

DIVISION D'ORLÉANS

CODEP-OLS-2019-033212

Orléans, le 23 juillet 2019

Monsieur le Directeur du Centre nucléaire de Production  
d'Electricité de SAINT-LAURENT-DES-EAUX  
BP 42  
41220 SAINT-LAURENT-NOUAN

**Objet :** Contrôle des installations nucléaires de base  
CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux– INB n° 100  
Inspection n° INSSN-OLS-2019-0636 des 21 et 28 mai, 4, 12 et 26 juin et 2 juillet 2019  
« Inspections de chantiers 1P3419 »

**Réf. :** Code de l'environnement, notamment son chapitre VI du titre IX du livre V  
Code de l'environnement, notamment son chapitre VII du titre V du livre V et L 593-33

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) précisées en référence, concernant le contrôle des installations nucléaires de base, une inspection inopinée a eu lieu sur plusieurs jours (les 28 mai, 4, 12 et 26 juin et 2 juillet 2019) au CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux sur le thème « inspections de chantiers 1P3419 ». Une journée d'inspection complémentaire a également eu lieu le 21 mai 2019 dans le cadre de la supervision d'un organisme agréé pour le contrôle des équipements sous pression (ESP).

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**

Dans le cadre de l'arrêt pour rechargement en combustible et de type visite partielle du réacteur n° 1, l'inspection en objet avait pour objectif de contrôler les travaux de maintenance sous les angles de la sûreté, la radioprotection, la sécurité et la protection de l'environnement. Cette inspection s'est déroulée sur six jours. La première journée d'inspection était consacrée à la supervision d'un organisme agréé pour le contrôle des ESP dont l'activité dépend également du CNPE. Les trois jours suivants ont notamment permis de contrôler l'état des installations, la tenue des chantiers en cours pendant l'arrêt du réacteur et la surveillance effectuée par EDF, la réalisation d'opérations permettant de résorber des écarts détectés en amont de l'arrêt ou l'application des mesures de radioprotection.

.../...

Les deux derniers jours d'inspection ont eu lieu dans le cadre du redémarrage du réacteur, sur la base des dossiers de bilan des opérations réalisées pendant l'arrêt du réacteur, avec une journée consacrée à la remise en service du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) et une autre à la divergence du réacteur.

Les inspecteurs ont ainsi effectué des contrôles dans différents locaux du bâtiment réacteur (BR), du bâtiment combustible (BK), du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN), en station de pompage et dans les locaux des diesels de secours et des pompes d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Une partie de l'inspection a également eu lieu en salle où les inspecteurs ont examiné différents dossiers relatifs à des interventions réalisées durant l'arrêt et présentées dans les dossiers de bilan.

Au vu de cet examen par sondage, il ressort que les chantiers contrôlés sont dans l'ensemble bien tenus, le risque FME semble maîtrisé, l'arrêt a été mis à profit pour résorber une dizaine d'écarts de conformité et une partie du débit de fuites primaires a été traitée. Quelques compléments sont toutefois attendus sur le sujet de la radioprotection.

En revanche, cette inspection a mis en avant des problèmes inacceptables de qualité des contrôles des interventions, à différents niveaux, et notamment au niveau du CNPE, ayant abouti à la validation de données non conformes entraînant la transmission, à l'ASN, d'informations erronées dans les bilans réglementaires liés au redémarrage du réacteur n° 1.



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

### Remise en service du CPP et des CSP

L'article 16 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression dispose que « *les synthèses d'interventions notables prévues à l'article 10-I, les informations sur les défauts prévues à l'article 13, le bilan du traitement des écarts mis en évidence lors des contrôles prévus aux articles 9 ou 14, les résultats des requalifications prévues à l'article 15, et les conclusions de l'exploitant quant à l'aptitude des appareils à être mis ou remis en service, sont portés à la connaissance de l'Autorité de sûreté nucléaire en préalable à la mise ou remise en service des appareils.*

*Dans un délai de trois jours ouvrés suivant la réception de ces documents, l'Autorité de sûreté nucléaire peut demander à l'exploitant des informations complémentaires ou l'informer de la prolongation du délai d'examen. »*

