

Lille, le 15 janvier 2018

**CODEP-LIL-2018-003560**

Monsieur le Directeur du Centre  
Nucléaire de Production d'Electricité  
B.P. 149  
**59820 GRAVELINES**

**Objet : Contrôle des installations nucléaires de base**

CNPE de Gravelines – INB n° 96, 97 et 122

Inspection **INSSN-LIL-2017-0245** effectuée le **19 décembre 2017**

Thème : "Gestion des écarts – bilans gestionnaires et commissions de sûreté en arrêt de tranche"

**Réf.** : Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base (INB) en référence, une inspection inopinée a eu lieu le 19 décembre 2017 dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines sur le thème « Gestion des écarts – bilans gestionnaires et commissions de sûreté en arrêt de tranche ».

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 inopinée du 19 décembre 2017 avait pour thème : « Gestion des écarts – bilans gestionnaires et commissions de sûreté en arrêt de tranche ». Il s'agissait d'examiner les dispositions mises en place par le CNPE pour s'assurer de la capacité d'un réacteur à changer d'état au travers des bilans gestionnaires, des commissions de sûreté en arrêt de tranche et des évaluations et contrôles ultimes. Les inspecteurs ont notamment contrôlé les éléments de preuve et de justification utilisés par les métiers de maintenance et les contrôles associés permettant de vérifier la fiabilité de ces éléments.

Au vu de cet examen, les inspecteurs considèrent que les mesures mises en œuvre par le CNPE sont globalement satisfaisantes mais demeurent perfectibles. Les inspecteurs n'ont pas identifié, sur les cas examinés, de problématiques qui remettraient en cause le changement d'état d'un réacteur. Néanmoins, il apparaît que les données utilisées pour décider d'un changement d'état, bien qu'elles soient très majoritairement exactes, pourraient être fiabilisées. De façon générale, les modes de preuve, justifications et contrôles sont assez peu développés. Enfin, certaines dispositions du référentiel national d'EDF encadrant les bilans gestionnaires, les commissions de sûreté en arrêt de tranche et les évaluations et contrôles ultimes ne sont pas pleinement respectées.

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

### **Modes de preuve et éléments de justification**

Avant de procéder au changement d'état d'un réacteur, vous réalisez des contrôles gestionnaires (bilan) et des contrôles "temps réel". Pour la première catégorie de contrôles, il s'agit de s'assurer que toutes les opérations à la charge des différents métiers de maintenance sur les fonctions requises dans le nouvel état ont été réalisées. Ces contrôles sont appelés bilans gestionnaires (BG) ou commissions de sûreté en arrêt de tranche (COMSAT). La seconde catégorie de contrôles porte sur les paramètres physiques et concerne la disponibilité en temps réel des systèmes de sûreté. Ces contrôles sont réalisés par les équipes de conduite. Cette phase de contrôle est appelée ECU (évaluation et contrôle ultime).

L'organisation de ces contrôles est décrite dans la directive interne d'EDF DI 71 indice 2. Des précisions sont apportées notamment par la règle particulière de conduite (RPC) relative aux contrôles ultimes et par la déclinaison locale de ces référentiels.

La COMSAT est réservée pour certains changements d'états importants comme par exemple le rechargement du combustible ou la divergence du réacteur. Dans les autres cas, c'est un bilan gestionnaire qui est réalisé.

Les inspecteurs se sont donc intéressés aux éléments apportés par les différents métiers, en particulier lors des COMSAT, ainsi qu'aux modes de preuve ou aux justifications associées.

Le § 4.5 de la DI 71 indique que dans le cadre des commissions, un engagement sera demandé à chaque participant sur la réalisation complète des activités relevant de sa responsabilité. A ce titre, *"ceci implique de disposer en commission d'un dossier comportant les éléments nécessaires pour justifier cet engagement"*.

Il s'avère que le contenu des dossiers et les éléments minimaux de justification ne sont pas décrits dans l'organisation locale.

Dans les faits, les métiers réalisent des extractions informatiques à partir de votre outil de gestion (extraction des TOT : Tâches d'Ordre de Travail). Pour chaque TOT, il est défini un état du réacteur avant lequel l'activité doit être terminée.

La DI 71 indique ensuite qu'il faut s'assurer à minima que l'analyse de 1<sup>er</sup> niveau de l'activité est réalisée. Vous avez indiqué que l'attribut "1N" était donné dans l'outil informatique par le chargé d'affaires d'EDF (CA) dès que son analyse de premier niveau était réalisée.

