



Division de Caen

Hérouville-Saint-Clair, le 16 février 2010

N/Réf. : CODEP-CAE-2010-009124
Affaire suivie par : Hélène MACH
Tél. : 02.31.46.93.32
Fax : 02.31.46.50.43
Mel : helene.mach@asn.fr
HM/VR

**Monsieur le Directeur
du CNPE de Flamanville
BP 4
50340 LES PIEUX**

OBJET : Contrôle des installations nucléaires de base
Inspection n° INS-2010-EDFFLA-0001 du 2 février 2010

Monsieur le Directeur,

Dans le cadre des attributions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant le contrôle des installations nucléaires de base prévu à l'article 4 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, une inspection programmée a eu lieu le 2 février 2010 au CNPE de FLAMANVILLE, sur le thème du respect des engagements.

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

Synthèse de l'inspection

L'inspection du 2 février 2010 portait sur le thème du respect des engagements. Les inspecteurs ont examiné l'état d'avancement de la réalisation d'engagements ou d'éléments de visibilité (EVI)¹ proposés par le CNPE lors d'événements significatifs sûreté et radioprotection et à la suite d'inspections. Ces EVI s'étalaient sur une période de 4 ans.

Au vu de cet examen par quadrillage, l'organisation mise en œuvre par l'exploitant pour respecter les engagements pris vis-à-vis de l'ASN reste largement perfectible en ce qui concerne le respect des délais annoncés. La précédente inspection datant de 2008 sur ce thème avait montré une amélioration dans ce domaine ; toutefois, au cours de cette précédente inspection, seuls les EVI issus d'événements significatifs devant être intégrés entre les deux visites décennales en 2008 avaient été examinés. L'examen réalisé au cours de l'inspection du 2 février 2010 a montré que certains EVI même anciens n'étaient toujours pas traités, que certains ont été traités mais bien plus tard que l'échéance initiale prévue et que d'autres sont à nouveau reportés.

.../...

¹ : Un engagement engage la responsabilité du directeur du CNPE. Un élément de visibilité est une action corrective envisagée à la suite de constats lors d'inspection, d'événements, ...

Les inspecteurs, ayant constaté qu'une partie importante des EVI concernait la source froide, ont procédé à une visite de la station de pompage du réacteur n°1. Un passage au niveau de la salle de commande du réacteur n°1 a également été effectué pour vérifier sur place la mise en application de certains EVI. Au final, sur la centaine d'EVI qui ont été examinés, seule la moitié ont été effectivement réalisés.

A. Demandes d'actions correctives

Les écarts constatés lors de différentes inspections² et les actions correctives proposées à la suite de différents événements significatifs³ ont montré des lacunes importantes en termes de lignage et de repérage des matériels. Lors de l'inspection, vous avez indiqué que ces faiblesses seront traitées conjointement dans le cadre d'un groupe de travail sur le lignage. La première réunion a eu lieu le 28 janvier 2010. Le groupe de travail doit rendre ses conclusions pour la fin mai 2010.

A.1 - Je vous demande de m'indiquer les actions correctives que vous comptez mettre en place à l'issue des réflexions du groupe de travail ainsi que les échéances prévues.

Lors de l'inspection, le rapport de contrôle sur le génie civil de la source froide de la voie A du réacteur n°1 (juillet 2009) a été examiné. Il y est notamment indiqué la présence d'un boulon au niveau de l'aspiration d'une tuyauterie de la banalisation SEC (circuit d'eau brute secourue) qui est classée importante pour la sûreté (IPS). Malgré ce constat, aucune analyse de nocivité n'a été réalisée. Cependant, vous avez indiqué que la banalisation avait été utilisée depuis la rédaction de ce rapport et qu'aucun désordre n'avait été observé.

A.2 - Je vous demande :

- de m'indiquer les raisons pour lesquelles aucune transcription de l'analyse de nocivité que vous avez exposé oralement, le jour de cette inspection, n'a été effectuée ;
- de me transmettre cette analyse de nocivité au plus tôt. Elle devra préciser, d'une part, le risque potentiel vis-à-vis d'une pompe SEC, et d'autre part, l'échéance envisagée pour retirer ce corps migrant qui se trouve être dans une tuyauterie IPS.

