

DIRECTION DES CENTRALES NUCLEAIRES

Montrouge, le 13 décembre 2017

Réf. : CODEP-DCN-2017-020547

**Monsieur le Directeur de la division production
nucléaire
EDF
Site Cap Ampère – 1 place Pleyel
93 282 SAINT-DENIS CEDEX**

Objet : Contrôle des installations nucléaires de base
EDF – Division Production Nucléaire
Inspection INSSN-DCN-2017-0683 du 19/05/2017
Thème : Politique de protection des intérêts, culture de sûreté et système de gestion intégrée

Réf. : [1] Code de l'environnement, notamment ses articles L. 592-22 et L. 596-1
[2] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
[3] Manuel qualité de la DPN en vigueur, référencé D4008/27.01/JPG/VB du 12 décembre 2014 (Référence interne EDF RDU : D455009018902)
[4] Guide de l'ASN n° 21 – Traitement des écarts de conformité à une exigence définie pour un élément important pour la protection (EIP)
[5] Courrier CODEP-DCN-2015-042199- Température dans les locaux LLS (écart de conformité n° 249)

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 L. 592-22 du code de l'environnement, une inspection courante a eu lieu le 19 mai 2017 à la division « production nucléaire » d'EDF sur le thème « Politique de protection des intérêts, culture de sûreté et système de gestion intégrée ».

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 19 mai 2017 portait sur la politique de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement¹, sur la mise en œuvre d'un système de gestion intégrée au sein d'EDF ainsi que sur la culture de sûreté, au sein de la division « production nucléaire » (DPN) d'EDF.

¹ Les intérêts protégés mentionnés au L. 593-1 du code de l'environnement sont : « la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement. »

Les inspecteurs ont examiné des documents supports aux politiques de sûreté et aux politiques dites « intégrées » à différents niveaux d'EDF. Le contenu et le niveau de détail de la politique de protection des intérêts et la description des ressources et des processus transverses pris en charge par les services centraux au sein du système de gestion intégrée ont fait l'objet d'un examen particulier. L'évaluation annuelle faite par la DPN du processus « améliorer et contrôler les performances de sûreté » a été inspectée. Sur la base de cas pratiques, les inspecteurs ont ensuite examiné la nature et l'efficacité des relations entre les services centraux de la DPN et ceux des centrales nucléaires. Enfin, une part de l'inspection a été consacrée à la présentation de la méthode d'évaluation de la culture de sûreté déployée au sein de la DPN, basée sur l'exploitation de données de natures différentes, issues notamment de questionnaires, d'une analyse documentaire, d'entretiens individuels et collectifs, devant permettre un renvoi d'image le plus objectif possible. À cette occasion, les inspecteurs vous ont interrogé sur les moyens mis en œuvre pour gérer ou éviter le « silence organisationnel » et favoriser une remontée d'information pertinente des centrales nucléaires.

D'une manière générale, l'ASN estime que la politique de protection des intérêts d'EDF doit être mise à jour et complétée pour prendre en compte l'ensemble des intérêts protégés, affirmer leur priorité par rapport aux avantages économiques tirés de la production d'électricité et préciser les objectifs que vous vous fixez et les stratégies et ressources que vous mettez en œuvre pour les atteindre. Par ailleurs, le périmètre du système de gestion intégrée que vous avez mis en œuvre pour répondre aux exigences de l'arrêté du 7 février 2012 modifié [2] est actuellement trop restreint. En l'état, ce système n'inclut pas la description de l'ensemble des ressources et des processus qui contribuent à la protection des intérêts, notamment ceux qui encadrent les interfaces entre les différentes entités d'EDF concernées et les activités importantes pour la protection des intérêts pour lesquelles les services de la DPN jouent un rôle majeur. De plus, les inspecteurs ont constaté que la mise en œuvre, dans les entités, des différentes actions décidées par le niveau national, que ce soit au sein des « task-forces » ou d'autres instances, ne fait pas systématiquement l'objet d'un suivi et que l'efficacité de ces actions n'est donc pas évaluée. L'ASN vous invite à mettre en place un tel suivi pour ces actions, de manière proportionnée aux enjeux de protection des intérêts.

Par ailleurs, l'ASN considère que les principes présentés pour évaluer la culture de sûreté au sein de la DPN et des entités rattachées sont satisfaisants. L'ASN note que la démarche de diagnostic est fondée sur un modèle de la culture de sûreté, décomposé en thématiques et sous-thématiques, et que le développement et la transmission de la culture de sûreté repose, selon la DPN, sur trois « piliers » que sont le développement des compétences, la capacité de se positionner et d'agir et la communication régulière sur la culture de sûreté. L'ASN constate aussi que votre diagnostic de la culture de sûreté est obtenu par une méthode robuste, conduisant à un large croisement de données. Ceci doit permettre un renvoi d'image le plus objectif possible, ce qui est satisfaisant dans le principe. Enfin l'ASN considère que les indicateurs de remontée d'information doivent être appropriés au « travail réel » et que l'analyse des causes des dysfonctionnements constatés doit être suffisamment approfondie pour vous permettre de mettre en œuvre des actions de progrès pertinentes. À cet égard, il sera pertinent de faire évoluer vos processus pour y intégrer les enseignements de ce diagnostic concernant la culture organisationnelle et la culture de sûreté au sein de la DPN.

A. Demandes d'actions correctives

A.1. Politique de protection des intérêts au sein d'EDF

Le I de l'article 2.3.1 de l'arrêté « INB » en référence [2] dispose que *« l'exploitant établit et s'engage à mettre en œuvre une politique en matière de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement² affirmant explicitement :*

- la priorité accordée à la protection des intérêts susmentionnés, en premier lieu par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire, par rapport aux avantages économiques ou industriels procurés par l'exploitation de son installation ou à l'avancement des activités de recherche liées à cette exploitation ;*
- la recherche permanente de l'amélioration des dispositions prises pour la protection de ces intérêts. »*

Les inspecteurs ont examiné la « politique sûreté nucléaire du groupe EDF » en date du 18 janvier 2017, la « politique générale intégrée à la DPN », et la « politique sûreté nucléaire de la DPN ». Ils ont également examiné les politiques « générale » et « générale intégrée » applicables à la centrale nucléaire de Gravelines, ainsi que les « politiques générales intégrées » des trois réacteurs de Flamanville.