L'article 14 de ce même arrêté dispose que « *l'exploitant s'assure, par une surveillance durant le fonctionnement et par des vérifications et un entretien appropriés, que les appareils et leurs accessoires, notamment les dispositifs de régulation et de décharge, de protection contre les surpressions et d'isolement, demeurent constamment en bon état et aptes à remplir leurs fonctions en conditions normales et accidentelles.* »

Dans le cadre de l'arrêt du réacteur n° 1, le CNPE a réalisé différentes activités, et notamment des opérations de maintenance, sur des équipements faisant partie du CPP ou des CSP, en application de l'article 14 de l'arrêté du 10 novembre 1999. Ces opérations sont encadrées par des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), qui sont approuvés par l'ASN. En fin d'arrêt, avant remise en service du CPP et des CSP, le CNPE transmet à l'ASN un bilan des activités effectuées sur le CPP et les CSP en application de l'article 16 de l'arrêté du 10 novembre 1999.

La journée d'inspection du 26 juin 2019 était consacrée à la remise en service du CPP et des CSP et s'est déroulée sur la base du bilan susmentionné, transmis par le CNPE. Les inspecteurs ont contrôlé par sondage la bonne application des PBMP suivants :

- PBMP 900 AM 050-05 ind.2 : visite interne du clapet du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur 1 ASG 028 VD ;
- PBMP 900 AM 050-07 ind.2 : visite interne du clapet du circuit primaire 1 RCP 122 VP ;
- PBMP 900 AM 400-03 ind.2 : contrôle à chaud/froid des dispositifs autobloquants (DAB) du circuit vapeur principal (VVP).

Lors de l'inspection du 11 janvier 2019 (INSSN-OLS-2019-0646) sur le thème de l'application de l'arrêté du 10 novembre 1999, les documents qui avaient été demandés par les inspecteurs (modes opératoires et rapports d'expertise) ne permettaient pas de tracer l'ensemble des opérations prescrites par les PBMP, ce qui ne permettait pas de conclure sur la réalisation effective de ces opérations. Il avait donc été demandé au CNPE de réaliser une analyse des rapports d'expertise déclinant l'ensemble des PBMP relatifs aux CPP et CSP et de relever toutes les opérations prescrites par ces PBMP n'ayant pas été réalisées ou tracées.

Le CNPE avait répondu : « *Le rapport d'expertise assure la traçabilité uniquement des points clés de l'intervention ou du matériel. Il n'a pas vocation à assurer le contrôle de la déclinaison de l'ensemble des exigences du PBMP. Les contrôles par sondage réalisés sur la déclinaison des exigences des PBMP n'ont pas mis en évidence d'écart. Le site ne prévoit donc pas de mise à jour des rapports d'expertise. Le site considère qu'il n'est pas en écart à l'arrêté ministériel du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression* ».

Pour la visite interne du clapet 1 ASG 028 VD réalisée en 2019, les inspecteurs ont demandé à disposer de l'ensemble des documents traçant la réalisation des opérations prescrites par le PBMP. Ils ont mis en évidence que le contrôle des « *jeux entre axes et bagues de frottement* », prescrit par le PBMP, n'était pas réalisé, alors que le bilan transmis par le CNPE indiquait « *contrôle réalisé et conforme* ».

Cette situation démontre que le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux a transmis une information erronée à l'ASN, qu'il est bien en écart à l'arrêté du 10 novembre 1999 et que les contrôles internes réalisés en début d'année 2019 sur la déclinaison des PBMP n'ont manifestement pas été suffisants.

A posteriori, le CNPE a pu justifier le bon état de l'équipement à travers les différents autres contrôles qui ont été réalisés et s'est engagé à refaire le contrôle des « *jeux entre axes et bagues de frottement* » lors de la prochaine visite partielle du réacteur n° 1. Les autres contrôles prescrits par le PBMP étaient cependant tracés et ne montraient pas d'écart.