Vous m'indiquerez également pourquoi, au niveau de votre processus sûreté, ce type d'écart n'a pas été repéré.

Lors de la visite de la station de pompage, il a été constaté :

- une fuite importante au niveau du presse-étoupe de la pompe 1 CFI⁴ 101 PO,
- un garde-corps mal fixé au niveau de la plate-forme surplombant cette même pompe,
- des fissures au niveau d'un des tripodes de la pompe 1 SEC 002 PO,
- un repérage provisoire d'un matériel au niveau de la vanne 1 CFI 012 VL (papier + collier),
- un repli de chantier nettement insuffisant : morceaux d'échafaudage encore présents, présence de cordes attachées à certains matériels, présence d'affichettes scotchées sur certains matériels (par exemple : « ne pas ouvrir CFI 412 VL »)

A.3 - Je vous demande de m'indiquer les actions correctives que vous comptez mettre en place pour traiter ces écarts.

² : inspections de 2007 et 2009 sur la source froide, inspection de 2008 sur le respect des engagements.

³ : indisponibilité de la ligne de décharge du circuit de contrôle volumétrique et chimique et de capteurs de mesure de niveau pressuriseur à la suite de la fermeture manuelle de vannes d'isolement des capteurs de niveau pressuriseur et Inversion de repérage de deux vannes du circuit primaire ayant conduit à une perte d'intégrité du circuit primaire.

⁴ : circuit de filtration de l'eau brute

Lors de la visite en salle de commande du réacteur n°1, il a été constaté sur le pupitre la présence d'un macaron, mentionnant comme écart "TPL gommé", au niveau de l'organe de commande TPL 1 RCV 113 TL (ce TPL⁵ commande la vanne d'isolement du circuit du joint n°1 du GMPP⁶ n°3, repérée 1 RCV 113 VP). Ce macaron était daté du 30 novembre 2009 et mentionnait la demande d'intervention n°611331. Le réacteur étant à 50 % de puissance nominale lors de l'inspection, les inspecteurs vous ont demandé pourquoi ce macaron était toujours présent dans ce domaine d'exploitation.

Après investigation, vous avez indiqué que cet écart avait été en fait traité le 7 décembre 2009 alors que le réacteur était à l'arrêt et que ce macaron avait donc été oublié en salle de commande. Depuis deux mois, les opérateurs en salle de commande ne se sont pas interrogés, d'une part, sur la présence de ce macaron, et d'autre part, sur la disponibilité de la commande de la vanne avec son TPL, et donc sur la disponibilité de l'injection aux joints de la GMPP n°3.

A.4 - Je vous demande de me préciser :

- **les raisons pour lesquelles cet écart n'a pas été détecté,**
- **la façon dont doit être gérée la présence de ces macarons en salle de commande et plus particulièrement comment doit être considéré le matériel par les opérateurs dans un tel cas.**

B. Compléments d'information

Lors de l'événement significatif du 15 avril 2008⁷, vous avez indiqué en action corrective que vous définiriez les conditions de modifications des seuils d'alarme des chaînes de mesure de la radioactivité KRT. Cela a été pris en compte pour les chaînes de mesure KRT concernés par l'événement et vous avez décidé de ne pas procéder à un relèvement des seuils d'alarme lors du déchargement. La démarche plus globale visant les conditions de modification des seuils d'alarme de l'ensemble des chaînes KRT n'a pas été réalisée à ce jour.

B.1 - Je vous demande de me transmettre la note qu'il vous reste à élaborer sur les conditions de modifications des seuils d'alarme des chaînes de mesure KRT, la nouvelle échéance fixée étant le 31/12/2010.

Le CNPE de Flamanville est parmi les deux derniers CNPE qui ne traitent pas encore, en autorisation interne, le passage à la PTB du RRA (plage de travail basse du circuit de refroidissement à l'arrêt). Vous avez indiqué que vous deviez passer devant votre jury interne le 16 avril 2010. Suivant la date à laquelle vous serait délivré l'accord pour le passage en autorisation interne, cette dernière pourrait éventuellement être mise en œuvre sur la visite partielle du réacteur n°2 qui débute mi-avril.

