

**CLI FLAMANVILLE**  
**ASSEMBLEE GENERALE**  
Mercredi 23 septembre 2020

**COLLEGE DES ELUS :**

NOUVEL Valérie	Présidente
LEPETIT Jacques	1 <sup>er</sup> Vice-Président - Délégué communautaire du Cotentin
DRUEZ Yveline	Conseillère départementale
LEFAIX-VERON Odile	Conseillère départementale
BURNOUF Elisabeth	Déléguée communautaire du Cotentin
GIROUX Bernard	Délégué communautaire du Cotentin
FAUCHON Patrick	Délégué communautaire du Cotentin

**COLLEGE DES ASSOCIATIONS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT :**

JACQUES André	CRILAN
BOILLETOT Marie-Edith	CRILAN
CONSTANT Emile	CREPAN
ROUSSELET Yannick	GREENPEACE
VASTEL Guy	ACRO

**COLLEGE DES ORGANISATIONS SYNDICALES :**

LUCE Patrick	FO
HARDY-GIRARD Jonathan	CGT
GIELEN Valérie	CFE-CGC
LENOURY Emmanuel	CFDT

**COLLEGE DES PERSONNALITES QUALIFIEES ET DES REPRESENTANTS DU MONDE ECONOMIQUE :**

BOUST Dominique	
LARUE Jean-Pierre	
FOOS Jacques	
LURTON Jean-Michel	SDIS 50

**ASSISTAIENT EGALEMENT A LA REUNION :**

PICAND Jean-Marc  
LEGALLET Jean  
GOSSET Patrice  
MILLET Fabien  
SCHNEBELEN Stéphanie  
JAOUADI Seif-Eddine  
MANCHON Adrien  
MARBACH Pierre  
LUNEL Emmanuel

Sous-préfet / Coordinateur du Chantier EPR  
Préfecture  
Directeur Flamanville 1 & 2  
Directeur chantier FLA 3  
EDF  
EDF  
ASN  
IRSN  
Chargé de mission CLI

**EXCUSES :**

TRAVERT Stéphane  
HOULLEGATTE Jean-Michel  
ROUSSEAU François  
HEBERT Dominique  
FORTIN Jean-Paul  
BAUDIN Philippe  
LE BRUN Bernadette  
LEMONNIER Thierry  
JOUAUX Joël  
GONARD Robin  
MORVAN Alain  
MARTIN Jean-Paul  
AUTRET Jean-Claude  
HELLENBRAND Bernard  
TESSON Hélène  
CASTELLOTTI Elisabeth

Député  
Sénateur  
Conseiller départemental  
Conseiller départemental  
Conseiller départemental  
Délégué communautaire du Cotentin  
Déléguée communautaire du Cotentin  
Délégué communautaire du Cotentin  
Délégué communautaire du Cotentin  
Iles Anglo-Normandes  
Directeur du projet – Flamanville 3

SAUVONS LE CLIMAT  
Ordre des pharmaciens  
Sous-Préfète de Cherbourg

***La séance est ouverte à 9 h 30 sous la présidence de Mme Nouvel.***

**Mme la Présidente.** – *(pas de son...)* Pendant cette crise puisqu'il y a eu un suivi, que le dialogue a continué avec l'exploitant. Vous avez été informés par e-mail, comme d'habitude, de ce qui se passait sur les sites. C'est juste que, depuis, nous n'avons pas pu être dans cette configuration d'échanges qui permet effectivement d'avoir un dialogue ensemble, plus fluide que par des échanges d'e-mails.

On attend encore l'ASN mais il va bientôt nous rejoindre. Il nous a prévenu.

J'accueille Valérie GIELEN qui remplace Pascal LATROUITTE, au collège des représentants du personnel. Je vous souhaite la bienvenue, madame.

Nous accueillons aussi Monsieur Pierre MARBACH qui est notre nouvel interlocuteur IRSN. Bienvenue également au sein de la CLI.

Aujourd'hui, toutes les collectivités locales, toutes les intercommunalités n'ont pas délibéré leur représentant au sein de la CLI. Les dernières délibérations sont celles de la communauté d'agglomération du Cotentin qui sont annoncées le 6 octobre. C'est pourquoi nous sommes dans une configuration, sur le collège élu, qui n'est pas encore stabilisée, finalisée.

Avant de commencer, je vous rappelle que vous aviez une consultation du public en cours pour la mise en service partiel du réacteur EPR de Flamanville, pour l'arrivée du combustible nucléaire. C'est une enquête qui était ouverte du 31 août au 21 septembre. Elle vient de se terminer, pardon. C'était à l'ordre du jour du bureau sur lequel c'était encore en cours mais cela vient de se terminer et je voulais vous rappeler cette enquête.

## **1. VALIDATION DU COMPTE RENDU DE L'ASSEMBLEE GENERALE DU 30 JANVIER 2020**

**Mme la Présidente.**- Avez-vous des questions sur ce compte rendu de la précédente CLI qui date du 30 janvier 2020 ? Je pense que vous avez eu amplement le temps de le lire et de le consulter. Avez-vous des remarques particulières ? Non ? On considère qu'il est adopté ? Oui.

Je vous propose de commencer tout de suite notre ordre du jour.

## **2. ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS DE NIVEAU 0 SURVENUS SUR LE SITE DE FLAMANVILLE**

**Mme la Présidente.**- Je laisse la parole à EDF.

**M. GOSSET.**- Bonjour à toutes et à tous. Le premier événement à l'ordre du jour du point 2 est un événement que vous avez choisi parmi les événements de niveau zéro que, classiquement, vous analysez en préparation. Celui-ci date de fin décembre de l'année

dernière. C'est un événement que j'avais abordé succinctement puisque, à l'époque, il n'était pas à l'ordre du jour de la CLI de janvier. Il n'avait pas fait l'objet d'une présentation. Nous sommes donc sur le réacteur numéro 2. L'événement date du 22 décembre dans le cadre du remplissage du circuit primaire.

Vous avez un schéma que vous connaissez et qui vous le présente. Il est intéressant de regarder ce qui se passe au-dessus du couvercle du réacteur. Sur le couvercle, il y a plusieurs traversées de ce couvercle. Il y en a notamment 4 qui concernent les traversées qui permettent de faire passer toute l'instrumentation des thermocouples et qui permettent d'avoir une vision de ce qui se passe en fonctionnement en termes de température.

Je ne sais pas si vous vous en souvenez mais je vous avais présenté, dans une CLI précédente l'année dernière, nos difficultés pour réaliser l'EH, l'Epreuve Hydraulique du circuit primaire principal. Je remonte à cela pour expliquer pourquoi nous avons fait l'opération que je vais vous décrire. Dans le cadre de cette épreuve hydraulique, on a détecté des traces de bore sur les connexions mécaniques que l'on voit sur la photo pendant l'épreuve hydraulique, quand on est monté en pression. Cela nous a interrogé et c'est ce qui a expliqué pourquoi l'Épreuve Hydraulique a dû être refaite plusieurs fois. Du coup, on a déboulonné cet assemblage boulonné et on s'est aperçu que la colonne qui descend ensuite dans le cœur, et qui vient se ficher dans une encoche dans la cuve, elle n'avait pas une position qui était exactement celle qui était attendue. On s'est rendu compte que le coulissage ne se faisait pas forcément comme à l'attendu. Du coup, on a voulu savoir si cela coulissait correctement et on a engagé des essais qui ne se font quasiment jamais. C'est-à-dire, cette partie déboulonnée, faire un essai dit « de traction » qui permet de savoir si cela coulisse bien et pour avoir ensuite l'assurance que quand on le remet en place avant de redémarrer le réacteur, il se mette dans la bonne position.

Fin décembre, on a fait cet essai consistant à avoir, ce qui est tout à fait atypique, la colonne et son assemblage boulonné déconnectés - cela veut dire ouvert - pour pouvoir faire un essai de coulissage. On avait pour objectif de faire cela avec le primaire, avec un niveau d'eau complet. C'est-à-dire vraiment le primaire plein. Pour cela, on est obligé de monter le niveau d'eau. La situation atypique par rapport à une situation habituelle : les 4 thermocouples étaient donc ouverts du coup, et c'est par là que l'eau est passée puisque, lorsque l'on est monté, c'est là le début de l'événement.