Pour le clapet 1 RCP 122 VP, les inspecteurs ont relevé que le jeu opercule/rondelle était hors des tolérances mentionnées mais laissé en l'état après validation du préparateur EDF. Les inspecteurs se sont intéressés à la justification du maintien en l'état du matériel en dépit des valeurs relevées ; le fait que les pièces soient neuves et que le jeu ne puisse pas être réglé ne constitue pas une justification satisfaisante.

Des échanges ont donc eu lieu avec le constructeur après l'inspection et ont confirmé l'absence d'impact sur le fonctionnement du matériel, mais ont également conclu au besoin d'une expertise de ce jeu lors de la prochaine visite partielle du réacteur n° 1.

Pour les DAB VVP, le bilan transmis par le CNPE indiquait « *contrôle réalisé et conforme* ». Les inspecteurs ont souhaité s'assurer que ce contrôle était effectivement réalisé et conforme et ont donc consulté les rapports d'expertise. Pour les DAB intérieur BR, de nombreux relevés avaient été corrigés mais étaient finalement conformes. Pour les DAB extérieur BR, sur les 24 contrôlés, 19 comportaient des valeurs hors des tolérances indiquées. L'activité étant présentée dans le bilan, cela signifie que l'intervenant a effectué l'opération, que le contrôleur technique l'a validée et que l'analyse premier niveau du CNPE a été réalisée. Ces trois niveaux de contrôle, par des experts du domaine, n'ont pas mis en évidence ces écarts que l'ASN a détectés. Cela interroge sur la nature des différents contrôles réalisés. L'analyse a posteriori du CNPE a montré qu'il s'agissait finalement d'erreurs de mesure sur les DAB VVP. Cependant, l'élargissement de l'analyse, par le CNPE, des résultats des contrôles des DAB d'autres systèmes, notamment RIS (injection de sécurité) et APG (purge des générateurs de vapeur) a mis en évidence d'autres écarts sur des activités indiquées conformes dans le bilan et qui ont finalement donné lieu à des remplacements de DAB.

Ces différents contrôles ont mis en évidence des problèmes importants de traçabilité et de contrôle, à plusieurs niveaux, des activités réalisées sur l'arrêt du réacteur n° 1, ayant abouti à la transmission d'informations erronées à l'ASN dans le cadre de la remise en service du CPP et des CSP. De manière réactive, le CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux a déclaré un événement significatif pour la sûreté à l'ASN. L'analyse de cet événement devra permettre d'identifier les causes profondes de ces écarts et l'origine des défaillances aux différents niveaux de contrôle.

**Demande A1 : je vous demande, dans le cadre de l'analyse de l'événement significatif pour la sûreté, d'identifier les causes profondes de ces écarts et l'origine des défaillances aux différents niveaux de contrôle. Vous me préciserez les dispositions prises pour y remédier.**

∞

*Fiche de suivi d'indication / dossier de traitement d'écart*

Lorsqu'une indication est découverte sur un équipement (tuyauterie, piquage, robinet...), le CNPE ouvre une fiche de suivi d'indication (FSI) qui lui permet de suivre les éventuelles évolutions de cette indication. Ces indications peuvent être de différentes natures : corrosion, fissure, coup... Elles sont ensuite caractérisées dans un dossier de traitement d'écart (DTE) en fonction de l'épaisseur minimale de fabrication ou de tenue mécanique. Ce DTE a pour but de définir les éventuels contrôles complémentaires ou réparations à réaliser et d'en déterminer l'échéance.

Lors de l'arrêt du réacteur n° 1, plusieurs FSI ont été ouvertes ou mises à jour suite à des contrôles. Pour quelques-unes d'entre elles, les DTE déterminaient une cinétique de corrosion non conservative. En effet, l'incertitude était déduite des mesures aussi bien sur la mesure de référence que sur la mesure réalisée sur l'arrêt, ce qui tend à réduire la vitesse de corrosion calculée et donc à repousser les prochains contrôles. Pour être conservatif dans le calcul de la cinétique de corrosion, l'incertitude doit être ajoutée sur la mesure de référence.