L'ensemble de ces documents admet que *« la priorité absolue est donnée à la sûreté nucléaire à tous les stades de la vie de la centrale »* ou des formulations similaires. Il n'est cependant pas explicitement mentionné que la sûreté et la protection de l'environnement sont prioritaires par rapport aux avantages économiques ou industriels procurés par l'exploitation de l'installation.

Une telle mention, demandée par la réglementation, a une vertu pédagogique pour l'ensemble des personnels d'EDF ainsi que pour les intervenants extérieurs, qui doivent au quotidien prendre des décisions susceptibles de conduire à une réduction de la production électrique afin de faire prévaloir la sûreté nucléaire, la radioprotection ou la protection de l'environnement.

La protection de l'environnement apparaît dans la politique générale intégrée de la DPN. Cependant, la formulation suivante de la « politique sûreté nucléaire de la DPN » *« Tous au sein du groupe EDF, nous partageons la même conviction que nous devons accorder à la sûreté nucléaire la première priorité en toute circonstance en vue d'un usage durable de l'énergie nucléaire, même si celle-ci doit aussi être efficace, économique et respectueuse de l'environnement »* apparaît ambiguë quant à la prise en compte de la protection de l'environnement de manière prioritaire par rapport aux enjeux économiques et de production.

Demande A.1.1 : Je vous demande de réviser la politique de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement d'EDF afin que celle-ci :

- traite de l'ensemble des intérêts protégés, notamment de la protection de l'environnement ;**
- affirme explicitement la priorité accordée à la protection des intérêts susmentionnés, par rapport aux avantages économiques ou industriels procurés par l'exploitation de ses installations.**

Le I de l'article 2.3.1 de l'arrêté « INB » en référence [2] précise également que *« cette politique [de protection des intérêts] définit des objectifs, précise la stratégie de l'exploitant pour les atteindre et les ressources qu'il s'engage à y consacrer. »*

² Les intérêts protégés mentionnés au L. 593-1 du code de l'environnement sont : *« la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement. »*

Malgré les explications apportées au cours des échanges, les inspecteurs n'ont pas perçu avec clarté ce qui, dans les différents documents proposés, relevait de la définition d'objectifs ou de stratégies pour les atteindre.

La mention des ressources est assez générale dans la politique du groupe EDF : « *Le groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire* ». Elle est absente des politiques formalisées au niveau de la division production nucléaire.

Les politiques des CNPE de Gravelines et Flamanville ne sont pas non plus précises sur ce qui, dans les stratégies et objectifs annoncés par ces deux CNPE, relève de la protection des intérêts, dans la mesure où il s'y mêle des considérations de production. Par ailleurs, les ressources à mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs ne sont pas détaillées.

Enfin, les documents suivants : « politique de sûreté nucléaire de la DPN », « politique générale intégrée à la DPN », « politique générale du CNPE de Gravelines », « politique générale intégrée de Flamanville 1-2 » ne sont pas datés.

Demande A.1.2 : Je vous demande de préciser, dans toutes les politiques de protection des intérêts d'EDF, de la DPN et des différentes centrales nucléaires et centres d'ingénierie, vos objectifs en matière de protection des intérêts, les stratégies que vous mettez en œuvre pour les atteindre et les ressources que vous vous engagez à y consacrer. Ces éléments devront être d'autant plus opérationnels que le niveau de déclinaison de la politique est le plus proche du terrain. Par ailleurs, l'ensemble de ces documents devra être daté.

A.2. Périmètre du système de gestion intégrée

L'article 2.4.1 de l'arrêté « INB » en référence [2] dispose que : « I. - L'exploitant définit et met en œuvre un système de management intégré³ qui permet d'assurer que les exigences relatives à la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement sont systématiquement prises en compte dans toute décision concernant l'installation. Ce système a notamment pour objectif le respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique mentionnée à l'article 2.3.1.

II. — Le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre aux objectifs mentionnés au I. Il est fondé sur des documents écrits et couvre l'ensemble des activités mentionnées à l'article 1er. 1.

III. — Le système de management intégré comporte notamment des dispositions permettant à l'exploitant :

- d'identifier les éléments et activités importants pour la protection, et leurs exigences définies ;
- de s'assurer du respect des exigences définies et des dispositions des articles 2.5.3 et 2.5.4 ;
- d'identifier et de traiter les écarts et événements significatifs ;
- de recueillir et d'exploiter le retour d'expérience ;
- de définir des indicateurs d'efficacité et de performance appropriés au regard des objectifs qu'il vise. »

Vous avez indiqué aux inspecteurs qu'EDF dispose d'un système de management intégré appelé « SMI2020 » mais que vous estimiez que ce dernier comporte certaines exigences d'ordre purement interne, destinées à obtenir une meilleure organisation ou de meilleures performances économiques, qui ne relèvent pas du champ du système de gestion intégrée (SGI) appelé par la réglementation.

³ Ce système de management intégré prévu par l'arrêté INB est également appelé, au niveau législatif, « système de gestion intégrée » (article L. 593-6 du code de l'environnement).

Vous avez suggéré que le SGI appelé par l'arrêté INB pourrait être constitué des processus « améliorer et contrôler les performances de sûreté » (dit processus MP3), « améliorer et contrôler les performances de radioprotection-santé-sécurité » (dit processus MP4) et « améliorer et contrôler les performances environnementales » (dit processus MP5) de chacune des 19 centrales nucléaires.