Pourtant, dans le cadre d'une COMSAT ou d'un BG, les métiers réalisent des extractions des TOT, pour un état donné, qui ne bénéficient pas de l'attribut 1N puisque non totalement réalisées.

Aussi, d'éventuelles faiblesses du dispositif pourraient provenir d'une anomalie dans les extractions informatiques, d'une erreur dans l'état de référence attribué ou encore d'une erreur dans l'attribution du 1N (soit par attribution involontaire, soit par lacune dans l'analyse de premier niveau). Pour mémoire, votre organisation générale prévoit des analyses de second niveau mais elles ne sont pas exploitées dans ce cadre.

Il s'avère donc que cette pratique ne correspond pas pleinement à une exigence du § 4.4 de la DI 71 qui précise que *"les bilans des activités sur les matériels nécessaires au changement d'état sont formalisés dans un document qui permet de garantir leur bonne réalisation au Président de la COMSAT"*. En effet, votre méthode extrait uniquement les activités sur lesquelles il reste des actions à réaliser, ce qui est différent d'un bilan qui listerait quant à lui également les actions sur lesquelles il n'y a, a priori, pas d'action à engager pour le changement d'état. De plus, en matière de contrôle, il y a plus de chance de détecter une anomalie dans la qualité de l'extraction informatique sur la base d'une liste complète des activités que sur une liste ne visant que les quelques activités sur lesquelles subsistent des actions à terminer.

Il convient de noter que, bien qu'elles soient peu fréquentes, des erreurs dans la définition des états et dans l'attribut 1N se sont déjà produites.

Le § 4.4 de la DI 71 prévoit également que la COMSAT examine les fiches d'écart, appelées aujourd'hui plans d'actions (PA) dans votre nouvel outil de gestion. Dans ce cas également, vous ne réalisez pas une extraction de tous les PA ouverts mais uniquement ceux qui ne sont pas encore à l'état "soldé". Rappelons qu'un écart est dit soldé lorsque les actions curatives nécessaires à la poursuite de l'activité ou à la remise en exploitation sont réalisées, contrôlées et satisfaisantes, si ces actions curatives sont définies et programmées ou si aucune action curative n'est nécessaire pour poursuivre l'exploitation ou l'activité.

La remarque concernant la capacité de détection d'écarts sur des listes moins exhaustives est également valable dans ce cas. Par ailleurs, le dispositif présente deux faiblesses potentielles principales.

Tout d'abord, il peut exister un délai entre la découverte d'un écart et la création d'un PA dans l'outil informatique. Depuis plusieurs années, une démarche du CNPE est en cours pour réduire ces délais. Toutefois, ces délais ne peuvent pas être nuls. Par ailleurs, vous n'avez pas un dispositif demandant aux métiers de signaler tout écart potentiel avant même la rédaction d'un PA dans ces phases critiques. Rappelons que les inspecteurs constatent régulièrement que des PA sont ouverts avec des délais anormalement longs.

Lors des investigations concernant la COMSAT du 22 décembre 2016 concernant le réacteur 2, les inspecteurs ont constaté qu'un écart connu début décembre 2016 n'avait fait l'objet d'un PA que le 28 décembre 2016 donc postérieurement à la COMSAT. Les inspecteurs ont constaté que cet écart n'avait pas été évoqué lors de la COMSAT.

Dans le cadre des demandes d'autorisation de divergence des réacteurs après un arrêt, la décision n° 2014-DC-0444 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 juillet 2014 relative aux arrêts et redémarrages des réacteurs électronucléaires à eau sous pression impose que la demande liste les écarts pour lesquels l'exploitant n'a pas mis en œuvre l'ensemble des actions curatives. Or, l'ASN a constaté à plusieurs reprises que des écarts potentiels, pourtant détectés à la date de transmission de la demande, étaient absents des listes, en particulier, du fait du délai d'ouverture des PA.

Par ailleurs, les inspecteurs constatent régulièrement des PA considérés comme soldés dans l'outil de gestion alors qu'ils ne le devraient pas. Il apparaît à ce titre que le passage à l'état "soldé" d'un PA ne fait l'objet d'aucun contrôle de deuxième niveau. Là encore, votre dispositif d'extraction ne permet pas de détecter d'éventuels écarts en la matière.