Cette situation n'a toutefois pas eu d'impact sur l'arrêt du réacteur n° 1 car les contrôles sont à réaliser dans plus d'un cycle, mais les FSI et DTE doivent être corrigés, en considérant une vitesse de corrosion conservatrice pour caler les échéances des prochains contrôles à réaliser. Les FSI et DTE ouverts avant l'arrêt de 2019 du réacteur n° 1 devront également être examinés afin de s'assurer que l'échéance des prochains contrôles a été définie avec une cinétique de corrosion conservatrice.

**Demande A2 : je vous demande de corriger les FSI et DTE ouverts ou mis à jour sur l'arrêt 2019 du réacteur n° 1, en considérant une vitesse de corrosion conservatrice.**

**Je vous demande de vérifier et, le cas échéant, corriger les FSI/DTE ouverts sur le réacteur n° 1 avant son arrêt pour rechargement de 2019.**

**Vous me transmettez les FSI et DTE corrigés.**

∞

Complétude des dossiers fournis pour la requalification des ESP/ESPN

Dans le cadre de la supervision de l'organisme en charge de la requalification des divers équipements sous pression au sein de votre CNPE, l'ASN a été amené à vérifier, le 21 mai 2019, deux dossiers techniques fournis par vos services audit organisme.

Concernant les réservoirs 1 GSY 101 JA1 et 2, 201 JA1 et 2 et 301 JA1 et 2, les inspecteurs ont relevé que le dossier transmis ne comportait pas la justification de tenue à la pression de l'ensemble des équipements présents dans la bulle d'épreuve (raccord de manomètre, boulonnerie des tapes, flexibles...). Si certains de ces éléments ont pu être contrôlés sur le terrain, l'épreuve a dû être ajournée en l'absence de l'ensemble des justificatifs. Par ailleurs, le manomètre utilisé pour le suivi de l'épreuve n'était pas placé au point le plus haut de ladite bulle et aucun élément ne permettait de justifier de l'adéquation de la pompe d'épreuve avec la pression d'épreuve retenue.

Concernant les plans fournis par le CNPE dans les dossiers d'épreuve des réservoirs GSY et de la bache 1 TEP 001 BA, les inspecteurs ont constaté qu'ils différaient des plans présents dans les dossiers descriptifs de ces équipements et du matériel lui-même :

- présence d'ailettes sur les réservoirs GSY (identifiées sur le plan du dossier descriptif) mais absentes sur le plan fourni par vos soins dans le dossier d'épreuve ;
- présence de 5 orifices en toiture de la bache TEP (identifiés sur le plan du dossier descriptif) mais 4 seulement sur le plan du dossier d'épreuve.

Ces écarts, qui ont causé le report de l'épreuve hydraulique de requalification des réservoirs GSY et pouvaient remettre en cause la visite de requalification de la bache TEP, peuvent révéler un défaut de robustesse de votre organisation pour préparer la requalification des matériels ou relever d'un défaut de rigueur qu'il faut rapidement corriger.

**Demande A3 : sur la base des écarts identifiés ci-dessus, je vous demande de prendre des dispositions pour vous assurer de la qualité des dossiers fournis aux organismes en charge de la requalification des équipements sous pression afin d'assurer la sécurité des intervenants tout comme la pérennité des matériels.**

**Vous me rendrez compte des actions engagées en ce sens et notamment des dispositions prises au sein du CNPE pour disposer de plan correspondant aux matériels effectivement en place.**

Lors du contrôle effectué par les inspecteurs le 21 mai 2019 dans le BAN, une inspection périodique (IP) et une inspection de requalification (IR) étaient en cours sur la bache 1 TEP 001 BA. Ces inspections reposent essentiellement sur un contrôle télévisuel réalisé par un de vos prestataires dont la qualification COFREND niveau 2 a été vérifiée et confirmée par les inspecteurs.

Les inspecteurs ont cependant constaté que le dossier de suivi de l'intervention ne comportait qu'un seul point d'arrêt, placé en toute fin d'activité, mais que de surcroît celui-ci avait déjà été validé par EDF alors même l'activité n'avait pas encore débuté.