Les inspecteurs vous ont signalé qu'un tel périmètre est beaucoup trop restreint puisque, d'une part, il ne prend pas en compte les interfaces qui existent entre chacune des centrales nucléaires et la direction de la DPN, ses centres d'ingénierie ainsi que les autres centres d'ingénierie, d'autre part, plusieurs processus clefs contribuant directement à la protection des intérêts sont en effet hors du champ des trois processus susmentionnés d'une centrale nucléaire. Il s'agit notamment des processus relatifs à :

- la gestion du retour d'expérience (processus directement appelé par l'article 2.4.1 de l'arrêté INB [2]), géré par votre processus MP1 « Piloter la DPN » ;
- le contrôle interne touchant à la protection des intérêts, notamment le fonctionnement de l'inspection nucléaire d'EDF, géré par votre processus MP1 « Piloter la DPN » ;
- le maintien à jour et l'actualisation de la démonstration de sûreté, qui relève très largement des centres d'ingénierie d'autres entités du groupe EDF ;
- la gestion du combustible, gérée par votre processus MP2 « Améliorer et contrôler les performances de production du parc » ;
- la rédaction et le maintien à jour des règles générales d'exploitation, qui relève des missions de l'UNIE au sein de la DPN ;
- la définition du référentiel national de gestion de crise, qui relève du niveau national du MP3 ;
- la gestion des fournisseurs (notamment leur qualification, les passations des marchés) et achats, qui relèvent des processus MP7 « Optimiser les ressources financières » et MP9 « Définir la politique industrielle et gérer les relations avec les prestataires » ;
- la surveillance des prestataires, appelée par les articles 2.2.2 et suivants de l'arrêté INB [2], qui est gérée par votre processus MP9 « Définir la politique industrielle et gérer les relations avec les prestataires » ;
- l'approvisionnement et le stockage des pièces de rechange, qui est géré par votre processus MP8 « Fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel » ;
- la préparation des modifications matérielles déployées sur les centrales nucléaires, qui relève très largement des activités de la division de l'ingénierie du parc, du démantèlement et de l'environnement (DIPDE) ;
- la définition des programmes de maintenance des équipements les plus sensibles pour la sûreté, qui est géré par votre processus MP8 « Fiabiliser les matériels et gérer le patrimoine industriel » ;
- le recrutement et la formation des personnels, qui sont gérés par votre processus MP6 « Motiver et mobiliser les hommes et les femmes » ;
- l'allocation des ressources financières aux différentes entités du groupe, qui relève de votre processus MP7 « Optimiser les ressources financières ».

Il y a donc des éléments dans chacun des neuf macro-processus du « SMI 2020 » qui sont nécessaires à l'exécution d'activités importantes pour la protection des intérêts et les activités en support de ces dernières.

À titre d'exemple, la note D5150NASMQMP20028.03, qui décrit l'organisation du CNPE du Blayais pour le traitement des écarts en application du chapitre VI du titre II de l'arrêté INB, relève, d'après cette même note, du macro-processus MP2 « Améliorer et contrôler les performances de production du parc » au niveau du site.

Par ailleurs, au-delà du périmètre de la DPN, plusieurs centres d'ingénierie d'EDF contribuent aux processus susmentionnés. Les inspecteurs ont souhaité disposer de la note d'organisation locale de la centrale du Blayais encadrant la résorption des « anomalies d'études ». Il leur a été remis la note locale susmentionnée décrivant de manière appliquée la gestion des écarts « *détectés sur l'installation* », qui ne traite pas du sujet de la résorption des « anomalies d'études ». En effet, le site ne dispose pas des moyens de détecter et de résorber de telles anomalies, qui sont traitées par le centre d'ingénierie compétent (SEPTEN). Il convient donc que le SGI d'EDF inclue les interfaces entre les centrales nucléaires et l'ensemble des entités d'ingénierie qui leur viennent en appui.

Comme mentionné dans le manuel qualité de la DPN en référence [3], « *le « SMI2020 » déployé sur l'ensemble de la DPN constitue le socle de cette rigueur de pilotage* ». Ce manuel qualité « *explique le système de management de la DPN* », rappelle notamment l'ensemble des processus constitutifs du SMI 2020 et identifie clairement les dispositions imposées aux centrales nucléaires et celles imposées aux services centraux d'EDF. L'ASN note cependant votre intention de faire évoluer le périmètre de ce SGI.

Demande A.2 : Je vous demande, dans le cadre de l'évolution de la définition de votre système de gestion intégrée, de vous assurer que tous les processus internes à EDF qui contribuent de manière directe ou indirecte à la protection des intérêts soient recensés et décrits dans votre SGI. Vous préciserez notamment, en complément des processus déjà formalisés, les interfaces entre les centrales nucléaires et l'ensemble des services centraux et centres d'ingénierie d'EDF. L'évaluation annuelle du SGI devra prendre en compte l'ensemble de ces processus.

A.3. Évaluation annuelle du processus « sûreté »

L'article 2.4.2 de l'arrêté « INB » en référence [2] dispose que « *l'exploitant met en place une organisation et des ressources adaptées pour définir son système de management intégré, le mettre en œuvre, le maintenir, l'évaluer et en améliorer l'efficacité. Il procède périodiquement à une revue de son système de management intégré dans le but d'en évaluer la performance, d'identifier les améliorations possibles, et de programmer la mise en œuvre des améliorations retenues.* ».

L'ASN a relevé que la revue 2017 au niveau national du processus MP3 « améliorer et contrôler les performances de sûreté » identifie des typologies de causes de la survenue d'événements significatifs pour la sûreté. Ces causes sont par exemple « *comportement inadapté (écart aux référentiels)* », « *écarts aux procédures et documents opératoires* », « *manque de maîtrise des règles de l'art (geste)* », « *défaut de planification* », « *défaut dans la constitution du dossier* ». L'analyse du compte-rendu du comité sûreté nucléaire en exploitation (CSNE) n° 256 du 18 janvier 2017 met également en évidence l'identification des mêmes types de causes pour les événements plus spécifiquement en lien avec l'incendie.

Ces types de causes ne sont pas, pour la grande majorité d'entre elles, des causes profondes. Il est donc difficile, au-delà de simples rappels génériques à la bonne application des règles, de proposer des actions correctives pleinement adaptées à la situation et aux contraintes des intervenants de terrain.

Vous mettez par ailleurs en œuvre depuis plusieurs années une méthode d'analyse des causes profondes des événements significatifs qui permet d'identifier des causes profondes de nature organisationnelle plus pertinentes. Afin que les actions décidées en revue annuelle de processus ou lors des CSNE soient les plus adaptées possibles à la réalité de votre organisation et des actions menées sur le terrain, l'ASN estime que la richesse d'analyse des ESS devrait être valorisée dans vos analyses préalables à ces réunions.

