

DIVISION DE LYON

Lyon, le 15 mars 2018

N/Réf. : CODEP-LYO-2018-013702

**Monsieur le Directeur du centre nucléaire de  
production d'électricité du Tricastin**  
CNPE du Tricastin  
CS 40009  
**26 131 SAINT PAUL TROIS CHATEAUX**  
**CEDEX**

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
Centrale nucléaire du Tricastin (INB n°87 et 88)  
Inspection n° INSSN-LYO-2018-0433 du 20 février 2018  
Thème « Systèmes de sauvegarde (ASG et RIS) »

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu au code de l'environnement, à l'article L. 596-1 et suivants, une inspection courante a eu lieu le 20 février 2018 à la centrale nucléaire du Tricastin relative aux systèmes de sauvegarde.

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, à cette occasion, par les inspecteurs.

### **Synthèse de l'inspection**

L'inspection du 20 février 2018 avait pour objectif de contrôler les dispositions mises en place par la centrale nucléaire du Tricastin pour s'assurer de la disponibilité et de la fiabilité des systèmes de sauvegarde. Les inspecteurs se sont principalement intéressés au système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur<sup>1</sup> (ASG) et au système d'injection d'eau de sécurité<sup>2</sup> (RIS).

---

<sup>1</sup> Le système ASG alimente en eau les générateurs de vapeur pour assurer le refroidissement du cœur dans tous les cas où l'alimentation normale des générateurs de vapeur (ARE) n'est pas disponible.

<sup>2</sup> Le système RIS fournit de l'eau en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) au circuit primaire pour assurer le refroidissement du cœur du réacteur et injecte de l'acide borique le plus rapidement possible pour contrôler la réactivité du cœur en cas d'accident par rupture de tuyauterie de vapeur (RTV).

Dans ce cadre, les inspecteurs ont contrôlé dans un premier temps, l'organisation et les modalités mises en œuvre pour assurer la fiabilité des systèmes, la réalisation et l'interprétation des essais périodiques (EP) prévus par les règles générales d'exploitation (RGE), les gestions administrative et physique des dispositifs et moyens particuliers (DMP) et des moyens temporaires de l'installation (MTI) ainsi que l'application des spécifications techniques d'exploitation (STE).

Dans un second temps, les inspecteurs ont contrôlé l'état de la rétention du réservoir repéré 3 ASG 003 BA, ainsi que les locaux des motopompes et des turbopompes du système ASG des réacteurs 2 et 3.

Il ressort de cette inspection que le système ASG ne fait plus l'objet d'un bilan de santé depuis le quatrième trimestre 2016, alors que ces bilans doivent être produits trimestriellement dans l'objectif de l'amélioration de la fiabilité de ce système. EDF doit par conséquent s'attacher à corriger cet écart dans les plus brefs délais

En matière de réalisation et d'interprétation des essais périodiques, de gestions administrative et physique des dispositifs et moyens particuliers (DMP) et des moyens temporaires de l'installation (MTI) et de propreté des installations, l'organisation mise en place est globalement satisfaisante.



## **A. Demandes d'actions correctives**

### *Evaluation de la santé des systèmes de sauvegarde dans le management de la fiabilité*

#### ➤ *Les bilans de santé des systèmes ASG et RIS*

Le management de la fiabilité défini dans la méthode AP-913, développée par l'INPO<sup>3</sup>, vise l'excellence de la fiabilité de fonctionnement. Il est basé sur l'évaluation de la santé des systèmes et des composants qui participent à la sûreté et à la disponibilité ainsi que sur la définition et la réalisation d'actions permettant l'amélioration continue de la fiabilité des matériels.

L'évaluation de la santé des systèmes est réalisée périodiquement au travers des bilans de santé des systèmes. Ils sont réalisés sur la base d'indicateurs nationaux chiffrés et pondérés permettant d'obtenir une note finale représentative de la fiabilité du système sur une période donnée. Lors de la clôture d'une période, les systèmes sont notés sur une échelle de 0 à 100 et leur état est caractérisé parmi les catégories suivantes : « moyen », « satisfaisant », « bon » et « excellent ».

Les bilans de santé des systèmes permettent ainsi de détecter les signes précurseurs d'éventuelles dérives ou dégradations de performances pouvant être à l'origine de futures défaillances et sont présentés régulièrement au comité fiabilité (COFIA) où se décide le plan d'action de fiabilisation nécessaire afin de permettre le retour du système à un état « excellent ».