Au vu de ce qui précède, il convient que le CNPE s'interroge sur les dispositions mises en œuvre dans la mesure où certaines n'apparaissent pas pleinement cohérentes avec les exigences de la DI 71, parce que certaines données utilisées sont d'une fiabilité perfectible et parce que les extractions ne sont pas les plus optimales pour détecter d'éventuelles anomalies.

### **Demande A1**

***Je vous demande de revoir vos pratiques afin de les rendre totalement cohérentes avec les exigences de la DI 71, d'améliorer la fiabilité des données et d'utiliser des extractions permettant de détecter les éventuelles anomalies.***

Le § 4.2 de la DI 71 exige que chaque métier soit *"responsable du contrôle de l'ensemble de ses activités sur les matériels requis et s'assure de la traçabilité exhaustive des contrôles permettant l'engagement formel du rapporteur"*. Or vous avez indiqué que, dans la pratique, les métiers ne disposaient que de leurs extractions informatiques. De plus, vous n'avez pas été en mesure de préciser ce que sont ces contrôles et d'en fournir une traçabilité.

Comme pour d'autres points, il y a probablement lieu de solliciter vos services centraux afin de connaître précisément les attendus des différentes exigences qui sont interprétables.

**Demande A2**

***Je vous demande de prendre les dispositions afin que les contrôles prévus par la DI 71 soient réalisés et tracés. Par ailleurs, vous complétez votre organisation pour en expliciter les modalités.***

De même, votre organisation ne détaille pas les documents que les métiers doivent apporter à la COMSAT et ceux indiqués lors de l'inspection ne répondent pas aux exigences de la DI 71.

**Demande A3**

***Je vous demande de prendre les dispositions afin que les bilans des activités sur les matériels nécessaires au changement d'état soient formalisés dans un document qui permet de garantir leur bonne réalisation au Président de la COMSAT tel que prévu au § 4.5 de la DI 71. Vous complétez votre organisation pour en expliciter les modalités.***

Le § 4.2 de la DI 71 prévoit également que l'ISAT (ingénieur sûreté détaché sur l'arrêt de tranche) procède au contrôle de certains dossiers. Les inspecteurs ont constaté que ces contrôles ne sont pas toujours tracés et que les modalités de réalisation ne sont pas décrites dans votre organisation et en particulier dans le guide de compagnonnage des ingénieurs sûreté.

**Demande A4**

***Je vous demande de prendre les dispositions afin que les contrôles prévus par la DI 71 soient réalisés et tracés. Par ailleurs, vous complétez votre organisation pour en expliciter les modalités.***

**Evaluation et contrôle ultime (ECU)**

La RPC relative aux contrôles ultimes exige que le contrôle ultime soit réalisé juste avant le changement d'état.

Le § 6.3 de la DI 71 indique que la gamme ECU n'est finalisée qu'après s'être assuré de la levée de toutes les réserves de la COMSAT ou du BG.

Lors des contrôles, les inspecteurs ont constaté que des réserves avaient été levées après la signature de l'ECU. Notons que dans l'un des cas identifiés, la réserve 9 de l'ECU 32 (passage vers l'état d'arrêt normal sur RRA<sup>1</sup>), concernait un régime de consignation et donc la position d'un organe. Or, il convient d'éviter les manœuvres d'organes lors de la phase d'ECU car ces manœuvres pourraient remettre en cause des contrôles de l'ECU déjà réalisés.

La traçabilité actuellement mise en œuvre sur le CNPE ne permet pas toujours d'avoir une vision claire de la chronologie des actions. Tout d'abord, la signature de l'ECU n'est accompagnée que de la date et pas de l'heure. Les écarts ne peuvent se détecter que si une réserve est levée le lendemain de la signature de l'ECU. La gamme ECU présente bien une heure de fin mais il n'a pas été possible de savoir avec certitude s'il s'agit de l'heure de la fin des contrôles avant signature finale ou l'heure de la signature finale.

La levée des réserves prévoit par contre l'heure de la levée de chaque réserve. Il s'agit de l'heure à laquelle le métier est venu signifier la levée de la réserve concernée en salle de commandes. C'est sur la base de cette action en salle de commandes que le chef d'exploitation peut savoir si une réserve est levée ou non et s'il est en capacité de signer ou non l'ECU.