Demande A.3 : Je vous demande d'utiliser les résultats des analyses des causes profondes mises en œuvre à la suite d'événements significatifs afin de disposer, au niveau du CSNE et

des autres comités en lien avec la protection des intérêts, d'un diagnostic pertinent des causes des dysfonctionnements, et d'être en mesure de définir les actions curatives, correctives et préventives adaptées, dont l'efficacité pourra être évaluée par leur commanditaire.

A.4 Encadrement national du traitement des écarts

L'encadrement du dispositif de traitement des écarts, dont certains sont identifiés comme des « événements significatifs », est assuré par votre directive interne n° 55 dite « DI 55 » à l'indice 5. Les inspecteurs ont examiné la déclinaison locale par le site du Blayais de cette directive et ont relevé les éléments qui suivent, dont certains se rapportent au processus générique défini par la directive nationale.

L'article 2.6.2 de l'arrêté INB [2] dispose que « *L'exploitant procède dans les plus brefs délais à l'examen de chaque écart, afin de déterminer :*

- *son importance pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement et, le cas échéant, s'il s'agit d'un événement significatif ;*
- *s'il constitue un manquement aux exigences législatives et réglementaires applicables ou à des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire le concernant ;*
- *si des mesures conservatoires doivent être immédiatement mises en œuvre. »*

L'ASN relève que cette étape de caractérisation d'un écart est une étape délicate, qui est abordée laconiquement dans la procédure nationale DI 55 et est illustrée par un logigramme assez complexe dans la procédure du Blayais. Cette procédure est complétée d'une annexe 1 qui cite des exemples parmi lesquels un grand nombre de constatations sont qualifiées de « écart potentiel, à caractériser ». La manière d'identifier ce qui remet en cause la démonstration de protection des intérêts n'est cependant pas explicitée, alors que c'est le cœur de cette étape et que cela requiert une connaissance poussée de ladite démonstration ou bien des outils opérationnels complets, présentant avec une grande clarté les exigences définies, afin qu'elles soient directement contrôlables sur le terrain. Il est donc à craindre que ces procédures ne soient pas vraiment une aide pour les opérateurs. À titre d'exemple, la procédure du Blayais renvoie à chaque service le soin de se doter d'outils opérationnels pour distinguer, parmi les différentes constatations réalisées, celles qui sont des écarts.

Vous estimez en effet que les constatations d'anomalies ne sont pas toutes des « écarts » au sens de l'arrêté INB et introduisez à ce sujet une distinction entre « constat » et « écart » dans la DI 55. La déclinaison par le site du Blayais illustre une confusion entre les deux notions ou une difficulté à les distinguer clairement car la procédure emploie, suivant les paragraphes, les deux termes en parallèle ou en substitution l'un de l'autre. Plus largement, il ressort des échanges courants entre l'ASN et vos services, au niveau national comme au niveau de chaque centrale nucléaire, d'une part, que la distinction entre ces deux notions n'est pas bien appréhendée par les acteurs et, d'autre part, que les inspecteurs de l'ASN ont souvent une vision plus large de ce qui constitue un écart par rapport aux propositions d'EDF.

Un écart entre l'installation réelle et les documents officiels qui fondent son autorisation de fonctionner doit être résorbé dès que possible. Cette notion est rappelée dans le guide n° 21 [4] pour ce qui concerne la catégorie particulière d'écart intitulée « écarts de conformité ». Ce principe n'apparaît cependant pas dans la DI 55. La procédure du site du Blayais comporte un paragraphe « traitement d'un constat » qui met essentiellement l'accent sur la nécessité de savoir justifier rapidement de l'innocuité d'un écart non résorbé, plutôt que sur l'urgence de mener les actions de résorption elles-mêmes. À ce propos, les inspecteurs ont noté que le site du Blayais a fait le choix de rattacher sa procédure relative

au traitement des écarts au macro-processus MP2 « Améliorer et contrôler les performances de production du parc ».

La procédure du site du Blayais inclut en annexe un schéma intitulé « traducteur » qui met en regard le vocabulaire du guide n° 21 de l'ASN [4] (écart en émergence, résolu, résorbé et clos) et le vocabulaire de la DI 55 (écart en caractérisation, traité, soldé et clos). Il existe notamment une phase intermédiaire mal traduite dans la procédure du site, qui concerne la phase où les actions curatives ont été réalisées, mais non encore les actions correctives et préventives, telles que prévues par l'arrêté INB [2]. Je vous rappelle que la résorption rapide des écarts doit être recherchée afin d'éviter qu'ils ne se reproduisent.

Le traitement et la résorption d'un écart nécessitent une analyse, parfois approfondie, qui mobilisent des acteurs et des compétences spécifiques. La DI 55 et la procédure du Blayais ne constituent pas une aide pour la réalisation de cette analyse. Il conviendrait notamment de préciser comment l'exploitant évalue sa capacité à résorber rapidement l'écart, comment il doit mener l'analyse des différentes options de traitement possibles, incluant leurs risques éventuels et leurs interactions avec le reste de l'installation, et comment décider du plan de traitement de l'écart, en prévoyant des critères de décision et les modalités d'arbitrage entre la protection des intérêts et les enjeux de production d'électricité.

Enfin, l'analyse de l'effet cumulé des écarts exige également une bonne connaissance de l'état réel des installations ainsi qu'une bonne appropriation de la démonstration de protection des intérêts. Il ressort de la DI 55 et la procédure du Blayais le fait que les sites ont fréquemment besoin de l'appui de l'UNIE pour réaliser cette analyse de manière complète et rigoureuse. Cette contribution et la méthodologie mise en œuvre pour réaliser cette analyse pourraient être explicitées.

Après la publication de la DI 55 à l'indice 5, vous avez mis en œuvre une démarche systématique de formation dans les centrales nucléaires puis de retour d'expérience des premiers mois d'application, favorisant le partage d'expérience et la formalisation des questions des opérateurs. La différence que vous avez introduite entre la notion d'écart et la notion de « constat négatif » s'est notamment avérée complexe à saisir par les sites, qui ne disposent pas toujours de toutes les compétences techniques pour maîtriser les fondements et hypothèses de la démonstration de protection des intérêts. Il serait donc intéressant que le document soit mis à jour pour intégrer autant que possible les enseignements de ce retour d'expérience.