\*

---

<sup>3</sup> INPO : Institute of nuclear power operations

Les inspecteurs ont examiné les derniers bilans de santé clôturés et réalisés sur les systèmes de sauvegarde ASG et RIS des réacteurs 1, 2, 3 et 4. Il s'agit des bilans suivants :

- pour le système ASG : bilan du 1<sup>er</sup> septembre 2016 au 31 décembre 2016 ;
- pour le système RIS : bilan du troisième trimestre 2017.

La périodicité de réalisation des bilans de santé étant trimestrielle pour les systèmes ASG et RIS, les inspecteurs ont ainsi constaté que cette périodicité n'est pas respectée. Précisément, les bilans suivants n'ont pas été produits :

- les quatre bilans de santé de l'année 2017 pour les systèmes ASG des quatre réacteurs ;
- le bilan de santé du quatrième trimestre de 2017 pour les systèmes RIS des quatre réacteurs.

**Demande A1 : je vous demande de réaliser sans délai un bilan de santé du système ASG pour les quatre réacteurs pour l'année 2017 et un bilan de santé du système RIS pour les quatre réacteurs pour le dernier trimestre de l'année 2017.**

**Demande A2 : je vous demande de mettre en place une organisation qui permette d'assurer la production des livrables en matière d'AP-913 au rythme que vous avez contractualisé avec les services centraux d'EDF.**

L'exploitant a expliqué que les bilans de santé des systèmes ASG n'ont pas été réalisés en 2017 par manque de ressource associée au service Ingénierie et systèmes d'information (ISI). Selon vos représentants, le service ISI est actuellement composé d'environ cinquante personnes alors que l'effectif cible se situe à soixante personnes. Ce service a été créé en janvier 2018.

**Demande A3 : je vous demande de définir précisément les missions du service ISI et les ambitions que vous vous fixez en matière de production de bilans de santé des systèmes. Vous m'indiquerez l'effectif cible visé au regard des objectifs ainsi que le calendrier de grèvement de ce service.**

L'examen des bilans de santé des systèmes de sauvegarde ASG et RIS a permis de montrer que l'exhaustivité des bilans pouvait être remise en cause. En effet, à l'indicateur 2-i (prévention des défaillances – résultat des visites périodiques terrain), il est indiqué :

- dans le bilan du quatrième trimestre de l'année 2016 relatif au système ASG du réacteur 1, qu'« aucune visite terrain sur le système n'a été réalisée et qu'aucune anomalie » n'a été détectée. La note maximale de 100 a été attribuée à ce système alors même que celui-ci n'a pu être évalué au travers de la visite terrain ;
- dans le bilan du quatrième trimestre de l'année 2016 relatif au système ASG des réacteurs 2, 3 et 4, il est indiqué qu'« une visite terrain a été réalisée sur le système ASG et qu'aucune anomalie n'a été détectée ». Toutefois, l'exploitant n'a pas été en mesure de justifier de la réalisation de ces visites terrain. Il a précisé qu'il n'existe pas de document aidant à la réalisation de ces visites terrain ;
- dans les bilans de santé des deuxième et troisième trimestres de 2017 relatifs à la fiabilité du système RIS des réacteurs 1, 2, 3 et 4, il est indiqué qu'aucune visite terrain n'a été réalisée pendant la période considérée.

**Demande A4 : je vous demande de définir une note pour l'indicateur 2-i (prévention des défaillances – résultats des visites systèmes) représentative de l'absence de visite de terrain. Je vous demande par ailleurs de mettre en place un document permettant aux « ingénieurs systèmes » de déterminer les points essentiels de surveillance à vérifier lors des visites périodiques de terrain.**

Enfin, les inspecteurs ont contrôlé par sondage l'avancement des plans d'action (PA CSTA) et des demandes de travaux (DT) qui affectent le système ASG. Il a été constaté que des erreurs dans les numéros de DT et de PA CSTA sont présentes :

- il est indiqué dans le bilan de santé du système ASG du réacteur 1 du quatrième trimestre de 2016 que la DT n° 0022457 est en cours alors qu'il s'agit de la DT n° 00227457 ;
- il est indiqué dans le bilan de santé du système ASG du réacteur 3 du quatrième trimestre de 2016 que le PA CSTA n° 5506 est en cours alors qu'il s'agit du PA CSTA n° 5584.