B.2 - Je vous demande de m'informer :

- **de votre passage effectif en autorisation interne pour le passage à la PTB du RRA,**
- **si cette dernière sera mise en œuvre sur la visite partielle du réacteur n°2.**

Parmi les éléments relatifs à la revue de processus sûreté de janvier 2010 concernant le sous-thème « suivi des engagements et des éléments de visibilité », il est indiqué, pour les éléments de visibilité, un taux de réalisation dans les délais de 10 % et un nombre d'EVI en retard de 137. Ce constat de réalisation de 10 % des EVI dans les délais avait déjà été examiné lors de l'inspection de revue réalisée en mai 2009.

⁵ : tourner, pousser, lumineux

⁶ : Groupe motopompe primaire

⁷ : Indisponibilité des chaînes KRT 34 et 35 MA en arrêt pour rechargement à la suite de la modification de leurs seuils d'alarme

Par ailleurs, à la suite de l'inspection sur le respect des engagements de 2007, vous aviez prévu la définition des modalités d'utilisation de la base « suivi d'actions » (structuration, renseignement, suivi dans les instances, extractions...), afin d'en améliorer l'efficacité. Vous avez fourni le mode opératoire à l'indice 0 de 2009 sur "les modalités d'utilisation et de gestion de la base de suivi d'actions" lors de cette inspection.

B.3 - Je vous demande de m'indiquer :

- **quelles décisions ont été prises lors de votre revue de processus sûreté sur ce thème afin d'améliorer le taux de réalisation de vos EVI dans les délais annoncés ;**
- **si la mise en place de votre nouveau mode opératoire a permis de faire évoluer favorablement la situation. Dans l'affirmative, vous m'indiquerez les conditions d'évaluation de l'amélioration.**

A la suite de l'événement significatif du 10 octobre 2006⁸, vous aviez prévu la création d'une consigne spécifique AR 1.3 pour le repli du réacteur en application des spécifications techniques d'exploitation, qui devait mettre en évidence des recommandations des règles de conduite normale. A la suite d'autres aléas techniques qui ont nécessité la mise à l'arrêt du réacteur, vous avez décidé d'étendre cette consigne à ces cas. Le retour d'expérience a en effet mis en évidence, qu'en cas de mise à l'arrêt du réacteur à la suite d'aléa technique, adapter en temps réel votre consigne de repli pour déchargement AR 1.2, vous amenait à effectuer des actions inutiles et à en oublier d'autres. L'état actuel de cette consigne est « brouillon ». Elle a été validée sur votre simulateur et reste à approuver, au plus tard pour le 10 avril 2010.

B.4 - Je vous demande de m'informer de la date à laquelle cette consigne entrera effectivement dans vos documents d'exploitation applicables.

A la suite de l'événement significatif du 31 juillet 2008⁹, vous aviez prévu d'intégrer la lecture de la partie correspondante des spécifications techniques d'exploitation (STE) dans le dossier pédagogique du stage « recyclage des STE ». Les STE prescrivent que « tout changement de la concentration en bore du circuit primaire doit être opéré avec au moins une GMPP et une ligne d'aspersion normale du pressuriseur en service et les deux pompes du circuit de refroidissement à l'arrêt en service ». Cet EVI n'a pas été soldé à l'échéance initiale du 30/06/09 car le dossier pédagogique n'était pas finalisé. Le stage de recyclage STE est prévu au second semestre 2010.

B.5 - Je vous demande de vérifier que ce point est également traité dans les stages initiaux concernant l'application des STE, et non simplement dans les stages de recyclage.

Lors de l'inspection sur le thème des alimentations en fluides de 2005, un dossier de modification locale de la prise d'air DVZ¹⁰ consistant en la mise en place de déflecteurs devant les grilles d'aspiration des compresseurs de la ventilation des installations électriques était à l'étude. Ce dossier est apparemment toujours en attente au niveau du service de maintenance travaux.

B.6 - Je vous demande de m'indiquer comment et quand vous comptez traiter ce dossier de modification locale.

⁸ : Indisponibilité de la protection réacteur "injection de sécurité par très basse température branche froide ou basse pression ligne vapeur" pendant 4 minutes due à une erreur ponctuelle corrigée par l'opérateur à son origine.