Demande A.4 : Je vous demande de réviser la DI 55 pour y inclure les éléments mentionnés ci-dessus permettant à la fois une bonne conformité réglementaire et la mise à disposition de consignes et d'outils pratiques auprès des sites afin qu'ils puissent assurer un traitement des écarts rigoureux, documenté et tenant compte de l'état réel des installations.

A.5. Traitement de l'écart de conformité n° 249 « Température des locaux LLS »

L'un des cas pratiques abordé lors de l'inspection pour examiner la nature et l'efficacité des relations entre les services centraux de la DPN et les centrales nucléaires était le traitement de l'écart de conformité n° 249 « température des locaux LLS »⁴. Pour traiter cet écart de conformité, vous avez mis en place, un an après la déclaration de l'événement significatif générique à l'ASN, une disposition organisationnelle particulière (dite « task-force »), de mars 2015 à septembre 2016.

Les inspecteurs ont analysé la manière dont vos services centraux se sont organisés pour traiter la résorption de l'écart de conformité et pour faire appliquer par les sites les consignes nationales et les

⁴ En cas de fonctionnement du turbo-alternateur de secours (TAS), les températures atteintes dans le local LLS peuvent être supérieures aux températures maximales admissibles par les matériels situés dans ce local, dont le TAS, pouvant entraîner leur indisponibilité. Le TAS permet d'alimenter, en situation accidentelle, la pompe d'injection aux joints des pompes primaires, l'éclairage de secours de la salle de commande et les équipements minimaux de conduite. À la suite d'une première déclaration d'événement significatif par la centrale nucléaire de Fessenheim en 2010, EDF a déclaré un ESS générique pour l'ensemble de ses réacteurs en 2014.

demandes de l'ASN. Le délai de traitement de l'écart de conformité interroge fortement les inspecteurs sur l'efficacité de votre organisation, ceci malgré un courrier de l'ASN du 23 décembre 2015 [5] vous demandant des mesures compensatoires rapides compte tenu de la sévérité de l'écart de conformité. Ces mesures compensatoires consistaient notamment en des modifications des règles générales d'exploitation (spécifications techniques d'exploitation et essais périodiques) pour les rendre plus contraignantes.

Or l'ASN a constaté à plusieurs reprises, au cours des examens préalables aux redémarrages de réacteurs après leur période d'arrêt pour maintenance, que les centrales nucléaires n'avaient pas appliqué rapidement ces demandes. Cela a conduit dans plusieurs cas à différer la délivrance de l'accord pour le redémarrage du réacteur.

Demande A5.1 : Je vous demande d'effectuer une analyse de type « retour d'expérience » de l'efficacité de votre organisation pour gérer le traitement de l'écart de conformité n° 249 « température des locaux LLS », en vous focalisant sur :

- le délai de traitement de l'écart en fonction de l'enjeu de sûreté ;
- la gestion des relations entre les différents services centraux et entre les services centraux et les sites, que ce soit dans le cadre de la « *task-force* » ou en dehors de cette disposition organisationnelle particulière.

Vous transmettez le bilan de votre analyse d'ici six mois.

Pour traiter cet écart de conformité, vous avez notamment déployé de manière accélérée une modification du contrôle commande du LLS (modification PNPP 2/3 818 tome A), dans le but de sécuriser l'alimentation électrique du tableau LLS des réacteurs de 1300 MWe. Or il s'est avéré que, lors des essais réalisés à l'occasion de la mise à jour du simulateur « 1300-P4 » avec la prise en compte de la modification PNPP 2/3818 tome A, le basculement automatique sur le tableau LK n'a pas eu lieu. Vous avez donc ensuite déployé une modification corrective sur l'ensemble des réacteurs.

Ce défaut de conception a fait l'objet d'une déclaration d'événement significatif générique. L'analyse que vous avez menée met en exergue deux causes profondes : les critères de mise en œuvre des essais de validation ne sont pas suffisants (pas d'essais de validation effectués sur une plateforme au moment de la conception de la modification) et les exigences d'analyse d'exhaustivité de la requalification ne sont pas suffisantes (alors même qu'aucun essai sur plateforme de validation n'avait été réalisé en phase de conception). Néanmoins, la cause apparente « documentation erronée » (la conception et la validation de la modification s'est effectuée à partir d'une documentation erronée, ce qui n'a pas permis de détecter le dysfonctionnement au moment de la conception) ne semble pas, à la lecture du rapport d'événement significatif pour la sûreté, avoir fait l'objet d'une analyse approfondie.

Demande A5.2 : Je vous demande de compléter sous deux mois votre « rapport d'événement significatif pour la sûreté à caractère générique – défaut de conception de la modification PNPP 2/3 818 tome A – Palier 1300 MWe » en y intégrant l'analyse de la cause apparente « documentation erronée ».

A.6. Analyse de la disponibilité du circuit de refroidissement à l'arrêt de Fessenheim 1

Lors du redémarrage du réacteur de Fessenheim 1 en janvier 2017 après son arrêt pour le contrôle des générateurs de vapeur, vous avez constaté une perte d'eau dans le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Ce circuit était alors isolé du circuit primaire principal et le refroidissement du réacteur était assuré par les générateurs de vapeur. Les investigations conduites par les équipes de la centrale

n'ont pas permis de localiser ou d'isoler la fuite. Le site a donc sollicité vos services centraux, d'une part, pour évaluer le débit maximal de fuite tolérée sur le système RRA afin d'être en mesure d'adapter la conduite du réacteur en cas de mise à l'arrêt du réacteur et, d'autre part, pour statuer sur la disponibilité de ce système, au sens des spécifications techniques d'exploitation.

Les inspecteurs ont noté que ces sollicitations ont été présentées à deux services différents de l'UNIE qui n'ont pas été en mesure d'évaluer, de manière intégrée, les conséquences réelles et potentielles de cette fuite en matière de respect des exigences de sûreté et d'intégrité des EIP concernés. En particulier, les dispositions relatives aux équipements sous pression n'ont pas été correctement appréhendées.