**Demande A5 : je vous demande de corriger dans les bilans de santé du système ASG les numéros de la DT et du PA CSTA précités.**

\*

➤ *Les comités de fiabilité*

Le comité de fiabilité (COFIA) constitue l'un des quatre principes structurants de l'organisation mise en place sur le site pour la méthode AP-913. Sur la base des propositions d'actions de maintenance suggérées par les « ingénieurs systèmes »<sup>4</sup>, le COFIA se tient tous les quinze jours en vue de prendre des décisions pour améliorer la fiabilité de systèmes et suivre le plan d'action de ses décisions.

La note « Organisation du comité fiabilité de Tricastin » référencée D453415020682 et datée du 31 août 2015, décrit l'organisation des comités de fiabilité de la centrale nucléaire du Tricastin. Cette note ne prend toutefois pas en compte la réorganisation des services au sein de la centrale nucléaire du Tricastin qui s'est opérée au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

Par ailleurs, vous avez indiqué le jour de l'inspection que les différents états des systèmes élémentaires (SE) ont été modifiés. Un SE dont l'état est « correct » devient « excellent », un état « à surveiller » devient « bon », un état « dégradé » devient « satisfaisant » et un état « inacceptable » devient « moyen ». Ce changement n'apparaît pas dans la note d'organisation susmentionnée.

**Demande A6 : je vous demande de mettre à jour la note d'organisation du comité de fiabilité afin de prendre en compte notamment les deux remarques susmentionnées.**

---

<sup>4</sup> Les « ingénieurs systèmes » sont responsables du suivi de l'état de santé des systèmes dont ils ont en charge.

Conformément au référentiel interne EDF, le passage du bilan au statut « clos » signifie que « l'ingénieur systèmes » considère que le bilan est terminé. Le chef de service ou le chef de service délégué valide ensuite la réalisation du bilan, permettant le passage du bilan au statut « approuvé » qui est nécessaire pour être présenté devant le COFIA. Le COFIA valide ensuite les actions proposées par « l'ingénieur systèmes » pour améliorer la fiabilité. Néanmoins, les inspecteurs ont constaté que les bilans santé des systèmes ASG et RIS qui ont été présentés étaient tous au statut « clos » au lieu de « approuvé ».

**Demande A7 : je vous demande de respecter votre référentiel interne : tout bilan de santé doit être à l'état « approuvé » avant son passage en comité de fiabilité.**

\*

#### Cycle de vie des plans d'action

Des plans d'action « constat » (PA CSTA) sont mis en place par l'exploitant afin d'assurer la traçabilité du traitement des écarts détectés.

Par sondage, les inspecteurs ont contrôlé le suivi du traitement de l'écart PA CSTA n° 84164 affectant le matériel repéré 2 ASG 133 VV.

En amont de l'inspection, la liste des écarts affectant le système ASG des quatre réacteurs avait été fournie par l'exploitant. Cette liste indiquait que l'échéance de traitement du PA CSTA n° 84164 était fixée au 31 juillet 2019. Le jour de l'inspection, l'exploitant a finalement indiqué que le traitement de cet écart serait réalisé au cours de l'arrêt du réacteur 2 (arrêt 2P3519).

**Demande A8 : je vous demande de mettre en cohérence les deux échéances de traitement du PA CSTA n° 84164 présentées au cours de l'inspection et de vous assurer que le traitement sera réalisé lors du prochain arrêt du réacteur 2 (2P3519).**

\*

#### Traçabilité des essais périodiques destinés à démontrer la disponibilité d'un matériel

Le chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) définit les essais périodiques (EP) à réaliser qui s'inscrivent dans une démarche de surveillance en exploitation. Ces EP ont le double objectif de démontrer d'une part la disponibilité des éléments importants pour la protection (EIP) et d'autre part le respect des hypothèses choisies pour les conditions de fonctionnement décrites dans les études d'accident du rapport de sûreté (RDS).

Les critères à satisfaire, permettant de considérer un EP comme satisfaisant sont classés :

- en groupe A : critères dont le non-respect compromet un ou plusieurs objectifs de sûreté car ils sont représentatifs de l'indisponibilité d'un équipement ou d'une fonction ;
- ou en groupe B : critères dont l'évolution est caractéristique de la dégradation d'un équipement ou d'une fonction sans pour cela que ses performances ou sa disponibilité soient, après analyse, remise en cause jusqu'à la prochaine échéance de réalisation.

Les conditions d'acceptabilité d'un EP inclut l'atteinte des critères de groupe A ou B.