⁹ : Appoint en mode borication au circuit primaire principal relié au circuit de refroidissement à l'arrêt avec les 4 Groupes motopompes primaires (GMPP) à l'arrêt

¹⁰ : Ventilation des locaux électriques

A la suite de l'inspection de 2009 concernant la source froide, vous aviez prévu d'approvisionner un nombre suffisant de capuchons destinés à protéger la boulonnerie soumise à l'ambiance saline pour les stations de pompage des deux réacteurs. Pour la boulonnerie qui n'était pas équipée, la pose des capuchons était prévue avant le 15 juillet 2009 pour le réacteur n°1 et le 1^{er} septembre 2009 pour le réacteur n°2. A ce jour, la mise en place de ces capuchons n'est pas finalisée. Vous estimez votre taux de mise en place à 95 %. Lors de la visite des puits de la station de pompage du réacteur n°1, il a été constaté que la mise en place de ces capuchons était hétérogène : le puits de pompe SEC n°4 était notamment moins équipé que les deux autres puits.

B.7 - Je vous demande de m'indiquer quand vous comptez finaliser cette campagne de protection de la boulonnerie des puits SEC des stations de pompage.

Lors de la visite de la station de pompage, il a été constaté en voie A (puits SEC n°1 et n°3), la mise en place de rideaux en lamelles du côté des dégrilleurs et au niveau de la zone d'accès aux puits SEC. La mise en place de ces moyens de confinement réduit notablement l'ambiance saline. Lors de la visite, il a été indiqué que vous comptiez mettre en place ce type de rideau de chaque côté des dégrilleurs et mettre un toit au niveau du confinement du panier à algues.

B.8 - Je vous demande de m'indiquer quand vous comptez déployer ces moyens de confinement de l'ambiance saline sur l'autre voie de la station de pompage ainsi que sur la station de pompage du réacteur n°2.

A la suite de l'événement significatif du 30 juin 2008¹¹, vous aviez prévu d'entamer une réflexion approfondie sur vos analyses de risques (ADR) selon deux axes, une élaboration transverse de l'ADR et/ou la possibilité qu'une ADR couvre plusieurs états standards. Le groupe de travail en charge de ce sujet a décidé de définir les états pour lesquels l'intervention est possible pour un matériel donné. Cette démarche a été présentée par le service de maintenance automatisme/électrique.

B.9 - Je vous demande de m'indiquer l'avancement de cette démarche. Vous me préciserez également dans votre réponse si cette démarche va également être déployée dans les autres services de maintenance.

A la suite de l'inspection source froide de 2009, vous aviez informé l'ASN que des travaux de réfection des fuites sur la banalisation au rejet SEC (notamment au niveau de la galerie intertranche) seraient effectués au plus tard pour le 31 décembre 2010. A l'heure actuelle, cette échéance est reportée à une date ultérieure car le dossier a été renvoyé en étude à l'un de vos services d'ingénierie : le CNEPE¹². En effet, dans la configuration actuelle du circuit, vous ne disposez pas de solution mécanique acceptable car il y a des tronçons de 180 mètres sans trou d'homme. Les mesures transitoires mises en œuvre, en attendant la réalisation de ces travaux, sont la mise en place de rétention pour récupérer les fuites et les renvoyer vers le bassin de rejet via des pompes. Les fuites ne sont effectives que lorsque la banalisation fonctionne.

B.10 - Je vous demande de me tenir informé de l'état d'avancement de ce dossier.

A la suite de l'inspection source froide de 2007, vous aviez informé l'ASN de votre volonté de supprimer les filtres de lavage (CFI 111 et 112 FI) et de les remplacer des tronçons de raccordement. Cette intervention a fait l'objet d'une déclaration de votre part au titre de l'article 26 du décret 2007-1557 du 2 novembre 2007, dans laquelle il était indiqué que la fin des travaux était prévue fin mars 2010. A la suite de retards liés à la réfection des tuyauteries CFI et à la reprise du massif de la pompe surpresseuse, les travaux ne pourront être terminés dans les délais prévus. Ils pourraient reprendre début juillet.

¹¹ : Evénement de groupe 1 EPP 3 généré lors d'une intervention de diagnostic sur la cellule de la vanne 1 RRI 073 VN

¹² : Centre National d'Équipement de Production d'Électricité

B.11 - Je vous demande de redéposer un dossier au titre de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007 pour cette modification locale.