Demande A.6.1 : Je vous demande de tirer, sous deux mois, le retour d'expérience du fonctionnement de l'organisation de vos services centraux du point de vue de leur aptitude à prendre en compte, de manière intégrée et dans les faits, l'ensemble des enjeux de protection des intérêts lors d'une sollicitation par une centrale. Vous me communiquerez, dans le même délai, les enseignements et, le cas échéant, le plan d'action issus de ce retour d'expérience.

Votre organisation conduit, chaque semaine, l'équipe de direction élargie de la DPN à passer en revue les signalements que les centrales nucléaires portent à votre connaissance. Concernant l'écart affectant le système RRA du réacteur Fessenheim 1, les inspecteurs ont noté que le signalement est intervenu plus de deux mois après la détection de la fuite, et faisait suite à des interrogations de la division territoriale de l'ASN. En l'espèce, le processus qui vous permet, au niveau national, d'identifier et traiter les menaces en termes de sûreté n'a été activé que par l'intérêt que l'ASN a porté à cet écart.

Votre système de management et les règles retenues pour son fonctionnement n'ont pas permis à vos instances de veille et de surveillance de mettre en œuvre en temps réel votre politique de protection des intérêts. Afin de favoriser le signalement par les centrales nucléaires des difficultés potentielles et leur évaluation collective par des équipes disposant des compétences nécessaires, il convient de définir plus clairement les modalités souhaitables pour de tels signalement, l'évaluation des enjeux de protection des intérêts à chaque signalement en amont des réunions hebdomadaires précitées et l'identification rapide des choix d'exploitation incompatibles avec le principe de priorité à la sûreté nucléaire. Ces règles et critères ne peuvent se fonder uniquement sur les règles générales d'exploitation (RGE), dont la rédaction actuelle ne permet pas l'appréhension de l'ensemble des dispositions réglementaires. Par ailleurs, au-delà des tolérances incluses dans les RGE pour encadrer le fonctionnement « en mode dégradé », le maintien de la défense en profondeur doit être recherché prioritairement.

Demande A.6.2 : Je vous demande de décrire, dans votre système de gestion intégrée, les règles, et dans la mesure du possible les critères, que vous retenez pour être en mesure d'évaluer, en toute connaissance de cause, les menaces en termes de sûreté nucléaire, et plus largement en termes de protection des intérêts, susceptibles de peser à court terme sur les réacteurs en fonctionnement. Vous me transmettez, sous 6 mois, le document descriptif établi en conséquence.

A.7. Suivi de la réalisation effective des actions demandées par les services centraux

Le compte-rendu du CSNE du 18 janvier 2017 prévoit l'action suivante : « *chaque CNPE transmettra à GPSN pour le 15 mars 2017 ses propres cibles de progression sur la période 2012-2020* » en ce qui concerne la poursuite des plans d'action destinés à renforcer la maîtrise du risque d'incendie sur les centrales. ». Les CSNE de mars et d'avril 2017 n'abordant pas ce sujet officiellement, il est difficile de savoir si cette action a menée à bien.

Plus généralement, l'inspection a permis de constater que personne, au niveau des services centraux, n'a la fonction de contrôler l'état d'avancement des demandes formulées par les « *task-forces* » envers les centrales nucléaires. La raison avancée par vos représentants est que ce sont les sites qui sont responsables de mettre en œuvre les demandes issues des « *task-forces* » transmises par des courriers. Les délais associés au traitement de l'écart de conformité n° 249 « température des locaux LLS » pour lequel une « *task-force* » avait été mise en place, questionnent fortement l'ASN sur l'efficacité du suivi par EDF de la mise en œuvre d'actions correctives, en fonction de l'importance du point de vue de la sûreté (voir demande A.5).

L'ASN considère donc que, dans la mesure où les services centraux sont prescripteurs d'un certain nombre de mesures destinées à renforcer la protection des intérêts ou à traiter des écarts, il convient que la réalisation effective de ces actions sur les centrales nucléaires fasse l'objet d'un suivi formalisé. Ce suivi plus rigoureux permettra notamment de faire remonter rapidement les difficultés de mise en œuvre éventuelles et d'ajuster de manière pertinente la nature des actions demandées.

Demande A.7 : Je vous demande de mettre en place un suivi systématique, au niveau de la division production nucléaire, des actions décidées au niveau des services centraux d'EDF (notamment le CSNE et les « *task-forces* »).

B. Compléments d'information

B.1. Compétences nécessaires pour la protection des intérêts

Le II de l'article 2.4.1 de l'arrêté INB en référence [2] dispose que « *le système de management intégré précise les dispositions mises en œuvre en termes d'organisation et de ressources de tout ordre pour répondre [au respect des exigences des lois et règlements, du décret d'autorisation et des prescriptions et décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que de la conformité à la politique de protection des intérêts]* ».

Vous avez indiqué mener une réflexion pour identifier l'ensemble des compétences clefs, sur un site, en lien avec la sûreté. L'ASN estime que cette réflexion mériterait d'être étendue aux autres intérêts protégés par la réglementation des INB.

Demande B.1.1 : Je vous demande d'informer l'ASN, d'ici la fin du premier trimestre 2018, des conclusions de ce travail d'identification des compétences clefs en lien avec la sûreté.

Demande B.1.2 : Je vous demande de m'indiquer votre intention concernant l'extension de cette démarche aux autres intérêts protégés.

B.2. Conception des documents génériques

L'UNIE mène actuellement un travail avec les « structures paliers » afin de favoriser la cohérence et l'inter-validation des documents d'exploitation « prescriptifs » (« produits de classe 3 ») et des documents opératoires qui les déclinent (« produits de classe 4 »). La nouvelle organisation d'EDF conduit à renforcer l'association des CNPE en amont dans le processus de conception des nouvelles règles afin de s'assurer de leur utilisabilité et applicabilité. Ces exigences sont notamment formalisées dans le sous-processus « Maîtriser la conformité des tranches et le prescriptif sûreté » du manuel qualité en référence [3].