\*

L'ASN considère que la traçabilité des essais périodiques (EP) participe à la démonstration, *a posteriori*, de la disponibilité des matériels. Néanmoins, il a été constaté le jour de l'inspection que les pré-requis des derniers comptes rendus des EP intitulés ASG110, ASG142, ASG440 ne sont pas correctement remplis (la liste des documents applicables ne mentionne pas leur indice applicable, le bon pour exécution n'est pas systématiquement signé, les relevés de mesures avant et après l'EP ne sont pas systématiquement réalisés).

**Demande A9 : je demande de vous assurer qu'à chaque réalisation d'un essai périodique, les pré-requis soient correctement complétés (notamment la liste des documents applicables et l'indice applicable, le bon pour exécution, les relevés de mesures avant et après l'EP).**

Les inspecteurs ont examiné le compte-rendu de l'EP référencé « EPA ASG 440 » relatif au contrôle de l'étalonnage du capteur de niveau du réservoir repéré ASG 001 BA. Il a été constaté qu'un critère de groupe A du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) n'était pas conforme. Il est indiqué dans la gamme opératoire de l'EP que si le critère n'est pas conforme, après analyse et accord de la hiérarchie, le réglage d'un capteur peut être repris puis un contrôle technique est réalisé. Le critère de groupe A du chapitre IX des RGE est alors considéré comme conforme.

Les inspecteurs regrettent que l'analyse et l'accord hiérarchique ne soient pas tracés dans la gamme opératoire de l'EP.

**Demande A10 : je vous demande de mettre en place un point d'arrêt dans le cas où le critère de groupe A du chapitre IX des RGE relatif à la validité des critères du PVE n'est pas conforme. Ce point d'arrêt permettra de tracer l'analyse et l'accord donné par la hiérarchie permettant de considérer le critère de groupe A du chapitre IX des RGE conforme.**

\*

#### Propreté des installations

Les inspecteurs ont visité les matériels relatifs au système ASG des réacteurs 1, 2 et 3 situés dans le bâtiment électrique. Précisément, ils ont contrôlé l'état des matériels suivants :

- les locaux des motopompes et des turbopompes du système ASG des réacteurs 2 et 3 ;
- la rétention du réservoir en eau du système ASG du réacteur 3.

Les anomalies suivantes ont été constatées :

- les étiquettes des matériels repérés 2 ASG 510 VD (situé dans le local 2W271), 2 ASG 130 VD et 2 ASG 031 BA (situés dans le local 2W277) et 3 ASG 570 VD (situé dans le local 3W231) sont détériorées ou absentes ;
- une fuite d'huile était présente sous le capteur de niveau repéré 2 ASG 031 SN dans le local 2W277 ;
- l'étiquette du DMP repéré « DMP de 3 ASG 130 VD » et situé dans le local 3W237 était décroché ;

- le dernier contrôle du robinet d'incendie armé (RIA) repéré 2 JPL 614 RJ et situé dans le local 2L541 à + 11,5 m du bâtiment électrique a été réalisé le 3 novembre 2015. Je vous rappelle toutefois que conformément à l'article 3.2.1-3 de la décision n° 2014-DC-0417 de l'ASN du 28 janvier 2014, « *les moyens de matériels d'intervention et de lutte internes à l'installation nucléaire de base [...] sont maintenus en bon état de fonctionnement* ». Le contrôle du RIA réalisé le 3 novembre 2015 ne permet pas de répondre à cet article ;
- un oxygènemètre repéré SRMDGDMONTOXGA-TRI009 et situé dans le local 2W271 du bâtiment électrique est entreposé sous le coffret repéré 2 SIR 001 CR ;
- la serrure de la porte permettant l'accès au local du réservoir repéré 2 ASG 001 BA est cassée.

**Demande A11 : je vous demande de me communiquer les actions mises en place pour remettre en conformité les éléments susmentionnés et les dispositions prises pour éviter leur renouvellement.**

Les inspecteurs ont également constaté la présence d'un fût entreposé à l'entrée du local du réservoir repéré 3 ASG 001 BA. Il est indiqué que ce fût est utilisé pour récupérer le « trop plein du réservoir repéré 3 ASG 001 BA ».

Conformément à l'article 4.2.1-I de la 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, « *les fûts, réservoirs et autres contenants, ainsi que leurs emballages [...], portent en caractères lisibles le nom des substances ou mélanges, leur état physique et les symboles de danger définis par la réglementation relative à l'étiquetage des substances et mélanges chimiques dangereux* ».

Par ailleurs, conformément à l'article 4.3.3-I de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB), « *les stockages ou entreposages de récipients [...] qui sont susceptibles de contenir des substances radioactives ou dangereuses en quantité significative sont équipés de capacités de rétention* ».