---

<sup>1</sup> Système de refroidissement à l'arrêt

### **Demande A5**

***Je vous demande de prendre les mesures afin qu'aucun ECU ne puisse être validé avant la levée formelle de toutes les réserves de la COMSAT ou du BG. Par ailleurs, vous examinerez l'opportunité d'améliorer les éléments de traçabilité.***

Dans la logique du dispositif décrit dans la DI 71 et la RPC, la phase d'ECU devrait théoriquement démarrer à l'issue de la levée de toutes les réserves de la COMSAT. Toutefois, la rédaction de ces référentiels prévoit seulement que la signature finale de l'ECU soit postérieure à la levée de toutes les réserves. Il n'est donc pas interdit, de fait, de démarrer l'ECU alors que certaines réserves ne sont pas levées.

Les inspecteurs ont constaté que le CNPE engageait le processus d'ECU avant la levée de toutes les réserves et met donc à profit les quelques heures nécessaires à la réalisation de l'ECU pour finaliser les actions nécessaires à la levée des dernières réserves.

Toutefois, si certaines réserves sont seulement "administratives" comme par exemple l'analyse de 1<sup>er</sup> niveau d'une TOT, d'autres réserves peuvent quant à elles nécessiter une action sur le matériel lui-même. Or, comme indiqué précédemment, une intervention sur l'installation peut remettre en cause un contrôle de l'ECU déjà réalisé. Les inspecteurs constatent que cette limitation n'est pas prévue dans votre référentiel local.

De même, il ne serait pas acceptable que la validation finale de l'ECU soit retardée par l'attente de la levée d'une réserve. Or, votre organisation ne prévoit pas non plus de vérifier que le temps pour lever les réserves est compatible avec la durée de l'ECU. Vous avez indiqué, sans pour autant le justifier, qu'en cas de dérive, un nouveau processus d'ECU serait engagé.

### **Demande A6**

***Je vous demande de compléter votre organisation afin qu'elle explicite les conditions dans lesquelles l'ECU peut être engagé alors que toutes les réserves ne sont pas levées.***

### **Levée des réserves**

Le § 4.2 de la DI 71 indique que pour "chaque réserve identifiée en COMSAT, le métier en charge de l'activité apportera le justificatif formalisé au chef d'exploitation afin que ce dernier puisse lever les réserves pour le changement d'état".

Dans les faits, les représentants des métiers se rendent en salle de commandes mais sans aucun élément justificatif et ne sont pas pris en charge par le CE mais par l'opérateur n° 3. Le CNPE ne respecte donc pas la DI 71 sur ce point. Par ailleurs, il s'agit encore d'un point sur lequel la boucle de contrôle et de justification n'est pas réalisée.

En relation avec la problématique des activités importantes pour la protection (AIP) qui sera détaillée par la suite, les inspecteurs notent que vous n'avez pas défini de contrôles techniques concernant la levée des réserves.

### **Demande A7**

***Je vous demande de prendre les mesures afin que les exigences de la DI 71 soient respectées. Par ailleurs, vous complétez votre organisation pour en expliciter les modalités. Vous intégrerez également la problématique du contrôle technique.***

Les inspecteurs se sont intéressés à la TOT 1500999-05 relative à l'isolement et la continuité d'un thermocouple. Ils ont constaté que le passage à l'état 1N de la TOT datait du 07/12/2017. Pourtant, la réserve liée à cette TOT a été levée le 06/12/2017 à 21 h.

### **Demande A8**

*Je vous demande de prendre les mesures afin que les réserves soient levées de façon rigoureuse et uniquement lorsque toutes les actions préalables sont terminées.*

### **Cohérence de l'organisation locale avec la DI 71**

La DI 71 est rédigée sur la base de l'organisation théorique des centres opérationnels des arrêts de tranche (COPAT). Or, l'organisation des COPAT sur le CNPE de Gravelines présente quelques singularités. Ainsi, vous n'avez pas créé la fonction spécifique de COM (Chef des Opération de Maintenance). Or, la DI 71 prévoit des actions spécifiques du COM lors des COMSAT.

De même, le § 4.2 de la DI 71 prévoit que le chef d'exploitation en arrêt de tranche est responsable des activités sur l'arrêt. Or, votre organisation prévoit que cette responsabilité soit portée par l'adjoint au chef des opérations de conduite (ACOC).

Vous avez indiqué ne pas avoir sollicité vos services centraux pour vous assurer que votre organisation est acceptable sous le prisme de la DI 71. Il convient de rappeler que votre organisation générale vous oblige à demander une dérogation à vos services centraux en cas de non application stricte d'une disposition de ce type de référentiel.