Dans la mesure où le contenu de la documentation d'exploitation doit refléter la prise en compte de l'état réel des installations, le processus de conception de cette documentation impose, en amont, la

maîtrise des modifications « matérielles » apportées aux installations, depuis leur conception jusqu'à l'exploitation de l'installation modifiée. Or, le retour d'expérience du déploiement des règles générales d'exploitation des réacteurs de 1300 MWe à l'issue de leur 3^e réexamen périodique révèle que plusieurs modifications « matérielles » ne sont pas mises en œuvre aux motifs :

- qu'elles sont jugées *in fine* non nécessaires pour la protection des intérêts,
- qu'elles ne peuvent pas être déployées en l'état compte tenu des configurations spécifiques de certains réacteurs.

Les centrales sont donc confrontées à la difficulté de disposer d'un jeu de procédures de conduite et d'exploitation du réacteur – préparé par les services centraux sur la base d'un état « cible » de l'installation en fin de visite décennale – qui ne correspond pas exactement aux matériels tels qu'installés sur le réacteur. Il y a parfois, notamment à Paluel, des différences d'état matériel entre deux réacteurs d'un même site.

Ces constats mettent en évidence les limites de la conception de documents génériques d'exploitation et placent les utilisateurs de ces documents dans une réelle difficulté d'appropriation et d'application du référentiel prescrit. Par ailleurs, ils questionnent en profondeur la gestion des interfaces entre les organisations en charge du pilotage de grands projets à l'origine de modifications des installations (tels que les réexamens périodiques) et les organisations en charge de l'élaboration des documents d'exploitation, pour lesquelles l'état technique de l'installation est une hypothèse structurante.

Sans préjuger de la position que prendra l'ASN sur la validité des autorisations administratives délivrées à l'issue des instructions des dossiers d'amendement du référentiel d'exploitation « DA VD3-1300 », ce retour d'expérience montre la nécessité d'une revue du processus d'élaboration du référentiel d'exploitation afin de garantir sa bonne utilisabilité par les acteurs de terrains.

Demande B.2 : Je vous demande de me transmettre, sous 2 mois, les résultats de la revue du sous processus « Maîtriser la conformité des tranches et le prescriptif sûreté » identifié dans le manuel qualité en référence [3] à l'issue du déploiement des DA-VD3-1300 sur les réacteurs Paluel 1 et Cattenom 2.

Vous veillerez à accompagner cette transmission du plan d'actions que vous avez établi pour vous assurer, dans les faits, que le référentiel documentaire appliqué dans l'installation, au moment du rechargement des réacteurs lors de leur 3^e réexamen, est conforme à l'état technique réel de l'installation. Dans l'éventualité où cette conformité ne pourrait être établie, il vous appartiendrait de définir les modalités de traitement des écarts locaux induits par une telle situation.

B.3. Analyse de la disponibilité du circuit de refroidissement à l'arrêt de Fessenheim 1

La fuite affectant le circuit RRA du réacteur Fessenheim 1 a été détectée lors du redémarrage de ce réacteur à l'issue de son arrêt pour le contrôle de l'étendue de l'anomalie susceptible d'affecter la partie basse de l'enveloppe primaire des générateurs de vapeur. Compte-tenu des contraintes mécaniques induites par des variations brutales de température, les réacteurs affectés sont tenus de respecter des mesures compensatoires visant à limiter l'occurrence des situations d'exploitation pouvant être à l'origine de telles contraintes. Ces mesures compensatoires viennent ainsi renforcer celles qui ont été mises en œuvre pour prendre en compte les risques de fatigue thermique du circuit RRA.

La décision du CNPE de Fessenheim de ne pas avoir privilégié, en temps réel, la réparation de la fuite détectée peu après le redémarrage du réacteur, et d'avoir maintenu le réacteur en production interroge l'ASN sur la manière dont les intérêts protégés ont été pris en compte, en application du I de l'article 2.4.1 de l'arrêté en référence [2]. En particulier, les contraintes en matière de demande d'électricité en janvier 2017 pourraient avoir influencé l'organisation en charge de peser les enjeux attachés à l'écart pour préparer la prise de décision.

Les inspecteurs ont bien noté que le site mènerait une revue de son processus décisionnel par l'observatoire « sûreté, radioprotection, disponibilité, environnement » (OSRDE).

Demande B.3 : Je vous demande de transmettre à l'ASN les conclusions de cette revue OSRDE concernant la manière dont le site de Fessenheim a jugé de la conformité du circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur Fessenheim 1 aux exigences définies issues de la démonstration de protection des intérêts alors que ce circuit était affecté d'une fuite, entre décembre 2016 et avril 2017. Je vous demande de préciser les éventuelles actions génériques qui pourront être proposées à la suite de cette revue.

B.4. Démarche de diagnostic et de développement de la culture de sûreté

Les inspecteurs ont noté avec intérêt la mise en œuvre, encore en cours de déploiement, d'une démarche ambitieuse pilotée par la DPN de diagnostic de développement et de promotion de la culture de sûreté. Plusieurs opérations « pilote » ont notamment été réalisées, afin de tester et améliorer le dispositif.

Demande B.4. : Je vous demande de présenter à l'ASN d'ici un an les premières conclusions du déploiement plus large de votre plan d'action destiné à développer la culture de sûreté au sein de la DPN. Vous y préciserez notamment les points clefs du diagnostic et vos priorités d'action dans ce domaine.

B.5 Efficience du processus de modification documentaire et impact sur la culture de sûreté

En réponse à diverses causes d'événements que vous identifiez comme des « comportements inadaptés » ou des « non respects de procédures », vous indiquez régulièrement travailler sur le renforcement du respect des procédures. Vous utilisez à cet égard le vocable d'« adhérence aux procédures ». Cependant, il est par ailleurs reconnu par l'ensemble des intervenants que les structures qui sont chargées de l'élaboration et de la modification des documents ne sont pas suffisamment réactives pour réaliser la mise à jour des documents lorsqu'une évolution est reconnue comme souhaitable.

Cet état de fait contraint les opérateurs et intervenants à travailler pendant plusieurs mois avec des documents reconnus comme partiellement erronés ou inadaptés.

Dans ce contexte, un discours de respect strict de la procédure peut être difficilement compris ou reçu et avoir un impact sur la cohérence des valeurs portées au sein de votre organisation.

Cette situation est également représentative d'une difficulté organisationnelle persistante à résorber les écarts documentaire identifiés, ce qui conduit l'ASN à s'interroger sur le caractère suffisant et approprié des ressources que vous consacrez à cette activité de mise à jour réactive de la documentation.