En termes de préparation, cette dernière a été insuffisante, et le niveau d'eau demandé aux opérateurs en salle de commande était supérieur à la côte de l'assemblage boulonné, qui était ouvert du coup pour faire cet essai de traction. Donc, on a fait couler de l'eau à travers ces colonnes de thermocouple, 15 mètres cubes. Du coup, l'eau s'est ensuite écoulée à travers ces colonnes de thermocouples. Vous avez une vue en coupe du bâtiment réacteur. Là, ce sont les piscines. L'eau s'est écoulée au-dessus du couvercle. Il y avait des batardeaux qui étaient en place à ce moment-là. L'eau s'est donc écoulée en fond de piscine-cuve à travers la porte qui était ouverte mais normalement ouverte. Du coup, cela s'est écoulé dans les locaux inférieurs. Pour s'écouler dans les locaux, sur les planchers, quelques matériels ont dû être nettoyés. Ensuite, l'eau s'est retrouvée au fond du bâtiment réacteur dans les puisards qui, ensuite, ont été vidés.

L'événement est celui-ci : là, on voit à quel endroit cela se situe. Il y a 4 positions comme celle-ci. L'assemblage du bonnet est ici. Cela s'est écoulé sur le couvercle que l'on voit ici et la cuve en dessous et, ensuite, à travers la porte du compartiment de la piscine.

Suite à cet événement, les opérations sont : dès que l'on s'est aperçu de cette situation, on a baissé le niveau primaire pour supprimer le déversement évidemment. On a rouvert la cuve et on a interrompu notre essai. On l'a repris plus tard. On a assaini les locaux rapidement : couvercle, calorifuge, escaliers et locaux inférieurs. On est reparti plusieurs jours après sur la fermeture de la cuve pour réaliser les essais prévus. Ils se sont correctement déroulés.

En termes de retour d'expérience rapide, sur ces opérations atypiques, on a clarifié le référentiel appliqué pour mieux sécuriser la maîtrise de ces mouvements d'eau avec la salle de commande. Et ensuite, on a réalisé à nouveau l'essai qui s'est correctement déroulé et qui a montré que l'on n'avait pas de problème, puisque le sujet était tout de même de dédoubler le fait que ces colonnes coulissaient correctement. Cela a pu être démontré. L'événement a été déclaré le 9 janvier 2020. Il a été classé au niveau zéro et puis publié dans le rapport Grand-Angle, comme on le fait habituellement tous les mois.

Voilà ce que je pouvais vous dire. Je n'ai pas dit à propos du slide précédent qu'aucun intervenant n'était présent dans les locaux qui ont fait l'objet d'un écoulement d'eau. Il n'y a eu aucune exposition accidentelle de salariés qui auraient pu être présents à ce moment-là. Il n'y avait personne dans les locaux. Voilà ce que je pouvais vous en dire. J'espère avoir été clair. Avez-vous des questions sur ce premier point ?

**M. ROUSSELET.-** Pour bien comprendre, par vases communicants, donc vous étiez à un niveau plus bas, si l'on voit bien le schéma de la slide 1. C'est à dire que vous étiez à un niveau plus bas et c'est pourquoi c'est rentré en pression sur le ...

**M. GOSSET.-** Cela n'est pas monté en pression parce que le primaire était ouvert ...

**M. ROUSSELET.-** ... Non, non. Je dis la pression uniquement de l'eau, des vases communicants, non ?

**M. GOSSET.-** L'eau montait là et puis est arrivée là jusqu'à temps que, ici, c'était couvert. Et l'eau s'est écoulée à ce moment-là. Ici, c'était complètement plein et c'était l'objectif pour que toute la colonne qui descend jusqu'au fond de la cuve, on la fasse coulisser. On voulait absolument qu'il y ait de l'eau partout, jusqu'en haut du dôme, jusqu'en haut de la colonne. J'ai répondu à votre question ?

**M. ROUSSELET.-** En fait, vous auriez dû arrêter juste quand c'était au niveau et cela a continué après.

**M. GOSSET.-** On aurait dû s'arrêter juste en-dessous la côte de l'ouverture du circuit primaire et on est allé au-delà.

**M. BOUST.-** Vous avez dit au début que l'intervention avait été insuffisamment préparée. Cela pointe le fait que l'incident est dû au fait qu'une procédure a été mal appliquée ou que la procédure était erronée ou imprécise ?

**M. GOSSET.-** La procédure a été correctement suivie. En revanche, en termes de préparation, ceux qui ont préparé l'activité se sont appuyés sur une opération qu'ils avaient imaginé être la même, mais qui n'était pas la même dans les circonstances, notamment

pendant l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal. Ils ont donc repris dans les documents opératoires qu'ils ont préparés et donnés cette côte à l'équipe de quart. Cette côte n'était pas du tout adaptée à la situation que l'on préparait, qui était celle de l'époque mais qui n'était pas du tout la même, en l'occurrence, dans une situation où l'assemblage boulonné dont je parlais était fermé. Ils se sont appuyés sur des documents d'une situation antérieure qu'ils considéraient comme étant la même mais qui n'était pas la même. Ils ont pris cette valeur-là. Ils l'ont mise dans les documents opératoires. Ensuite, l'exécution s'est faite conformément à la documentation qui n'était pas bonne. Voilà ce que je pouvais vous en dire.

S'il n'y a pas d'autre question, je peux passer aux autres événements, au point 3.

**Mme la Présidente.**- Pas d'autres questions ?

**M. LEPETIT.**- Une question concernant l'origine : c'était une détection de bore. C'était du bore cristallisé que vous avez identifié au début de l'histoire, parce que cela ne peut se voir que lorsque vous le mettez à sec ?

**M. GOSSET.**- Le début de l'histoire : quand on fait une épreuve hydraulique du circuit primaire principal, on met en pression et on va voir partout. C'est d'ailleurs fait en présence de l'Autorité de Sûreté. On va voir partout, à chaque endroit où, potentiellement, il peut y avoir des traces de bore externes. On va voir des vannes. On va tous les assemblages boulonnés des différents circuits. Et on va sur la cuve pour voir s'il n'y a pas de désordre apparent. Quand on est allé sur la cuve, au moment du palier en pression, on a vu ces petites traces de bore. Alors, on n'est pas en train de parler de concrétion de bore. On parlait de traces visibles qui nous ont interrogées. Et quand on a ouvert ces assemblages-là, on s'est effectivement rendu compte que la situation attendue n'était pas celle que l'on trouvait.

**M. ROUSSELET.**- Pardonnez-moi mais cela renvoie à une autre question à laquelle je n'avais pas bien pensé : s'il y avait traces de bore, c'est qu'il y avait fuite légère. Et vous dites à la fin que, finalement, cela coulissait bien et qu'il n'y avait pas de problème. C'est quoi le ... ?

**M. GOSSET.**- ... Le problème, ce n'était pas la colonne en elle-même. C'était le montage. Ce sont des assemblages boulonnés un peu particuliers. Pour gérer ces étanchéités-là, techniquement, c'est assez complexe. Si vous le voulez, on pourra en parler un jour. Ce montage initial n'avait pas été parfaitement exécuté, ce qui fait qu'à 200 bars cela tenait, mais cela laissait passer un tout petit liseré de bore. C'est cette opération de montage de l'étanchéité, pour faire l'épreuve hydraulique, qui n'avait pas été parfaitement mise en œuvre.

**M. ROUSSELET.**- On a donc classifié l'incident au niveau zéro pour le débordement mais la fuite elle-même, elle ne rentre pas dans une procédure quelque part ?

**M. GOSSET.**- C'est une question à propos de laquelle on avait déjà un petit peu échangé : est-ce finalement un événement significatif sûreté ou est-ce un événement significatif radioprotection ? Dans nos règles de classification, quand on la classe d'un côté, on ne la classe pas sur l'autre. Tout le monde fait comme cela. Et en l'occurrence, comme l'enjeu sûreté est nul puisque l'on était réacteur déchargé, il n'y avait pas d'enjeu de sûreté du tout, ni réels ni potentiels. En revanche ...

**M. ROUSSELET.-** ... On peut supposer que, pendant la fuite, c'était en fonctionnement. C'est au moment où il est sous pression que l'eau du primaire est sortie et que le bore a séché sur le côté.

