par la note de calcul D454516023400 vous avez justifié de la tenue au séisme de la ligne détectée en défaut jusqu'à la mise en place du support manquant. Cependant, les inspecteurs ont relevé que cette note de justification se basait sur les éléments historiques (épaisseur initiale de la tuyauterie concernée, caractéristiques métallurgiques, localisation théorique des supports présents...) sans prendre en compte les données réelles de terrain (éventuelles sous épaisseur liées aux mouvements des fluides véhiculés, état des supportages restants, localisation exacte des différents équipements présents sur la ligne incriminée...).

Si j'ai bien noté l'absence de mode de dégradation spécifique identifié pour la ligne EAS concernée, vous avez confirmé en inspection que ce type de justification était généralement établi sur l'état théorique des matériels.

Je note par ailleurs que cette anomalie n'a pas été caractérisée comme « écart » au titre de l'arrêté [2] malgré la non-conformité au plan de montage.

Demande B1 : Je vous demande de préciser les modalités de vérification des éléments techniques retenus dans les justifications de tenue mécanique des matériels en écart, notamment lorsque des modes de dégradations de certains des composants sont identifiés.

B2 Supportage de type pendard

Les inspecteurs ont constaté l'absence d'un supportage de type pendard sur la bêche 2 EAS 012 BA. Ce supportage est présent sur les plans « *palier 1300* » mais est bien identifié comme absent sur les plans historiques (datant de 1984) de Belleville.

Il s'avère cependant que le même supportage est présent sur la bêche 2 EAS 011 BA ce qui correspondrait alors à une non-conformité au plan de montage applicable sur le CNPE de Belleville et donc à une exigence définie. Il convient donc de vérifier l'applicabilité des plans historiques aux différentes bêches EAS du CNPE.

Demande B2 : Je vous demande de me confirmer qu'en l'absence du supportage précité sur les différentes bâches EAS du CNPE, la qualification de ces EIP n'est pas remise en cause. Vous vous assurerez, le cas échéant, de la conformité des installations aux plans associés à cette installation et me préciserez les éventuelles actions engagées en ce sens.

∞

C. Observations

Accès au local des batteries LCA

Dans le local de batteries LCA du réacteur n° 1, la porte d'accès principal est équipée d'une serrure défaillante qui ne permet pas d'accéder au local avec la clef associée.

Observation C1 : J'appelle votre attention sur la nécessité de veiller à ce que les intervenants puissent accéder aux locaux contenant des batteries et de procéder au remplacement de la serrure du local LCA du réacteur n° 1.

Coffret « Chemelex Auto-Trace JB-4PG 1621-01 » à proximité de la bâche KER 012 ABA

Les inspecteurs ont constaté la présence de végétation autour et dans le coffret identifié *Chemelex Auto-Trace JB-4PG 1621-015*. Ce coffret n'ayant pas été ouvert en inspection, il n'a pas été possible aux inspecteurs de juger de l'état réel des matériels qu'il contenait.

Observation C2 : J'appelle votre attention sur les conséquences potentielles de la végétation dans les coffrets contenant du matériel électrique, notamment en termes d'isolement et de risque d'échauffement.

Locaux électriques 6.6kV

Il a été constaté l'absence de plomb de scellement sur certaines armoires électriques (1 LLA 001 TR par exemple).

Observation C3 : J'appelle votre attention sur la nécessité de remettre en place les plombs de scellement précités après avoir procédé au contrôle et, le cas échéant, au réglage des appareils qu'ils contiennent.

A l'endroit du local 1 LD 0701, il a été constaté l'absence d'analyse de risque (ADR) associée à l'entreposage de matériel dans ce local du bâtiment électrique. Cette absence d'ADR avait déjà été signalée par le SPR le 24/02/2017.

Observation C4 : J'appelle votre attention sur l'absence persistante de justification de la pertinence d'un tel entreposage dans un bâtiment électrique.

Sur certains actionneurs à risque d'arrêt automatique du réacteur (AAR), il a été constaté l'absence de signalétique associée à ce risque ainsi que l'absence de vitre cadenassée, empêchant le déclenchement involontaire de ces actionneurs (RPA 001 TB par exemple).

Observation C5 : J'appelle votre attention sur les risques induits par l'absence des dispositifs d'information et de protection précités.

Local des pompes 1 JPP 001 PO et 2 JPP 001 PO – voie A

Le calorifuge d'une portion de la tuyauterie utilisée pour la « mise en canard » lors des essais de pompes JPP avec retour vers la réserve a été déposé afin de permettre le remplacement d'une partie de la tuyauterie. Les inspecteurs ont constaté que la portion décalorifugée à proximité de la vanne 9JSP003WF sur laquelle l'exploitant est intervenu se situant, n'a pas été repeinte.

Observation C6 : J'appelle votre attention sur les conséquences potentielles d'un défaut de revêtement des tuyauteries en acier, notamment du point de vue de la prévention de la corrosion.

Chemin de câbles posé sur le calorifuge de la tuyauterie aval à la pompe au niveau du diaphragme 1 JPP 005 DI

Les inspecteurs ont constaté que des chemins de câbles reposent sur environ 2 mètres de longueur sur le calorifuge de la tuyauterie à l'aval de la pompe au niveau de l'organe 1 JPP 005 DI.

Observation C7 : J'appelle votre attention sur les conséquences potentielles d'un tel montage en cas d'accident et sur la nécessité de réévaluer la conformité d'un tel montage aux règles de l'art et aux exigences de qualification des matériels du système concerné.

Mesure de température du local des pompes SEC, 1 JP 001 PO, 2 JPP 001 PO par un thermomètre de type domestique repéré 9 DVP 001 LT

Les inspecteurs ont constaté qu'un thermomètre de type domestique était présent dans une boîte grillée et cadenassée posée au mur à proximité du diaphragme 1 JPP 005 DI. Le thermomètre est repéré sous le numéro 9 DVP 001 LT alors que des dispositifs de mesure « industriels » de température sont implantés dans le même local et dans d'autres locaux accueillant ce système incendie. Vos représentants ont signalé que ces instruments de mesure sont utilisés pour la surveillance de la température des locaux. Leurs mesures sont prises en compte dans la règle particulière de conduite Grand Froid des réacteurs de 1300 MWe en référence [10].

Observation C8 : Compte tenu de l'utilisation possible de plusieurs appareils de mesure de la température à différents endroits du local à surveiller en application de la règle en référence [10], j'appelle votre attention sur la nécessité :

- de définir la méthode de calcul de la température à comparer aux prescriptions de la règle en référence [10] ;
- de spécifier les exigences définies et applicables à chaque appareil de mesure d'une température prise en compte dans la règle précitée.

Périodicité de vérification d'une couverture anti-feu dépassée

Dans l'atelier général et à proximité de la porte du magasin général, les inspecteurs ont constaté que la couverture anti-feu n'a pas été vérifiée depuis juin 2015 alors que la précédente vérification est datée de mai 2014.

Observation C9 : J'appelle votre attention sur l'éventuel non-respect de la périodicité de contrôle de cet équipement.