Il s'agit d'une pratique à proscrire d'autant que le manque de rigueur dans la tenue des dossiers de suivi d'intervention a déjà fait l'objet d'une demande d'action corrective de la part de l'ASN suite aux inspections de chantiers effectuées en 2018 sur le réacteur n° 2 notamment et alors que la surveillance des activités est une des exigences incontournables de l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base pour garantir la sûreté des installations lors des interventions.

**Demande A4 : je vous demande de prendre toutes les dispositions qui s'imposent pour garantir l'effectivité des contrôles identifiés par EDF sur ses prestataires et ainsi vous assurer de la qualité des activités réalisées.**

**Vous me rendrez compte des actions déployées en ce sens.**

☺

## **B. Demandes de compléments d'information**

### *Balises de radioprotection dans le BR*

Lors de leur passage dans le BR, les inspecteurs ont constaté que les balises de radioprotection, présentes au niveau du sas 8 m et en bord de piscine au niveau 20 m, étaient installées derrière des matelas de plomb. Selon vos représentants, ces matelas de plomb servent à protéger les balises d'éventuels chocs ou à empêcher un déclenchement intempestif notamment en cas d'évacuation de déchets contaminés passant à proximité.

Cependant, ces balises ont vocation à détecter notamment un relâchement de gaz radioactif dans le BR et l'écran créé par le matelas de plomb peut empêcher cette détection.

**Demande B1 : je vous demande de me transmettre votre analyse de cette situation ainsi que votre référentiel définissant le rôle de ces balises et leurs conditions de mise en œuvre.**

☺

### Radioprotection / contamination

Lors de leur passage dans le local de la pompe 1 EAS 001 PO, les inspecteurs ont constaté que l'affichage des conditions d'accès demandait le port de surbottes en lien avec un chantier sur le puisard du local. Le chantier étant a priori terminé et la contamination surfacique affichée inférieure à 0,4 Bq/cm<sup>2</sup>, vos représentants ont autorisé un inspecteur à accéder au local sans équipement particulier supplémentaire. Un de vos représentants a également accédé au local.

En sortie de zone contrôlée, ces deux personnes ont déclenché les alarmes des contrôleurs mains/pieds par dépassement du seuil de contamination surfacique au niveau des pieds et des mains. Le retrait des chaussures et des gants a permis de supprimer ces alarmes.

Une cartographie du local de la pompe 1 EAS 001 PO a été lancée de manière réactive par le CNPE.

**Demande B2 : je vous demande de me transmettre les résultats de cette cartographie réactive du local de la pompe 1 EAS 001 PO.**

**En cas de dépassement du seuil de contamination surfacique dans ce local lors de la cartographie réactive, je vous demande de m'indiquer :**

- les raisons pour lesquelles l'affichage à l'entrée du local indiquait une contamination surfacique inférieure à 0,4 Bq/cm<sup>2</sup> ;
- l'origine de cette contamination.

∞

### Enrouleurs électriques

Lors des diverses inspections de chantiers, les inspecteurs ont constaté que des enrouleurs électriques étaient utilisés pour alimenter le matériel. Or, certains n'étaient parfois pas totalement déroulés, ce qui pourrait créer un échauffement des câbles. Vos représentants ont précisé que ces enrouleurs étaient équipés de disjoncteurs qui couperaient l'alimentation électrique en cas de problème.

**Demande B3 : je vous demande de me transmettre vos procédures encadrant l'utilisation d'enrouleurs électriques.**

∞

## **C. Observations**

### Tenue des chantiers

C1 - Lors de leurs différents passages dans le BR, malgré le nombre important de chantiers et la quantité de matériel entreposée, les inspecteurs ont constaté que les chantiers étaient plutôt bien tenus.

#### Risque FME ((Foreign Material Exclusion)

C2 - L'organisation mise en place pour la gestion du risque FME au niveau 20 m du BR, avec le portillon géré directement par le gardien FME et les barrières hautes, semble robuste. Les intervenants présents en zone FME étaient équipés des dispositifs requis et ne portaient pas de matériel à risque. Seuls quelques éléments métalliques (boulonnerie ou autre) ont été vus sans protection sur les armoires des soupapes SEBIM en cours de maintenance côté piscine.