**M. GOSSET.-** Oui ...

**M. ROUSSELET.-** ... On était donc en fonctionnement.

**M. GOSSET.-** Non. On était en situation d'épreuve, c'est à dire réacteur déchargé.

**M. ROUSSELET.-** Le bore, c'est à cause de l'épreuve ?

**M. GOSSET.-** Oui, c'est à cause l'épreuve ...

**M. ROUSSELET.-** ... Donc pas d'un dysfonctionnement antérieur ?

**M. GOSSET. -** Non. Non. C'est vraiment lié à l'épreuve hydraulique que l'on fait tous les 10 ans pendant les visites décennales. L'été dernier, dans la situation dans laquelle on se trouvait, c'était une épreuve classique de visite décennale : coeur déchargé, on monte à 207 bars, et puis on regarde si tout se passe bien.

**M. LEPETIT.-** Le bore, c'est un traceur.

**M. GOSSET.-** En quelque sorte, oui. Ce n'est pas un traceur que l'on met spécifiquement pour tracer. Simplement, il se trouve que quand cela sèche, c'est blanc. Du coup, c'est très facilitant pour détecter les traces.

**M. MANCHON.-** Je reviens sur les classifications des événements significatifs. C'est l'ASN, dans son guide relatif aux événements significatifs, qui demande de déclarer finalement, indépendamment de savoir si l'origine est radioprotection ou sûreté, dès que cela rentre dans un critère, de déclarer un seul événement suivant ce critère-là. Mais ce type d'événement a finalement amené l'exploitant à s'interroger, dans le compte rendu qui nous a été fourni, sur la préparation des activités. Notamment dans ce cadre-là, c'était la préparation des activités à risque qui étaient exceptionnelles ou très rares, et pour lesquelles il y a un certain nombre d'actions de sécurisation qui doit être mis en place. On voit que ce type de retour d'expérience impacte directement la sûreté. D'autres opérations qui peuvent porter sur d'autres matériels du réacteur, avec également des risques importants de non-qualité, et pour ce type de retour d'expérience, même si c'est un événement significatif radioprotection, il y a un retour d'expérience plus global et qui impacte aussi la sûreté nucléaire.

**M. GOSSET.-** En complément de ce que dit M. MANCHON, et pour finir : ce n'est pas une situation normale. Elle est tout à fait en lien avec les fragilités que l'on a. Avoir un paquet documentaire que l'on donne à la réalisation, on se doit d'avoir quelque chose qui est parfait. Les lignes de défense, notamment de préparation et de contrôle de la préparation, n'ont pas été suffisantes pour piéger cette situation. Cela, c'est très lié au diagnostic que l'on a fait et à tout le travail que l'on fait maintenant depuis un an, un an et demi, ce travail de reconquête de cette rigueur absolue pour que, du coup, l'on ne reproduise pas ce type d'erreurs qui n'a pas eu de conséquences sur la sûreté, et très peu sur la radioprotection, mais qui est tout à fait anormal. C'est très clair.

**Mme la Présidente.**- Je vous laisse passer aux événements significatifs de niveau 1 s'il vous plaît.

### 3. ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS DE NIVEAU 1 SURVENUS SUR LE SITE DE FLAMANVILLE

**M. GOSSET.**- Le premier événement date du 1er février 2020. Nous sommes sur l'unité 1, le réacteur 1. Le 1er février, on détecte un défaut sur une carte électronique qui participe à l'élaboration des signaux, au traitement des signaux, pour le contrôle-commande du réacteur. Cela peut arriver. De temps en temps, on a ce type de matériel. Cela peut être cela ou d'autres type de matériels dont on se rend compte qu'ils ne fonctionnent plus.

Au titre de ce matériel qui est indisponible, on a ce que l'on appelle un événement de notre « code de la route », les spécifications techniques de RGE (*Règlement Général d'Exploitation*) qui nous donne un délai de réparation. Quand les équipes vont sur le matériel, elles traitent le problème visible de cette carte en la remplaçant. En fait, en remplaçant cette carte, elles se rendent compte que, finalement, c'est un peu plus compliqué, qu'il n'y a pas qu'une carte concernée et qu'il y a probablement 2 ou 3 autres composants qui doivent faire l'objet d'un diagnostic complémentaire.

Le diagnostic qui a été complet, il a conduit malgré tout à ce que l'on règle le problème au-delà des délais prévus par notre « code de la route ». On a 24 heures et, là, on a mis plus de 24 heures.

Au titre de notre fonctionnement normal et du traitement de nos anomalies, on considère que c'est redevable d'un écart significatif. L'événement a été traité. Je vous l'ai dit, il a mis plus de temps que prévu. La durée exacte, je ne sais plus. C'est 60 heures. Ensuite, on a remis en service notre matériel. À noter que c'est du matériel redondant. Donc, il y a voie A et voie B. Il n'y a pas eu de conséquences sur la sûreté. Il ne s'est rien passé concrètement. En termes de conséquences potentielles, si jamais on avait eu des signaux de sauvegarde en situation incidentelle, voire accidentelle, la voie redondante aurait pris le relais et on aurait pu gérer la situation normalement. Pour autant, si l'on a deux voies sur nos réacteurs, c'est pour les avoir disponibles tout le temps. En l'occurrence, « le code de la route » prévoit que si on les a indisponibles à un moment donné, le délai doit être court et maîtrisé. Donc 24 Heures pour cette situation-là.

Le REX de cette situation est difficile parce que c'est un événement technique pur. On s'est rendu compte que, dans notre capacité à diagnostiquer plus vite ces situations, à aller plus rapidement à la solution, on pouvait faire un peu mieux. De là à vous dire que l'on aurait échappé au délai des 24 heures, ce n'est pas sûr du tout. En tout cas, on a détecté dans les 60 heures des moments où l'on aurait pu aller un peu plus vite dans notre diagnostic. Les équipes ont été « re-coatchées », en tout cas réaccompagnées se remémorer les différentes étapes du diagnostic et pour aller un peu plus vite sur la solution.

Avez-vous des questions?

**M. LEPETIT.**- J'ai une question écrite de M. AUTRET, et vous avez partiellement répondu. La baie d'automatisme est redondante et l'autre voie était opérationnelle. Pour vous, donc,

aucune conséquence réelle sur la sûreté. Cela étonne M. AUTRET qui nous dit : « Cette conclusion vient-elle du fait que le réacteur est à l'arrêt et qu'une défaillance de la ligne redondante en état n'aurait pas eu de conséquences graves dans ce cas ?

**M. GOSSET.-** Non. C'est totalement indépendant de la situation du réacteur parce que les systèmes de sauvegarde en situation incidentelle ou accidentelle, ce sont des systèmes qui, dans la situation dans laquelle on se trouvait à ce moment-là - le coeur était chargé – étaient requis. C'est à dire qu'il était attendu qu'il soit complètement disponible. Pour cet exemple-là, que l'on soit en fonctionnement et en production ou dans la situation dans laquelle on se trouvait, c'est-à-dire à l'arrêt, ne change rien. On avait besoin des deux voies et il n'y a pas eu de conséquences pour la raison que j'ai indiquée. C'est à dire parce qu'il y avait une voie redondante.

**M. LEPETIT.-** C'est le principe même de la redondance.

**M. GOSSET.-** Oui.

Je passe au point suivant.

L'événement suivant concerne les diesels. C'est un sujet qui ne vous est pas étranger puisque l'on en a parlé très longuement lors de la CLI du 30 janvier, et que l'on avait aussi abordé la fois précédente puisque l'on était au début de notre « affaire diesel », si on peut l'appeler ainsi, de rénovation et de traitement de tous les constats que l'on avait pu faire sur les diesels. C'est ce qui a conduit en septembre de l'année dernière, à peu près à cette époque, à ce que je demande la mise à l'arrêt de l'unité numéro 1.