Lors de l'inspection source froide de 2007, il a été constaté la défaillance du système de collecte des fuites des presse-étoupes des pompes SEC-CFI-CTE¹³. Sur ce sujet, vous aviez indiqué à l'ASN qu'un dossier de modification locale était en cours d'instruction pour améliorer le système de collecte des fuites des presse-étoupes des pompes SEC.

Lors de l'inspection source froide de 2009, le même constat a été fait. Vous aviez alors informé l'ASN que l'UNIE¹⁴ a demandé au CNEPE, via un cahier des charges élaboré au début de l'année 2009, d'étudier un système de récupération de l'eau de fuite des presse-étoupes des pompes SEC. Vous aviez prévu de déployer la modification lorsque le dossier serait finalisé, dans le cadre du projet OEEI¹⁵.

Lors de la présente inspection, vous avez indiqué que vous étiez en attente de la réponse du CNEPE. Par ailleurs, la DP¹⁶ n° 250 qui devrait arriver en mars/avril 2010 reprend les pratiques performantes sur le sujet.

B.12 - Je vous demande de m'indiquer quand vous appliquerez les pratiques performantes de la DP 250 et si ces dernières sont de nature à régler le problème évoqué ci dessus. Si ce n'est pas le cas, je vous demande de m'indiquez quelles actions complémentaires vous comptez mettre en œuvre.

A la suite des inspections de chantiers qui se sont déroulées lors de la visite décennale du réacteur n°1 en 2008, vous aviez indiqué à l'ASN que le retour d'expérience relatif à la pose de servitudes (protections biologiques, sas de confinement, échafaudage,...) sur différents chantiers (chantier RCV 11 EX, peau composite et joints canopy) vous a fait insister auprès de vos services de maintenance sur la pertinence de leurs expressions de besoins, qui sont à affiner le cas échéant directement lors de la mise en place des chantiers.

Une communication dans ce sens devait être effectuée par vos chargés d'affaires MPAC (maîtrise prestation assistance chantier) vers l'ensemble des chargés d'affaires métiers sur les projets TEA (tranche à l'arrêt) et TEM (Tranche en marche). Cela a été fait sur le projet TEA mais pas encore sur le projet TEM à cause de la prolongation de l'arrêt du réacteur n°1 en 2009.

B.13 - Je vous demande de m'indiquer quand ces dispositions seront déclinées sur le projet TEM.

Lors de la visite en salle de commande du réacteur n°1, les inspecteurs ont noté la présence d'un défaut d'isolement électrique concernant le tableau 1 LBC (production et distribution du courant 125V). Selon les opérateurs en salle de commande, ce défaut était fugitif et présentait une valeur basse de l'ordre de 1 kΩ. Cependant, le service de maintenance Automatismes/Electricité a indiqué qu'il rencontrait des difficultés pour identifier le matériel en défaut compte-tenu de la nature fugitive de ce défaut électrique.

B.14 - Je vous demande de m'informer des suites de vos investigations, notamment le matériel incriminé ainsi que la date d'identification de cet écart.

C. Observations

¹³ : circuit de traitement de l'eau de circulation

¹⁴ : UNité d'Ingénierie en Exploitation d'EDF

¹⁵ : obtenir un état exemplaire des installations

¹⁶ : demande particulière des services centraux d'EDF aux directeurs des CNPE

C.1 - A la suite de l'événement significatif du 15 mars 2007¹⁷, vous aviez prévu de modifier la gamme G0001543 pour y intégrer l'état attendu des voyants HL6 et HL7 et des actions à réaliser pour leur extinction. Cette modification a bien été prise en compte au niveau de l'indice 7 de cette gamme datant de mai 2007. Aujourd'hui, cette gamme est à l'indice 11 et vous vous êtes aperçus lors de la préparation de l'inspection que la gamme à l'indice 11 n'avait pas repris les dispositions à l'origine de la montée d'indice n°9. Vous nous avez indiqué que la gamme sera modifiée en conséquence.