**Demande A12 : je vous demande de caractériser la substance présente dans le fût entreposé à l'entrée du local du réservoir repéré 3 ASG 001 BA conformément à l'article 4.2.1-I de la décision n° 2013-DC-0360 de l'ASN du 16 juillet 2013. Le cas échéant et conformément à l'article 4.3.3-I de l'arrêté du 7 février 2012, je vous demande de mettre en place une capacité de rétention sous le fût précité.**



## B. Compléments d'information

### Evaluation de la santé des systèmes de sauvegarde dans le management de la fiabilité

Lors de l'examen des bilans de santé des systèmes ASG et RIS, les inspecteurs ont constaté que les fréquences d'établissement de ces bilans ou de présentation en COFIA étaient différentes des règles fixées par les services centraux EDF<sup>5</sup>. Précisément, les bilans de santé des systèmes ASG et RIS doivent être réalisés trimestriellement et leur présentation en COFIA doit être *a minima* annuelle et trimestrielle si l'état de santé est différent de « correct » (nouvellement « excellent »).

Les inspecteurs ont constaté le jour de l'inspection que les derniers bilans de santé réalisés sur les systèmes ASG et RIS conduisent à considérer :

- les systèmes ASG des réacteurs 1, 2, 3 et 4 comme appartenant à la catégorie « bon »<sup>6</sup> ;
- les systèmes RIS des réacteurs 1 et 4 comme appartenant à la catégorie « bon » ;
- les systèmes RIS des réacteurs 2 et 3 comme appartenant à la catégorie « satisfaisant »<sup>7</sup>.

Les états des systèmes ASG et RIS sur les quatre réacteurs sont donc différents de l'état « excellent » (anciennement « correct »). Les bilans de santé auraient donc dû être présentés trimestriellement en COFIA selon les règles fixées par les services centraux d'EDF.

**Demande B1 : je vous demande de me préciser les règles fixant les fréquences de présentation au COFIA.**

**Demande B2 : je vous demande de me préciser, pour les systèmes RIS des réacteurs 2 et 3, les causes probables de défaillance indiquées dans le dernier bilan de santé, pour les indicateurs catégoriels dont l'état n'est pas « excellent ».**

L'exploitant a par ailleurs indiqué que les deux derniers comités de fiabilité ayant traité de la fiabilité des systèmes de sauvegarde ASG et RIS se sont tenus en janvier et en juin 2017. Seul le compte-rendu du comité de fiabilité du mois de janvier 2017 a pu être examiné par les inspecteurs. Ce comité de fiabilité s'est basé sur le bilan de santé du système ASG du troisième trimestre de 2016 : le système ASG des réacteurs 1 et 3 y était considéré comme appartenant à la catégorie « moyen ». Afin d'améliorer la santé de ces systèmes, quatre axes de travail ont été proposés par « l'ingénieur systèmes ». Les inspecteurs n'ont pas été en mesure de contrôler la manière dont ces axes de travail ont été validés par le comité de fiabilité ni tracés pour qu'un suivi soit effectué.

**Demande B3 : je vous demande de me préciser les suites qui ont été données aux quatre axes de travail proposés pour améliorer la fiabilité du système ASG lors du comité de fiabilité de janvier 2017. Je vous demande également de me faire part de la manière dont est réalisé le suivi des axes de travail proposés par les « ingénieurs systèmes » lors des comités de fiabilité (axes de travail validés ou non validés par le COFIA).**

\*

---

<sup>5</sup> Les règles fixées par les services centraux d'EDF sont fixées dans la note technique « AP-913 – règles d'établissement des bilans de santé dans System IQ » - D4550.31-10/4506

<sup>6</sup> L'état « bon » correspond anciennement à l'état « à surveiller »

<sup>7</sup> L'état « satisfaisant » correspond anciennement à l'état « dégradé ».

### Analyse des critères de groupe A de l'essai périodique de contrôle de la fonction de sûreté des motopompes ASG

Les inspecteurs ont examiné l'EP référencé « EPE ASG 110 » relatif au contrôle de la fonction de sûreté des motopompes du système d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur (ASG) qui permet de vérifier les critères de groupe A suivant :

- le tracé de la courbe débit / pression des motopompes testées doit se situer au-dessus d'une courbe étalon disponible dans la règle d'essai ;
- le coefficient de perte de charge des lignes d'injection, lorsque les vannes réglantes sont ouvertes au maximum, doit être compris dans une plage prédéfinie.