En fait, on reprend l'événement significatif qui a un caractère générique. C'est à dire que cela ne concerne pas que Flamanville et que cela concerne les diesels en particulier. Dans le cadre de la mise en service des DUS (*Diesel Ultime Secours*) dont on parlera tout à l'heure, il y a une prescription technique de l'Autorité de Sûreté qui demandait la mise en service de ces DUS à un délai pour lequel on a demandé une prolongation qui court jusqu'à la fin du mois de septembre en cours. Dans le cadre de la demande que l'on a faite à l'Autorité de Sûreté, que le parc a fait à l'Autorité de Sûreté voici maintenant deux ans, demande de proroger le délai de mise en service, puisqu'en termes de schéma industriel on a eu du mal à assumer et à réaliser la mise en service dans les délais prévus il y a maintenant 8 ou 10 ans, la demande de l'Autorité de Sûreté a été assortie d'une demande de vérification approfondie de toutes les anomalies sur les diesels de notre parc en exploitation. Ces demandes ont conduit à faire une vérification de l'ensemble de notre diesel. Il se trouve que l'on a fait la même chose. Et puis, dans le même temps, les constats qui ont été faits par l'Autorité de Sûreté dans le cadre de notre visite décennale, relatifs à des travaux connectés à ce que je viens de dire sur la vérification approfondie de tous nos diesels dans le cadre de la prolongation de la prescription de l'Autorité de Sûreté pour accepter la prolongation du délai de mise en service des DUS, nous ont conduits, comme pour d'autres sites, à constater que l'on avait des choses à faire sur nos diesels. Les constats qui ont été faits sur les diesels du parc, je ne vais pas m'y attarder. Ce n'est pas mon propos. C'est juste pour vous dire qu'il y a quelques constats qui ont été faits sur plusieurs diesels du parc. Vous en avez la liste.

Les constats que nous avons faits, ce sont des constats majeurs de corrosion sur les supports de tuyauterie de refroidissement de nos diesels. Pour terminer sur le chapitre générique,

selon les sites et selon les réacteurs, quand il y a un ou deux diesels qui ont été affectés des constats, du coup, le classement n'est pas tout à fait le même sur l'échelle INES. Il se trouve que, comme nos diesels étaient tous concernés, comme d'autres CNPE, on a été redevable de la déclaration d'un niveau 2 et d'autres, d'un niveau 1. C'est ce qui explique un peu la différence entre les sites. Les constats et les réparations qui devaient être faites ne sont pas exactement de la même nature.

Pour nous, c'est le dossier que je vous ai présenté la dernière fois, enfin les deux dernières fois, sur l'aspect corrosion de nos supports. Il doit y avoir quelques photos. Avant de passer aux photos, lorsque nous nous sommes vus au mois de janvier, je vous ai présenté le sujet. Tous nos diesels n'étaient pas traités. Pour mémoire, les dates de remise en service de nos diesels : le premier, c'était mi-décembre, le 17 décembre. Quand on s'était vus, on venait de remettre en service le numéro 2 sur le réacteur 1, et le premier du réacteur 2. Il nous restait à faire un diesel au moment où l'on en a parlé. Et cela s'est terminé le 5 avril. On a soldé nos travaux à ce moment-là, ce qui permettait de résorber l'écart détecté et déclaré de façon générique, tel que je viens de vous l'expliquer.

Pour garder en mémoire, quelques images de ce que l'on a fait. C'est typiquement des supports, à droite, que l'on a changés et qui étaient corrodés. Là, on voit à gauche aussi tous les tuyaux qui ont été remplacés mais surtout les supports noirs que l'on voit en dessous. Il doit y en avoir d'autres. Comme je vous le disais aussi, - là, vous voyez l'intérieur du local avec du diesel - on en a profité aussi pour traiter les situations qui n'étaient pas satisfaisantes sur le diesel en lui-même puisque le fait générateur - on parle bien de la corrosion à l'extérieur - mais pour autant, comme on s'est attaqué au diesel pour le rénover, on en a profité pour faire un traitement approfondi de tous les petits constats qui s'étaient accumulés, et qu'il fallait traiter à ce moment-là. On en a profité pour traiter un grand nombre de petites traces de fuite d'huile comme cela peut arriver sur les diesels de ce type. Mais, pour autant, on les a traitées. On a traité aussi des choses sur les injecteurs.

On en a aussi profité pour faire une grande campagne de remise en peinture. Je vous l'avais dit aussi : la peinture, c'est aussi de la sûreté. Pourquoi est-ce de la sûreté ? Parce qu'un matériel qui est peint, on voit très rapidement s'il présente une anomalie de type fuite ou pas. En termes de qualité d'exploitation, c'est important de bien voir. Quand nos agents de terrain font le tour des installations, c'est plus facile de détecter une situation anormale quand le matériel est propre et peint que lorsqu'il est sale et non repeint. On en a profité pour faire un gros travail de remise en peinture pour avoir des diesels qui soient complètement satisfaisants.

**M. ROUSSELET.** - Je vais me répéter, et je l'avais déjà dit à la dernière réunion : je m'interroge quand même sur le fait que l'on ait cela au moment où l'ASN, après la VD3, autorise un redémarrage pour 10 ans. Je pense qu'il y a un souci, évidemment du côté de l'installation qui méritait cet entretien qui n'avait pas été fait, mais clairement se retrouver avec une autorisation pour repartir pour 10 ans et découvrir cela après, juste après - ce serait quelques années après on pourrait en reparler - mais là, juste après, cela pose quand même une question à EDF, parce qu'elle n'a pas fait le travail nécessaire et puis à l'ASN.

Au passage, à propos de la peinture : c'est bien la peinture qui avait caché la corrosion que l'on ne voyait pas derrière. Que cela évite les fuites, je suis d'accord. Je dis bien que, pour

moi, la peinture est probablement un gage de sûreté. Quand on voit les photos que vous nous montrez une fois les travaux terminés, c'est bien mais quand on voit les photos d'avant travaux, on voit que si l'on peut passer un crayon à travers les IPN (*poutre d'acier*), c'est parce que c'est la peinture qui fait que l'on ne voyait pas que c'était rouillé. Donc, bon ...

**M. GOSSET.**- Ce n'est pas tout à fait cela. Ce n'est pas la peinture qui tenait la rouille. C'est vraiment notre regard qui n'était pas ajusté.

**M. ROUSSELET.**- Complètement. C'est ce que je dis.

**M. GOSSET.**- En revanche, sans vouloir défendre l'Autorité de Sûreté - M. Manchon le fera mieux que moi - pour le coup, je le dis en toute transparence, je l'ai déjà dit et je le redis : c'est bien parce qu'il y a eu du questionnement de l'Autorité de Sûreté dans le cadre de la visite décennale n° 2 que l'on s'est interrogé globalement sur le regard que l'on avait porté sur les deux tranches. C'eût été mieux si nous l'avions détecté nous-mêmes. C'est la première chose que l'on peut acter tous ensemble. Je vous l'ai déjà dit. Mais l'Autorité de Sûreté a joué complètement son rôle de challenge de l'exploitant. Encore une fois, ce n'est pas forcément à moi de le dire mais ...

**M. ROUSSELET.**- ... On peut penser qu'il aurait été préférable que l'Autorité ne signe pas un redémarrage pour 10 ans pour s'apercevoir du problème 15 jours après.

**M. MANCHON.**- Pour expliquer un petit peu mieux comment sont accordées les autorisations de divergences : que ce soit une visite décennale (VD) ou un arrêt pour rechargement, c'est l'ASN qui autorise effectivement le réacteur à rediverger, à redémarrer, par ce que l'on appelle une autorisation de divergence. Sur quoi se base cette autorisation ? Elle se base sur un bilan qui nous est fourni par l'exploitant, qui contient un nombre très important d'opérations de maintenance et d'essais effectués sur l'installation - et quand on est dans une VD, c'est encore plus important - L'ASN mène toute une série de contrôles à la fois tout au long de l'arrêt mais également à la fin de l'arrêt pour faire un bilan de toutes les activités qui n'ont pas été effectuées. Dans le cadre du redémarrage de la tranche 2, et même dans le cadre de l'arrêt de la tranche 1, il y a tout un tas de choses qui avait été vu, tout un tas de points inspectés, notamment tout un tas d'opérations. Il y avait aussi des écarts qui avaient été mis en évidence. Là, finalement, ces écarts ont été mis en évidence sur l'arrêt de la tranche 2. Comme l'a rappelé M. Gosset, il y avait eu plusieurs inspections de l'ASN sur le sujet qui avaient permis de mettre en évidence l'insuffisance de réparation et l'insuffisance des contrôles réalisés par l'exploitant.

Néanmoins, c'est pour cela que le site de Flamanville est finalement entré dans le dispositif de surveillance renforcée, dispositif que l'on avait présenté la dernière fois. Effectivement, il y a eu plusieurs écarts sur l'installation, plusieurs opérations et contrôles qui avaient été déclarés conformes et, comme on l'a vu, qui n'étaient pas effectivement aux niveaux attendus. C'est bien pour cela que l'exploitant a mené un travail en profondeur sur la qualité d'exploitation et que l'ASN a choisi de mettre le site de Flamanville dans les dispositifs de surveillance renforcée et d'accroître également les contrôles faits dans l'installation.