C.2 - A la suite de l'événement significatif du 17 juillet 2008¹⁸, vous aviez prévu la création d'une procédure de maintenance pour les chaînes KRT « Haute activité ». Cette dernière devait intégrer les phases élémentaires de maintenance pour ce type de chaîne (remplacement de détecteur, réglage-remplacement coffret intermédiaire, paramétrage-remplacement de l'ictomètre numérique de radioprotection...). L'échéance de réalisation de cette procédure est reportée du 31/12/2009 au 31/12/2010 car vous attendez une gamme mutualisée PHPM¹⁹ sur le sujet. Dans l'attente, vous nous avez indiqué que chaque chaîne dispose d'un classeur spécifique où sont définis l'analyse de risque, le document d'intervention et la fiche de requalification fonctionnelle.

Vous aviez prévu que la requalification de l'ictomètre numérique de radioprotection se fasse par injection d'un signal en lieu et place du détecteur ce qui permettra de vérifier le basculement des seuils, l'apparition des alarmes associées et la transcription du signal sur l'enregistreur. Vous avez indiqué avoir mis en œuvre ces critères de requalification sans attendre la gamme PHPM.

C.3 - A la suite de l'événement significatif du 1^{er} juillet 2008²⁰, vous aviez prévu, dans le cadre du déploiement du chantier école, qu'une réflexion soit menée pour permettre le développement de compétences des intervenants sur ce type de montage (chantier avec montage de diaphragmes dans un environnement similaire à celui de l'installation et contrôle technique associé). L'échéance de cette action était prévue le 30 juin 2009. Elle est reportée car le chantier école n'est pas encore finalisé.

C.4 - A la suite de l'événement significatif du 30 juin 2008²¹, vous aviez prévu de réexaminer la bonne prise en compte des demandes de vos services centraux pour vous assurer de la conformité aux exigences de conception et de réglementation des différents composants des cadres JPI (circuit incendie - protection et distribution de l'îlot nucléaire). L'échéance initiale était prévue au 31 décembre 2008. Elle est reportée puisque une étude est actuellement en cours au CIPN²² sur l'obsolescence des cadres JPI.

C.5 - A la suite de l'événement significatif du 31 juillet 2008⁹, vous aviez prévu de préciser dans l'organisation de l'arrêt, la responsabilité du projet arrêt de tranche et de la direction du site, en cas de report d'une activité et des exigences d'analyse liées à ces reports. Ce point était à intégrer lors de la révision de la note processus « Maîtriser les activités du projet arrêt de tranche », prévue pour la visite partielle 2009 du réacteur n°1. Cette échéance est reportée à l'arrêt pour simple rechargement prévu en 2011.

C.6 - Lors de l'inspection source froide de 2009, il avait été constaté que le tampon d'accès banalisation CFI à partir du puits 1 SEC 004 PO présentait des infiltrations importantes. Après examen, vous confirmez que ces infiltrations proviennent du battement de la nappe. Les travaux initialement prévus d'être terminés pour fin 2009 (traitement du voile de béton par injection des fissures et pontage) seront réalisés courant 2010.

¹⁷ : Injection de sécurité surabondante à la suite d'une intervention sur l'unité logique de sauvegarde voie A ayant provoqué un débordement d'eau radioactive dans le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible

¹⁸ : Levée inappropriée d'un événement STE suite à un défaut de processus requalification

¹⁹ : projet d'harmonisation des pratiques et des méthodes

²⁰ : Passage en arrêt normal aux conditions de connexion du RRA en application de la conduite à tenir de l'événement de groupe 1 ASG 3 en en arrêt normal sur générateurs de vapeur

²¹ : Dépassement du délai de réparation de l'événement JP1

²² : Centre d'Ingénierie du Parc Nucléaire

C.7 - Lors des inspections de chantiers qui se sont déroulées lors de la visite partielle du réacteur n°1 en 2009, il a été constaté une nette amélioration au niveau de l'organisation pour la gestion des déchets nucléaires dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires. Cette organisation sera reconduite pour la visite partielle du réacteur n°2 en 2010. Lors de l'inspection, vous avez indiqué que vous comptiez construire un local de tri au niveau du plancher des filtres, mettre en place des bennes de transit et des réceptacles de tri. Afin également de mieux maîtriser le potentiel calorifique de cette zone, j'ai bien noté que vous procéderez à une évacuation préalable des déchets stockés sur cette zone, avant le début de la visite partielle.



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

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

**Pour le Président de l'ASN et par délégation,
Le chef de division,**

SIGNEE PAR

Thomas HOUDRÉ