La règle applicable à cet EP prévoit que si l'un des deux critères de groupe A cités ci-dessus n'est pas satisfait, alors il faut vérifier par le calcul que les débits d'eau ASG nécessaires en cas de perte de l'eau alimentaire normale ou en cas de rupture de tuyauterie d'eau alimentaire sont atteints. Ces deux débits obtenus par le calcul constituent des critères de groupe A. Les inspecteurs ont également noté qu'une possibilité équivalente existait sur l'EP similaire de la turbopompe ASG.

En définitive, il s'agit de substituer des critères de groupe A non-satisfait par d'autres critères de groupe A.

**Demande B4 : je vous demande de me décrire la manière dont ces critères de groupe A ont été conçus, en précisant les références des documents associés à cette démarche. Je vous demande aussi de me préciser s'il est acceptable d'introduire des critères de groupe A de substitution dans vos règles d'EP.**

Les inspecteurs ont également vérifié l'EP référencé « EPC ASG 100 » relatif à la réalimentation du réservoir ASG par SER<sup>8</sup>.

**Demande B5 : je vous demande de me préciser si les incertitudes liées au capteur d'essai utilisé dans l'EP ASG100 sont prises en compte dans le calcul de la valeur mesurée sur le coefficient de perte de charge de la liaison gravitaire entre les réservoirs SER et ASG, critère de groupe A du chapitre IX des RGE.**

\*

### État de santé des composants

Les états de santé des composants suivis au titre de la démarche AP-913 constituent les supports d'analyse utilisés par les « ingénieurs composants » et les « ingénieurs systèmes » pour établir leur production documentaire et initier les actions de fiabilisation à mettre en œuvre.

Ces états de santé sont établis à l'aide du logiciel PLANT IQ, renseigné manuellement par les chargés de composants à partir des relevés réalisés sur le terrain. La méthodologie de complétude ainsi que les notations associées sont précisées dans la note<sup>9</sup> des composants à suivre qui liste les tâches à effectuer.

---

<sup>8</sup> Le système SER correspond à la distribution d'eau déminéralisée conventionnel.

<sup>9</sup> Pour le palier CP1, la liste des composants à suivre dans PLANT IQ est le document en référence D4550.32-10/3056.

Les inspecteurs ont constaté que PLANT IQ n'est que partiellement complété.

**Demande B6: je vous demande de me préciser quels sont les tâches du plan de suivi des composants qui ne sont pas réalisées.**

\*

Gestion administrative des dispositions et moyens particuliers ainsi que des modifications temporaires de l'installation

Les inspecteurs ont noté que vous n'utilisiez plus l'aide informatique aux consignations (AIC) pour gérer administrativement les dispositions et moyens particuliers (DMP) et les modifications temporaires de l'installation (MTI)<sup>10</sup>. En effet, ce logiciel n'est plus utilisé depuis la mise en place du nouveau système d'information du nucléaire (SDIN), de ce fait vous tracez les poses et déposes des DMP/MTI à l'aide des demandes de travaux pour anomalie matérielle.

**Demande B7 : je vous demande de me démontrez que l'outil que vous utilisez est conforme à la directive interne DI 074, à l'indice applicable, relative aux définitions et principes d'organisation pour la gestion des DMP et MTI.**

\*

Propreté des installations

Les inspecteurs ont visité les turbopompes du système ASG du réacteur 3. Ils ont constaté la présence d'un macaron d'identification de fuite sur le matériel repéré 3 ASG 138 VV et situé dans le local 3W237 du bâtiment électrique à 0,0 m. Ce macaron a été mis en place le 29 septembre 2017. Il est indiqué que la demande de travaux n° 134631 a été ouverte afin de remettre en conformité cette fuite.

**Demande B8 : je vous demande de me transmettre la date d'échéance de cette demande de travaux.**



**C. Observations**

*Néant*

\*

\* \*

---

<sup>10</sup> Les DMP et MTI sont des modifications temporaires qui affectent l'état fonctionnel de l'installation lorsque leur mise en œuvre est réalisée en dehors de l'état d'exploitation du réacteur ou du circuit pour lequel ils sont initialement prévus.

Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai de deux mois. Pour les engagements que vous seriez amenés à prendre, je vous demande de bien vouloir les identifier clairement et d'en préciser, pour chacun, l'échéance de réalisation. 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.

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

**L'adjoint à la chef de la division de Lyon de l'ASN,**

**signé par**

**Olivier VEYRET**