Dans l'instruction qui est faite d'un bilan avant divergence, il n'y a aucune exhaustivité. C'est forcément par sondage. On ne peut pas aller sur l'ensemble des opérations, être présent

pour l'ensemble des opérations faites par l'exploitant. Ce n'est pas possible et ce n'est pas la manière dont on fonctionne.

**M. GOSSET.**- L'identification des écarts est un sujet de constat de là où l'on en était il y a douze ou dix-huit mois et sur lequel on a travaillé. Ce n'est probablement pas encore parfait mais, honnêtement, notre capacité à détecter, que ce soit par l'exploitant, c'est à dire notre service-conduite, ou par les différents services supports et de maintenance, a une capacité maintenant bien plus ajustée de la détection des situations qui méritent une analyse, voire un traitement.

**M. LEPETIT.**- Concernant ce sujet, M. AUTRET souhaitait faire part d'une remarque: selon lui, il lui semblait que les histoires de corrosion et de corrosion avancée, c'était un problème soldé lors de notre dernière assemblée. Il voit le sujet revenir, et cela rejoint un peu la question de M. ROUSSELET, et il s'interroge.

Deuxième point auquel vous avez partiellement répondu : doit-on comprendre que la terre n'a pas tremblé ? C'est dans la page 13. Il n'y a eu aucune conséquence pour la sûreté. Est-ce cette analyse qui a été faite ? Ce raisonnement me paraît un peu osé sur le plan de l'honnêteté intellectuelle. Le fait qu'il n'y ait pas eu de tremblement, et bien il n'y a pas d'événement à déclarer.

**M. ROUSSELET.**- C'est une question de M. AUTRET et non pas de M. ROUSSELET.

**M. GOSSET.**- On ne revoit pas des sujets de corrosion. C'est simplement le même sujet qui prend du temps, sauf que vous demandez à ce qu'il soit présenté à nouveau. Je parle exactement du même sujet que celui du 31 janvier, que celui d'octobre. Il s'agit d'un traitement qui a duré, tout simplement parce que c'est long. On n'est pas en train de réinventer ou de trouver des choses nouvelles sur nos diesels en termes de corrosion. C'est exactement le même sujet. On parle du même problème.

Deuxième point : il n'y a pas de conséquences effectivement parce qu'il n'y a pas eu d'initiateur d'événement incidentel ou accidentel. Il n'y a pas eu non plus de séismes. Concrètement, il ne s'est donc rien passé. Par ailleurs nos diesels, à chaque fois qu'on les a testés, ils ont toujours démarré et toujours rempli leur fonction.

En revanche, légitimement, en situation accidentelle plus séisme, du fait que les supports n'étaient pas aptes à maintenir correctement les tuyaux, potentiellement, le diesel n'aurait pas pu assumer sa fonction. On est bien dans un enjeu de sûreté qui, en conséquences, a eu zéro impact. Et en conséquences potentielles, il aurait fallu qu'il y ait un séisme plus un accident, et un séisme un peu plus élevé quand même que celui que l'on a vécu il y a une semaine à Coutances. Ce qui aurait pu conduire que les tuyaux ne soient pas correctement maintenus, c'est un séisme important. Pour autant, ce sont nos règles. Si on dimensionne nos installations pour résister à certains séismes, c'est que, potentiellement, ils peuvent arriver. C'est cette situation qui fait l'objet du déclaratif.

**M. MANCHON.**- Pour compléter sur ce point : l'importance de l'événement n'est pas minimisée. C'est pourquoi c'est un événement qui est quand même classé au niveau 2 de l'échelle INES, et parce que, effectivement, il y avait un risque d'impact sur les deux diesels en cas de séisme très important, très hypothétique. C'est pourquoi l'événement a été classé

au niveau 2 et que l'importance de cet événement n'est pas minimisée pour la sûreté des installations.

**M. GOSSET.**- L'événement suivant concerne notre turbine à combustion. C'est l'une de nos sources électriques qui est utilisée en cas de perte totale de toutes nos autres sources électriques.

Celui-ci rentre dans tout le travail que l'on a lancé, et que j'ai demandé qu'on lance à la fin de l'année 2019. Ayant découvert la situation sur nos diesels, j'ai souhaité que l'on réexamine en profondeur tout ce que l'on avait pu faire comme maintenance sur nos matériels. À partir de la fin de l'année, on a enclenché - et cela fait l'objet d'un événement significatif qui vient un peu plus loin dans la présentation et je ne vais pas en dire beaucoup plus - un examen au peigne fin de l'ensemble de nos opérations de maintenance. Dans le cadre de cet examen au peigne fin, on a réexaminé notre maintenance sur la turbine à combustion pour se rendre compte que l'on avait des retards sur les visites de maintenance. Vous savez que, sur ce type de matériel, on a des visites un an, cinq ans et même des visites dix ans qui ne regardent pas exactement la même chose. On a vu des retards de maintenance sur cette turbine.

On fait la visite qui avait subi un certain retard. Et lors de cette visite, on se rend compte qu'il y a des aubages de la turbine qui présentent des fissures, une fissure notamment qui est potentiellement préjudiciable à son bon fonctionnement.

À l'écran, vous voyez l'intérieur de la turbine qui a été retiré. Sans attendre, quand on a détecté cette situation-là, plutôt que de rentrer dans des justifications de bon fonctionnement, de savoir si c'était nocif ou non, on a tout de suite pris la solution de remplacer la turbine. Cela a fait l'objet d'un travail important qui est présenté sur le slide suivant. A noter tout de même que, si l'on a découvert cette situation qui était potentiellement préjudiciable à son bon fonctionnement, il n'en demeure pas moins que tous les essais qui ont été réalisés précédemment ont tous été réussis et la turbine a correctement fonctionné. En revanche, ce n'est pas parce que les essais ont tous montré que cela fonctionnait correctement, qu'à un moment donné, cette fissure que l'on a détectée n'était pas préjudiciable à son bon fonctionnement à terme. Ce doute a conduit à ce que l'on aille directement à la solution radicale, celle de changer le matériel.

Cela a évidemment conduit à mettre en place des groupes électrogènes de secours puisque ce matériel est requis. Il est censé être disponible dans la situation de nos réacteurs. Et s'agissant de la durée des travaux, c'est toujours la même chose : on a une durée qui nous permet de gérer les indisponibilités, mais la durée des travaux était supérieure à ce que nous autorisait le « code de la route ». En parade, on a été obligé de faire venir des groupes électrogènes qui assument la même fonction que celle de la turbine en réparation. Cela, ce n'est pas tout à fait quelque chose que l'on sort du rotor, puis que l'on change et puis en 15 jours, c'est terminé. C'était beaucoup plus compliqué que cela. C'est une grosse opération de maintenance qui a été réalisée par nos équipes avec l'appui des équipes nationales qui gèrent ce type d'activités.

La conséquence réelle sur la sûreté, encore une fois, c'est le même principe d'analyse : il n'y a eu aucune conséquence puisque ces matériels n'ont pas été sollicités. On n'a jamais été dans la situation de devoir les utiliser. En revanche, en situation accidentelle de perte totale

de nos alimentations électriques, on aurait pu en avoir besoin, et auquel cas c'était préjudiciable au bon traitement de la situation incidentelle qui était potentielle.

Ces travaux ont duré trois mois. Pour nous, c'est vraiment un gros chantier que l'on a dû assumer à la fin de l'hiver.

Avez-vous des questions ?