Demande B.5. : Je vous demande, sur la base du diagnostic concernant la culture de sûreté mentionné plus haut ou de tout autre analyse, d'indiquer à l'ASN vos orientations en matière de gestion documentaire et de messages internes au sujet du respect des procédures.

B.6 Pertinence des indicateurs de suivi

Les indicateurs utilisés dans le cadre du pilotage opérationnel ainsi que de la revue annuelle des différents processus de votre SGI sont pour la plupart des indicateurs de « résultat » ou de « performance ». Or, ce n'est pas parce que le résultat est bon que le coût (humain) pour l'obtenir a été acceptable. Les situations où la performance a été obtenue à un coût très élevé pour les intervenants constituent un gisement de risques pour la sûreté. La démarche que vous déployez pour réaliser un diagnostic partagé de la culture de sûreté semble pertinente et pourrait vous permettre d'identifier, au-delà des « performances » et « résultats » de sûreté, des difficultés concrètes de terrain et des fragilités potentielles dans certaines de vos organisations.

Il conviendra que vous fassiez évoluer votre système de gestion intégrée, notamment sa composante de « vérification », constituée d'indicateurs et de diverses remontées d'information, de manière plus qualitative, afin que vos diagnostics et les actions correctives que vous mettez en œuvre soient plus appropriés aux difficultés réelles rencontrées.

Demande B.6. : Je vous demande, sur la base du diagnostic concernant la culture de sûreté mentionné plus haut ou de tout autre analyse, d'indiquer à l'ASN les évolutions que vous retenez concernant la définition des indicateurs quantitatifs et des remontées qualitatives analysés dans le cadre du suivi des différents processus du système de gestion intégrée.

C. Observations

C.1. Analyse de risques

Vous incluez dans vos revues de processus, au niveau national comme au niveau des unités, une analyse par matrice « forces / faiblesses / risques / opportunités ». Les inspecteurs ont noté que les relations avec l'ASN apparaissaient parfois dans la section « risque » en raison de divergences d'interprétation de certaines dispositions réglementaires. Afin que ces éléments puissent *in fine* servir à faire progresser la protection des intérêts, l'ASN vous invite à formuler plus clairement les risques pour la sûreté ou les autres intérêts protégés induits par ces divergences d'interprétation.

C.2. « Challenge »

Le néologisme d'origine anglo-saxonne « challenger » est utilisé abondamment par vos services, sans que son acception ne soit toujours très claire. Il a ainsi été indiqué aux inspecteurs que le rôle des services centraux est de « challenger » les sites dans la mise en œuvre de leur SGI. Ces services centraux se disent également « challengés » par les retours des directeurs d'unité. Par ailleurs, la filière indépendante de sûreté doit « challenger » les analyses de la filière opérationnelle. À la question des inspecteurs sur ce que recouvrait exactement ce terme, il n'a pas été apporté de réponse claire, notamment en ce qui concerne la responsabilité des uns et des autres à l'égard de la décision finalement prise.

C.3. Simplification des référentiels pour les intervenants

Vous vous engagez dans la définition d'un « système de gestion intégrée » qui ne recouvre pas le même périmètre que le « système de management intégré » que pratiquent au quotidien vos personnels. Vous indiquez par ailleurs travailler prioritairement sur la simplification des référentiels et la clarté des règles à appliquer par chacun des intervenants. L'ASN attire votre attention sur le fait que :

- la démarche de modification de votre SGI doit demeurer cohérente avec votre ambition de simplification ;
- vous ne devez pas aboutir à plusieurs systèmes de gestion ou de management qui s'exerceraient en parallèle.

C.4. Développement de la culture de sûreté chez les prestataires

Le plan d'action de développement de la culture de sûreté s'adresse aux agents EDF de la DPN. L'ASN estime que, lorsque vous aurez tiré les premiers enseignements de son déploiement sur les centrales nucléaires, il conviendra d'étendre cette démarche, d'une part aux autres entités d'EDF qui contribuent à la protection des intérêts, d'autre part à vos intervenants extérieurs qui réalisent des activités importantes pour la protection.

C.5. Facteurs de silence organisationnel et fiabilité des indicateurs

Au cours de l'inspection, les échanges ont porté sur les mécanismes qui sont susceptibles de bloquer, au sein d'une organisation, la remontée d'information du terrain vers les instances dirigeantes (crainte de la sanction, normalisation de la déviance, non traitement des écarts ou difficultés remontés, connaissance insuffisante des contraintes et réalités du terrain par les managers, etc.). Afin de parer ce phénomène, vous vous appuyez notamment sur les vérifications réalisées par l'inspection nucléaire (IN) interne d'EDF. Cette instance réalise des contrôles de terrain et vérifie par sondage la cohérence de certains indicateurs et la pertinence de certaines analyses et décisions. Il est mentionné dans le compte-rendu du CSNE du 18 janvier 2017 que *« il subsiste systématiquement un décalage entre ce que voit l'IN et ce que le management trace dans les outils de capitalisation des signaux faibles »*. Je vous invite à porter une attention particulière à tous les facteurs – pertinence des indicateurs (voir demande B6), complexité des outils de capitalisation, pression temporelle et charge de travail élevées de ceux qui remplissent les outils de *reporting*, sentiment d'inutilité de la remontée des écarts ou difficultés, pressions productives, défaut de perception de l'importance pour la sûreté des écarts, etc. – qui contribuent à une distorsion entre la réalité des activités et la représentation qui en est faite par les indicateurs et outils de traçabilité.

C.6. Communication interne et formation continue

L'ASN a noté qu'un des enseignements des processus pilotes de réalisation d'un diagnostic partagé sur la culture de sûreté de certaines entités de la DPN est que les agents d'EDF souhaitent une communication renforcée sur les enjeux de sûreté, les fondements des règles qu'ils ont à appliquer, le sens des actions à mettre en œuvre et l'explication concrète et détaillée des décisions prises par leur encadrement.



Vous voudrez bien me faire part de vos observations et réponses concernant ces points dans un délai qui n'excèdera pas **quatre 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.

Le directeur générale adjoint

Signé par : **Julien COLLET**