### **Demande A9**

*Je vous demande d'identifier toutes les dispositions sur lesquelles votre organisation ne correspond pas exactement aux dispositions de la DI 71, de les justifier et de demander les éventuelles dérogations nécessaires à vos services centraux.*

### **Activités importantes pour la protection (AIP)**

Les inspecteurs ont souhaité connaître les AIP identifiées par le CNPE dans ces processus. Vous avez indiqué que seuls les ECU pour certains changements d'états étaient considérés comme des AIP.

Vous n'avez pas été en mesure de justifier la limitation à certains états, ni le fait que les bilans gestionnaires et les COMSAT ne soient pas en tout ou partie des AIP.

### **Demande A10**

*Je vous demande de compléter votre identification des AIP sur les COMSAT, les BG et les ECU et de disposer des éléments permettant de justifier la suffisance et la pertinence de votre identification.*

Par ailleurs, vous avez indiqué qu'en matière de traitement des écarts, vous considérez qu'après la définition des actions curatives, correctives et préventives il ne s'agissait plus d'une AIP. Cette position n'est pas conforme à l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base qui prévoit que le traitement des écarts couvre aussi la mise en œuvre des actions définies et l'évaluation de l'efficacité de ces actions.

C'est aussi pour ces raisons que le passage à l'état soldé d'un écart doit faire l'objet d'un contrôle technique.

### **Demande A11**

*Je vous demande de compléter votre identification des AIP pour intégrer le traitement des écarts dans sa globalité.*

## **B - Demandes d'informations complémentaires**

### **Evaluation et contrôle ultime (ECU)**

Dans le cadre de l'ECU préalable à la divergence d'un réacteur, vous devez notamment vérifier les concentrations de bore dans certains circuits. Les inspecteurs ont constaté que vous ne faisiez pas une mesure spécifique mais que vous utilisiez la dernière mesure réalisée au titre des spécifications techniques. Ces mesures peuvent donc dater de quelques jours.

Les inspecteurs considèrent que cette pratique est incohérente par rapport à l'objectif des ECU de vérifier les paramètres au plus près du changement d'état. Bien que des précautions soient prises, rien ne peut exclure totalement une dilution entre la dernière mesure et le changement d'état.

### **Demande B1**

*Je vous demande d'interroger vos services centraux sur la validité de votre pratique et de la modifier le cas échéant.*

### **Matériels et fonctions requis**

Le § 4.2 de la DI 71 prévoit que le chef de projet d'arrêt de tranche "s'assure que les listes des matériels et fonctions requises sont bien définies et connues des métiers".

Lors de l'inspection inopinée, il n'a pas été possible de connaître précisément les modalités permettant d'établir ces listes. Par ailleurs, votre documentation ne donne pas de précisions en la matière.

### **Demande B2**

*Je vous demande de préciser les modalités permettant d'établir ces listes et de s'assurer qu'elles sont connues des métiers. Vous examinerez également l'opportunité de compléter votre documentation sur ce point.*

### **Condamnations administratives (CA)**

Les inspecteurs ont contrôlé, dans le bureau de consignation du réacteur 2 et par comparaison avec les indications figurant à l'annexe 5 du bilan gestionnaire n° 10 en date du 11 décembre 2017, l'état réel des condamnations administratives au moment du passage à l'état AN/GV<sup>2</sup> du réacteur qui a eu lieu à 01h41 du matin le 12 décembre 2017.

Les inspecteurs relèvent tout d'abord que l'imprimé que vous utilisez est source d'erreur puisque l'état requis de base des condamnations administratives 1A et 1B est noté « Déposée » lors du changement d'état alors que cette dépose ne peut intervenir qu'après avoir passé le changement d'état. Inversement, l'état requis de base des CA numérotées 9A, 9B et 12 est noté « Posée » lors du changement d'état alors que la pose ne peut intervenir qu'après le changement d'état.

Les inspecteurs ont pu observer que ces condamnations avaient bien été réalisées après le changement d'état, mais sans que vous puissiez en donner l'heure (formulaire de demande édité à 2 heures du matin mais heure réelle de manœuvre non précisée, comme cela aurait dû être le cas selon les informations données aux inspecteurs par le chargé de consignations, sur 4 des 5 CA concernées). Concernant la CA numérotée 9B, contrairement aux quatre visées ci-dessus, l'heure réelle de manœuvre était indiquée à 4h30 du matin ; les conditions de pose de la CA numérotée 9B sont "au cours de la montée en température du CPP, juste après la déconnexion du RRA".