**M. MANCHON.**- Je peux simplement apporter des compléments sur cet événement un peu particulier et revenir sur ce que l'on disait précédemment. Finalement, il y a des règles très fortes qui sont imposées aux exploitants dans les tests périodiques réalisés sur les matériels. On parle des essais périodiques. Les fréquences font partie des règles générales d'exploitation et, dès qu'on le dépasse, cela appelle une déclaration d'un événement significatif auprès de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

À côté de tous ces tests qui permettent finalement d'acter le bon fonctionnement des matériels, des opérations de maintenance sont réalisées sur les équipements, notamment des maintenances préventives, qui permettent de contrôler un certain nombre de dispositions dont finalement cet exemple du cœur de la turbine à combustion. L'ASN est très vigilante sur la bonne réalisation de ces opérations de maintenance parce que, au final, elle participe à la qualification des équipements. Même si l'équipement fonctionne, il faut qu'il fonctionne dans un certain nombre de situations, notamment des situations incidentelles ou accidentelles, sur une certaine durée. Et, comme on l'avait vu pour les diesels, la corrosion peut remettre en cause la capacité du matériel à bien fonctionner dans certaines situations, notamment pendant un séisme pour lequel le diesel est censé résister. C'est un point d'attention très fort pour l'ASN. Et cet événement, ici en particulier, a été caractéristique peut-être de défaillances dans la gestion des maintenances préventives. En revanche, il y a eu un retour d'expérience assez fort mené par l'exploitant. Je laisserai M. Gosset présenter l'événement ultérieurement, événement qui illustrera finalement le retour d'expérience mis en œuvre avec un travail en profondeur et conséquent réalisé sur toutes les maintenances préventives pour traiter cette défaillance à la source dans les gestions de ces maintenances.

**M. GOSSET.**- Je présenterai effectivement le sujet plus globalement sur l'événement. Peut-être aurions-nous dû le mettre tout de suite parce que cela aurait permis de le faire ? Cela viendra plus tard et cela embrasse l'intégralité de la problématique des retards de maintenance.

**M. FOOS.**- Il y a une turbine par réacteur ? Une TAC (*Turbine A Combustion*) ?

**M. GOSSET.**- (*hors micro*). Non, il y a une ...

**M. FOOS.**- Il y en a une par centre. D'accord. Donc là, ce serait pour les trois réacteurs lorsque les trois fonctionneront.

**M. GOSSET.**- L'EPR a été conçu avec des standards différents. Le nombre de diesels a été multiplié par deux sur l'EPR, par trois même. Le diesel, dans sa conception initiale, est plus robuste encore que nos tranches. On ne construit pas de DUS sur l'EPR par exemple parce que, à la conception, on a mis un nombre de diesels bien supérieur. Il y en a six et, là où on en a deux, plus une turbine à combustion, plus nos DUS (*Diesel Ultime Secours*) maintenant,

par tranche. A la conception, l'EPR avait déjà embarqué un nombre de sources électriques supplémentaires bien supérieur.

**M. FOOS.-** Dans chaque CNPE, en gros, il y a une turbine à combustion ?

**M. GOSSET.-** Oui.

**M. FOOS.-** Et quand il n'y aura plus que des EPR, il y aura autre chose, voilà.

**M. GOSSET.-** Il n'y en aura plus besoin.

**M. LEPETIT.-** Monsieur AUTRET souhaiterait que vous puissiez donner votre interprétation de la conséquence réelle sur la sûreté. Il n'y en a aucune dans le cadre de la mise en place du dispositif des groupes électrogènes.

**M. GOSSET.-** Oui, il n'y en a effectivement aucune parce que, encore une fois, on n'a pas été mis en situation de devoir solliciter ce type de matériel. En revanche, il y a des conséquences potentielles. Par ailleurs, cela contrevient, comme l'a redit M. Manchon, à nos règles normales de fonctionnement consistant à dire : quand on a des opérations de maintenance qui doivent tomber tous les ans, ou tous les 5 ans, il y a une marge de manœuvre pour placer cette opération. Il y a quand même un peu de marge pour que cela ne soit pas au jour J et à 24 heures près, du coup, ce n'est pas bon. On a une petite tolérance. Cette tolérance, ce n'est pas 8 ou 9 mois. Le dépassement était bien supérieur à la tolérance. En soi, c'est significatif. C'est une ligne de défense que l'on n'a pas su correctement mettre en place pour faire nos opérations au bon moment.

L'événement suivant concerne le début de l'événement. On se situe au 29 mars 2019 sur le réacteur numéro 1. Il se trouve que l'on installe un capteur de pression, situé comme c'est indiqué, sur le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur. C'est un capteur de pression utilisé quand ce circuit-là est secouru par un autre circuit qui s'appelle « PTR », et dans certaines situations très spécifiques et très peu rencontrées. Toujours est-il que c'est une fonction dont on doit vérifier le bon fonctionnement.

A propos de ce capteur, on se rend compte quasiment un an après, dans le cadre du traitement d'une alarme, que cela fait apparaître que, lorsque l'on fait le diagnostic, on se rend compte que le capteur n'a pas été correctement étalonné. Il est étalonné un peu plus haut que sa valeur. Du coup, on considère qu'il était indisponible et que la fonction était du coup indisponible. En termes de conséquences réelle, encore une fois on n'a jamais été dans la situation de devoir solliciter ces matériels. C'était potentiellement préjudiciable au fonctionnement de la pompe puisque la pompe est aussi asservie à ce que le capteur de pression dit. Et cela peut conduire à ce que la pompe qui fait circuler le fluide se déclenche par une pression qui n'est pas adaptée.

Cette situation n'a pas été rencontrée. Pour autant, le capteur n'était pas correctement réglé. Si jamais on avait eu un déclenchement de la pompe, parce que ce capteur était mal réglé, il était possible dans cette situation incidentelle de réenclencher la pompe localement pour la faire fonctionner. Il était tout à fait possible, si jamais on avait rencontré cette situation, de remettre en service la pompe. En revanche, cela nécessitait un délai de mise en œuvre avec une opération locale qui aurait probablement retardé la maîtrise de la situation. Cela, c'est la conséquence réelle et la conséquence potentielle.

Quand on s'est rendu compte de cela, dans la mesure où la détection a été tardive, c'est ce qui explique le classement niveau 1 de l'événement. Vous avez compris que le niveau 1 est souvent lié à une détection tardive, puisque l'on s'en rend compte un an après dans le cadre d'une opération classique de fonctionnement. On se rend compte qu'il n'est pas correctement étalonné. On le réétalonne et puis l'événement se solde avec son réétalonnage.

L'événement suivant est un événement qui a un caractère générique, comme celui des diesels de tout à l'heure. Il ne concerne donc pas que Flamanville.

En 2013, on constate sur des matériels, des pompes du circuit de maîtrise de volumétrie et de la chimie du circuit primaire principal et d'injection de sécurité - ces deux circuits ont des pompes un peu équivalentes ... Sur ses pompes, il y a des vannes de régulation du refroidissement de ces pompes. Ces vannes de régulation, c'est un petit montage mécanique avec des vis. Vous verrez le schéma juste après. On se rend compte en 2013 que plusieurs de ces vis sont constatées desserrées. Il y a donc une grande campagne sur tout le parc de reprise de tous ces matériels pour vérifier la bonne mise en place des rondelles de freinage de ces vis. À cette époque-là, on met à niveau tous les matériels qui étaient concernés par l'absence de rondelles de freinage de la visserie de ces vannes de régulation. Cela concerne le palier 1300 mégawatts, donc du coup aussi Flamanville.

Plus tard, on installe de nouvelles vannes thermostatiques, donc des matériels neufs, qui n'ont pas fait l'objet de cette remise à niveau que j'ai expliquée en 2013. En fait, on se rend compte que le fournisseur de ces vannes n'a pas informé EDF - et nous ne nous en sommes pas rendus compte non plus - que les vannes fournies n'étaient pas toutes équipées de ces rondelles de freinage.

Quand on s'en rend compte, dans le cadre de notre inspection des installations, on détecte cette situation qui aurait pu rendre indisponible le système. Je dis bien « qui aurait pu » parce que, en l'occurrence, à chaque fois que l'on a sollicité le système, il a correctement fonctionné. Mais on aurait pu imaginer dans une situation incidentelle ou accidentelle d'un fonctionnement long de ces matériels que, petit à petit, le matériel se desserre et ne remplisse plus sa fonction. En gros, que serait-il arrivé ? On aurait pu avoir un peu de desserrage, un peu de fuite du circuit de refroidissement sur ces vannes. Du coup, cela aurait été préjudiciable au bon fonctionnement des pompes. Du fait du caractère tardif de la découverte de cette situation, cet événement a été classé au niveau 1 de l'échelle INES.

Le schéma est celui que vous avez au tableau. Les visseries, la boulonnerie, c'est ce qui est en marqueur jaune. Et la rondelle, On ne la voit pas. Elle est entre le corps de la vanne, qui est hachuré, et le boulon qui est sur les marques jaunes. Ce sont des matériels qui sont gros comme cela.