#### Résorption des écarts de conformité

C3 - L'arrêt du réacteur n° 1 a été l'occasion pour le CNPE de résorber une dizaine d'écarts de conformité. Certains écarts, comme une corrosion sur des tuyauteries de refroidissement d'un diesel de secours ou d'eau brute de secours, ont également été traités de manière réactive par le CNPE, sur l'arrêt ou quelques jours après le redémarrage.

#### Sectorisation incendie

C4 - Lors de l'arrêt du réacteur n° 1, les inspecteurs ont constaté que des portes coupe-feu étaient maintenues ouvertes ou ne fermaient pas correctement. Dans ce cas, elles ne jouent pas leur rôle correctement. Cette situation a également été observée lors de l'inspection « conduite normale » du 22 mai 2019, réalisée durant l'arrêt du réacteur n° 1. A la suite de cette inspection, le CNPE a déclaré un événement significatif à l'ASN pour défauts d'assurance qualité sur la sectorisation incendie.

#### Tuyauterie de graissage pompe SEC

C5 - Lors de leur passage en station de pompage, les inspecteurs ont constaté que deux tuyauteries de graissage de la pompe 2 SEC 003 PO étaient mal fixées, ce qui pourrait amener à une détérioration du fait des vibrations de la pompe.

#### Traitement des fuites primaires

C6 - Le débit de fuites primaires est relativement élevé depuis plusieurs années sur les réacteurs du CNPE de Saint-Laurent-des-Eaux. Il provient des nombreux organes qui constituent les différents circuits dont certains connaissent des détériorations. L'ASN a demandé au CNPE de réaliser des investigations sur l'origine de ces fuites depuis quelques années. Différentes interventions, notamment sur des robinets, ont permis de réduire ce débit de fuite progressivement. Les mesures de débit de fuites faites lors du redémarrage du réacteur n° 1 donnent un débit de fuites primaires pratiquement divisé par deux par rapport à la valeur relevée avant l'arrêt.

#### Affichage de chantier

C7 - L'affichage disposé au niveau de la vanne 1 RCP 331 VP pour la repose d'un support de ventilation DVH était totalement raturé et ne permettait pas de connaître facilement les conditions d'accès à ce chantier.



Séisme événement

C8 - Dans le cadre du traitement de l'écart relatif au risque d'agression d'équipement important pour la protection par d'autres équipements en cas de séisme, les inspecteurs ont contrôlé la mise en place d'ancrages complémentaires sur différentes armoires électriques. Les ancrages mis en place correspondaient à la solution de traitement définie.

Engagements

C9 - Les quelques engagements pris par le site à la suite d'inspection ou d'événements significatifs qui ont été contrôlés lors de l'inspection, ont été soldés dans les délais indiqués.

Accessoires sous pression – accessoires de sécurité

C10 - Le programme de base des opérations d'entretien et de surveillance (PBOES) des récipients TEP 001 et 008 BA du palier CPY 900 précise que *la soupape TEP 013 VP, qui protège le récipient en phase liquide dans des situations qui ne sont pas raisonnablement prévisibles mais hautement improbables* devait être considérée comme un accessoire sous pression, ce qui *permet de ne pas les considérer accessoires de sécurité*.

Dans ces conditions, et *outre l'inspection périodique, des tâches sont réalisées sur ces soupapes par décision de l'exploitant de manière à assurer leur rôle de protection des récipients en situation hautement improbable*.

Indépendamment des gestes techniques effectivement retenus par le CNPE dans le cadre de la requalification de la bêche 1 TEP 001 BA, les inspecteurs s'interrogent sur le bien-fondé d'une telle disposition dans le PBOES qui semble laisser à chaque site la possibilité de considérer un matériel comme accessoire de sécurité ou non.



Vous voudrez bien me faire part sous deux mois, de vos 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 et conformément à l'article R. 596-5 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](http://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 Alexandre HOULÉ