---

<sup>2</sup> Arrêt normal avec refroidissement par les générateurs de vapeur

**Demande B3**

*Je vous demande de m'indiquer si le délai de pose de 2h50 minutes de la CA 9A, constaté entre le changement d'état et la manœuvre réelle, répond à l'exigence « juste après déconnexion du RRA » de votre référentiel.*

**Demande B4**

*Je vous demande de rappeler à vos équipes de conduite, si cette exigence est formalisée, la nécessité de tracer l'heure réelle de manœuvre des organes concernés par une condamnation administrative.*

Les inspecteurs ont noté que des CA pouvaient être posées ou déposées de manière temporaire avec une traçabilité réalisée sur une fiche papier et non dans l'application informatique AIC dédiée. La CA numérotée 10A a par exemple été déposée entre le 27 novembre et le 8 décembre alors que son état requis de base était « Posée » au changement d'état le 12 décembre à 01h41.

**Demande B5**

*Je vous demande de me préciser si votre organisation est capable de détecter, au moment d'un changement d'état, qu'une condamnation administrative n'est temporairement pas dans l'état requis alors qu'elle apparaît dans l'état requis de base dans votre application informatique AIC.*

**Dispositifs et moyens particuliers (DMP)**

Les inspecteurs ont contrôlé que les DMP figurant comme à poser ou à déposer dans la liste des réserves au bilan gestionnaire n° 10 l'avaient bien été avant le changement réel d'état. Les inspecteurs n'ont pas détecté d'écart à ce niveau. Ils se sont fait expliquer au préalable l'organisation mise en place au niveau du service MSF pour garantir une gestion rigoureuse de ces DMP. Il est notamment prévu, lors de la dépose d'un DMP, que la clef soit retirée par votre prestataire dans le bureau du gestionnaire des DMP à MSF pour pouvoir réaliser l'opération de dépose ; le DMP est ensuite remis à son emplacement identifié dans l'un des deux locaux affectés à cet usage (l'un à l'extérieur, l'autre en zone contrôlée) et y est cadenassé avec la même clef ; le retour de la clef dans le bureau du gestionnaire des DMP permet d'attester la réalisation de l'opération.

Les inspecteurs ont constaté que la clef du DMP numéro 1458 était présente dans le bureau du gestionnaire des DMP, attestant normalement de sa dépose, alors que le DMP ne figurait pas physiquement à son emplacement de remisage en zone contrôlée, comme cela aurait dû être le cas. Une visite sur le terrain a permis de vérifier que le DMP n'était effectivement pas posé sur l'installation. Dans la mesure où le bilan gestionnaire est réalisé au moment du changement d'état à partir des informations figurant dans le bureau du gestionnaire des DMP, et pas par une visite effective sur le terrain ni même au local de remisage des DMP, votre bilan gestionnaire aurait pu être incorrect dans le cas présent avec un DMP encore en place sur l'installation.

Le DMPS 1457 déposé par MSF était dans une remise non spécifique aux DMP de zone contrôlée, en attente d'envoi à l'atelier chaud. Il n'est pas identifié ni de couleur orange ; vous avez indiqué qu'il n'était pas géré par MSF. Il semble que l'organisation décrite à MSF, modifiée suite à un audit et qui a paru pertinente aux inspecteurs, malgré l'écart détecté, ne soit pas identique, et aussi rigoureuse, dans tous les services de la centrale.

**Demande B6**

*Je vous demande de m'indiquer l'origine de l'écart détecté et s'il remet en cause votre organisation, notamment lors des changements d'état.*



**Demande B7**

*Je vous demande de m'indiquer les raisons pour lesquelles votre gestion des DMP n'est pas identique dans tous les services du CNPE.*

**C - Observations****Evaluation et contrôle ultime (ECU)**

Les inspecteurs ont constaté que le renseignement des gammes ECU était parfois perfectible en termes de rigueur. Il peut s'agir de cases non cochées, de cases renseignées sur des scénarios non utilisés, de matériels barrés sans faire apparaître les justifications et validations ou des cases "OUI" et "NON" barrés simultanément concernant la réalisation d'un "Pré job briefing".

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.

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 également mis en ligne sur le site Internet de l'ASN ([www.asn.fr](http://www.asn.fr)).

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

Le Chef de la Division,

*Signé par*

Rémy ZMYSLONY