L'événement a été déclaré le 27 janvier, au niveau 1, et suite à la détection de la fin de l'année 2019. Vous voyez qu'il se passe des choses temporellement sur le site dans cette période. C'est aussi une période où l'on reprend nos matériels au peigne fin. Il y a ce type d'événements mais il y en a d'autres où, finalement, on détecte des situations qui n'ont pas d'impacts sûreté immédiats. Vous l'avez vu. Mais ils ne sont pas conformes à nos règles de fonctionnement, à ce que l'on doit respecter, à nos règles de l'art et à nos prescritifs.

**M. ROUSSELET.**- Finalement, ce n'est pas la vanne en elle-même qui est en cause mais c'est le montage.

**M. GOSSET.**- Oui.

**M. ROUSSELET.**- Le montage a été fait par qui ? Par EDF ou par une entreprise ?

**M. GOSSET.**- La vanne, telle que vous la voyez là, elle est livrée telle quelle.

**M. ROUSSELET.**- Justement, on voit bien que la vanne vient entre deux éléments. Vous dites que la partie hachurée fait partie de la vanne ? C'est cela ?

*(M. Gosset montre à l'écran et explique)*

**M. ROUSSELET.**- C'est donc déjà monté, d'accord.

**Mme la Présidente.**- S'il n'y a pas d'autres interventions, vous pouvez poursuivre.

**M. GOSSET.**- Cet événement est facile à expliquer et difficile à comprendre. Du coup, tout ce qui est écrit page 25 et page 26, je vous propose d'aller directement sur le schéma qui, je l'espère, est un peu clair.

Il se trouve que l'on est sur l'unité de production numéro 1. Vous savez que j'ai demandé à l'arrêter au mois de septembre. Quand je demande de l'arrêter, on l'arrête pour traiter notre affaire diesels. A ce moment-là, on n'a donc aucune intention de décharger le combustible. En revanche, quand on s'arrête aussi longuement – c'est quand même très atypique et cela n'arrive pas souvent - il se trouve que notre « code de la route » prescrit qu'un certain nombre d'opérations ne peut pas se faire avant rechargement. Pourquoi ? Parce qu'il y a des opérations de maintenance, des opérations techniques où l'on considère qu'il faut que la puissance résiduelle du cœur soit suffisamment faible pour pouvoir le faire. C'est donc dans la mise à l'arrêt classique que notre « code de la route » dit cela. On attend, pour faire ces opérations-là, d'avoir rechargé pour avoir finalement un cœur qui soit à une puissance résiduelle faible, et pour pouvoir faire un certain nombre d'opérations.

Quand j'ai mis à l'arrêt la tranche 1, on a dû faire un certain nombre d'opérations que l'on fait classiquement quand on sort d'une visite partielle ou d'un arrêt pour rechargement, typiquement, sur le confinement de nos générateurs de vapeur.

Lorsque l'on a eu à faire ces opérations, 4 mois après la mise à l'arrêt, la puissance résiduelle était très faible. Elle était même inférieure à celle que l'on trouve classiquement quand on redémarre un réacteur après un arrêt pour simple rechargement. La puissance résiduelle étant faible, on a considéré que l'on pouvait réaliser les opérations techniques dont je parle. C'était une erreur de jugement puisque, formellement, le code de la route nous l'interdit. Dans cette circonstance, on aurait dû demander une modification de notre code de la route auprès de l'Autorité de Sûreté pour pouvoir faire ces opérations. Quand nous en sommes-nous rendus compte ? Lorsqu'au mois de mars, début avril, j'ai décidé – c'était la première quinzaine de mars avant la crise Covid – j'ai décidé de décharger le réacteur n° 1. Quand on s'est réinterrogé sur le « code de la route » applicable, on s'est rendu compte que l'on avait fait une opération qui « contrevenait » au « code de la route ». C'est très technique. C'est surtout comment nous appliquons notre prescriptif.

Il ne s'est rien passé sur notre réacteur. Ni en conséquences réelles, ni en conséquences potentielles, il ne s'est passé quoi que ce soit. En revanche, on voit bien que pour un arrêt programmé, pour redire les choses, on décharge, on a des travaux de maintenance autorisés, et on recharge. Et l'on a des travaux de maintenance autorisés en fonction de l'état du réacteur à puissance résiduelle faible. Cela, c'est la situation normale. Ce que nous avons à faire, ces opérations-là, notamment sur le confinement du secondaire, c'est-à-dire de nos générateurs de vapeur, on a dû faire des travaux avant, réacteur mis à l'arrêt depuis 4 mois, dans une situation de puissance résiduelle très faible, mais qui contrevenait à notre « code de la route ».

On aurait dû demander à l'Autorité de Sûreté une évolution de notre « code de la route » pour pouvoir faire cette opération, et ne pas le faire tant que l'on n'avait pas l'autorisation de le faire. On aurait eu cette autorisation. Mais dans notre lecture des spécifications techniques d'exploitation, notre relecture nous a conduit à dire que l'on pouvait le faire sans demander d'autorisation. En fait, après coup, on s'est rendu compte que non.

C'est très technique et si je vais plus loin, je vais vous perdre. Si je rentre dans le détail de notre « code de la route » dans cette phase d'exploitation, vous n'allez rien comprendre. Déjà, là, je pense que c'est compliqué. On est sur un événement de simple application de notre « code de la route » dans une situation qui est très atypique. On n'a jamais de situation, ou très exceptionnellement, où l'on fait des opérations sans avoir déchargé le cœur depuis 4 mois. Cela ne nous arrive quasiment jamais.

**Mme la Présidente.**- Monsieur Manchon, voulez-vous compléter?

**M. MANCHON.**- C'est plutôt pour rebondir. Je ne sais pas si vous auriez eu ces autorisations, si on vous les aurait accordées. Et on ne va pas préjuger de l'instruction qui en aurait été faite. Néanmoins, sur le fond, je suis en phase avec ce qui a été dit. On est en phase avec ce que vous avez dit. C'est clairement un non-respect du « code de la route », des spécifications techniques d'exploitation qui prévoient un certain nombre d'opérations après le rechargement et autorise seulement un certain nombre d'opérations après le chargement. Néanmoins, en termes de puissance résiduelle et en termes d'enjeu, sur le fond, elle était au même niveau que certains réacteurs qui sont rechargés après un arrêt pour simple rechargement. Donc, sur le fond, effectivement, l'impact pour la sûreté de cet événement est assez limité. Néanmoins, il y a un retour d'expérience dans le respect des règles et le bon suivi des règles. Mais sur le fond, effectivement, il y avait un niveau de puissance résiduelle équivalent à ce que l'on peut retrouver sur certains réacteurs après un arrêt pour simple rechargement et qui était dû à la situation particulière du site de Flamanville.

**M. ROUSSELET.**- Ces règles sont-elles des règles de fonctionnement du réacteur par EDF ? Je veux dire : est-ce une règle fondamentale de sûreté définie ailleurs ou est-ce juste un pilotage ?

**M. MANCHON.**- Non, ce sont des règles du référentiel. Dans l'installation, il y a le rapport de sûreté. Il y a la réglementation, dont les RFS (*Règles Fondamentales de Sûreté*). Il y a le décret d'autorisation. Ensuite, il y a le référentiel de l'exploitant mais qui est approuvé par l'ASN, donc le rapport de sûreté et les règles générales d'exploitation ...

**M. ROUSSELET.**- ... Donc, ce sont des règles d'exploitation ?

**M. MANCHON.**- C'étaient les règles d'exploitation ...

**M. ROUSSELET.**- (*hors micro*) ... du champ d'application des RFS ?

**M. MANCHON.**- Les RFS sont très générales. Les RGE (Règles générales d'exploitation) déclinent opérationnellement les RFS. Les RFS ne vont pas dans le niveau de détail, celui d'indiquer que telle ou telle opération ne peut se faire. C'est le rôle des RGE de préciser cela pour, après, respecter les RFS. Mais on était bien sur un référentiel qui, en revanche, est approuvé par l'ASN.

**M. FOOS.**- Cela veut dire qu'en fait EDF a le droit de faire une interprétation intelligente des textes mais c'est toujours sous le contrôle de l'ASN. Même si, effectivement, c'est évident. Cela ne me dérange pas d'ailleurs mais c'est cela la conclusion en l'occurrence.

**M. LEPETIT.**- Monsieur AUTRET avait également sa version sur ce sujet. Il se demande bien pourquoi ce type de classement ? S'agit-il d'un harcèlement dû aux règles fondamentales de sûreté ? Je pense que tout le monde converge vers la question et les réponses ont été apportées.

**M. GOSSET.**- Juste pour redire les choses très concrètement et les questions que l'on se posait à ce moment-là : étions-nous avant ou après rechargement, alors que l'on n'avait pas décidé de décharger ? C'était cela la situation. On n'avait pas décidé de décharger au moment où l'on a fait une mauvaise interprétation. Et on se retrouvait dans une situation où, lorsqu'on lisait le « code de la route », c'était : soit on est avant, soit on est après, alors que l'on n'était ni dans l'un ni dans l'autre. Nous, qu'avons-nous fait ? On a fait une lecture technique du référentiel pour dire : qu'est-ce que le fond ? Le fond, c'est la puissance résiduelle. La puissance résiduelle, c'est la même que celle que l'on a après rechargement. Donc, on est après. Sauf que, lorsque l'on a décidé de décharger, on était avant. C'est là la contradiction dans laquelle on s'est trouvé. Je ne sais pas si j'ai éclairé un peu la chose ?

**M. MANCHON.**- Pour conclure sur la remarque de M. AUTRET : dans ce cas particulier, le référentiel mériterait peut-être d'être précisé pour prendre en compte ce cas qui n'avait pas été pensé. Néanmoins, ce qui classe l'événement, c'est que ce référentiel-là, c'est un « code de la route » très strict. Et sur un réacteur nucléaire, on ne s'autorise pas de dévier des règles qui sont imposées. Même si c'est une interprétation du fond technique qui est correcte, on ne s'autorise pas à le faire. Et il y a un certain nombre de modifications de ce référentiel qui est soumis à autorisation. Cela doit donc faire l'objet d'une analyse en profondeur et aussi d'un examen par l'Autorité de Sûreté. C'est ce qui justifie le classement de l'événement, même si je ne reviens pas sur le fond technique. On en a déjà discuté.

**M. LEPETIT.**- De façon pratique, cela veut dire qu'une révision périodique des RGE pourrait prendre ce cas de figure lors d'un re-balayage des RGE, ou pas ?

**M. MANCHON.**- EDF pourrait nous proposer une modification des RGE intégrant plutôt une durée. Après, c'est à l'exploitant de soumettre une demande et à nous de l'analyser. C'est un type de demande pour lequel, ensuite, il faut peser toutes les conséquences pour la sûreté derrière. Cela fait l'objet d'une instruction. Cela pourra être une demande de clarification du référentiel. Sinon, en l'occurrence, cela peut être aussi une demande temporaire pour réaliser certaines opérations.

**Mme la Présidente.**- On peut poursuivre.

**M. GOSSET.**- L'événement suivant concerne les pompes de refroidissement d'eau brute secourue. Elles sont positionnées dans ce que l'on appelle les stations de pompage.

Le 26 février, on détecte une diminution de débit sur l'une des pompes du réacteur numéro 2. C'est une évolution du débit à la baisse qui est légère mais en tout cas suffisante pour que l'on se questionne parce que le delta était malgré tout notable. En ouvrant, on constate la présence de morceaux de plastique rouge. Assez rapidement, on s'oriente vers des gaines en plastique qui protègent des câbles électriques qui sont immergés à l'endroit où il y a le tambour filtrant, donc immergés dans l'eau de mer. Ce sont des câbles qui permettent de faire une protection cathodique de tout notre matériel immergé en station de pompage. Protection cathodique, pour faire simple, c'est pour protéger les matériels de la corrosion, pour des matériels qui sont immergés et puis qui sont une fois en air et une fois en eau. Pour faire court, c'est un peu cela le sujet.

On est sur une défaillance technique de ces matériels et je vais y revenir. Lorsque l'on détecte que c'est probablement cela, s'agissant de cette pompe, on s'est dit nécessairement qu'il y avait potentiellement d'autres endroits puisque l'on a 4 pompes par réacteur concernées par ces matériels qui se détachent. On programme donc des interventions qui nécessitent quand même un peu de temps. Ce sont des endroits où il faut « batardeur » (*poser un batardeau, barrage destiné à la retenue d'eau provisoire*) nos grands espaces pour séparer les voies, en lien avec notre « code de la route » qui prévoit d'avoir des voies disponibles. On ne fait pas cela en deux minutes. C'est cela que je veux dire.

En l'occurrence, on programme ces interventions selon un timing qui n'était pas approprié à l'enjeu puisque, les 9 et 10 mars, on retrouve sur ce même circuit sec, tranches 1 et 2, ce type de phénomène de baisse de débit. Cette situation qui a été mal analysée, et en tout cas que l'on n'a pas réussi à traiter avec la bonne rapidité, est redevable d'un événement significatif avec un caractère tardif de nos décisions qui, du coup, ne permettaient pas de respecter les délais de réparation. C'est pourquoi il est redevable d'un événement de niveau 1.

En termes de sûreté opérationnelle, encore une fois, il ne s'est rien passé. Il y a eu une baisse de débit mais qui n'a pas été préjudiciable au bon fonctionnement de nos matériels. En revanche, en termes de conséquences potentielles, on aurait pu perdre une voie puisque c'était sur une voie que cela s'était concentré. On aurait eu la deuxième disponible mais, pour autant, on aurait perdu une voie du fait de ce détachement de ces gaines qui migraient.

Pour revenir sur ces fourreaux, on s'est reposé la question de la conception de ce matériel pour se demander à quoi ils servent. On s'est rendu compte qu'ils n'avaient aucune réelle fonction. La protection mécanique n'est pas assurée par cela parce que ce sont en fait des fourreaux qui ne sont pas fermés. Ils sont ouverts. Ce sont de simples gaines en PVC, enfin ce n'est pas tout à fait du PVC – elles sont ouvertes en haut et en bas – les fourreaux n'ont pas vraiment de fonction de protection du câble électrique. Donc, ces gaines qui sont accrochées au mur et au génie civil, au fur et à mesure des mouvements d'eau et des sollicitations, les ancrages se sont défaits petit à petit et, avec les mouvements d'eau, se sont emportés.

On a considéré que l'on pouvait fonctionner sans ces gaines. Et notre enjeu, c'est de les récupérer toutes et d'aller décrocher celles qui n'étaient pas encore décrochées au fur et à mesure de la mise en indisponibilité des différentes pompes et des différentes voies de nos 2 réacteurs. Nous sommes en train de terminer ces opérations sur nos tranches pour aller inspecter tous les endroits où, potentiellement, ces gaines auraient pu migrer. On les récupère dans les pompes, et c'est en cela qu'elles sont préjudiciables au bon fonctionnement des pompes, mais on en a trouvé ailleurs. Ce n'est pas préjudiciable au fonctionnement mais, ailleurs, dans les recoins de nos différentes galeries qui transportent l'eau, pour être sûr que cela ne migre pas en fonctionnement normal, on est allé inspecter partout pour récupérer toutes les gaines. Elles n'étaient d'ailleurs pas toutes décrochées. Il n'y en avait seulement quelques-unes.

Ce sont des événements qui ont eu lieu à partir de février. Les travaux se sont engagés à partir de début mars. Ils se sont d'ailleurs poursuivis pendant la crise Covid puisqu'il y avait un enjeu de sûreté particulier. Cet événement a fait l'objet d'une déclaration le 3 juin.

**M. VASTEL.**- J'ai une question : les fourreaux et les tubes servaient à protéger les câbles électriques. Ils vont donc être enlevés. Quelles protections auront les câbles électriques malgré les turbulences, tout ce qui se passe à ce niveau-là ? Les câbles ne vont plus être protégés.

**M. GOSSET.**- Ils n'ont pas besoin d'être protégés. D'ailleurs, on s'est rendu compte que les gaines étaient probablement préjudiciables à l'intégrité du câble parce que tous les déchets, tous les corps migrants de la mer, les morceaux de bois, les algues, etc., pouvaient se loger à l'intérieur de cette gaine et, finalement, entraîner une sollicitation mécanique de l'ensemble, gaine plus câble, qui est bien supérieure sans avoir cette protection. En fait, avec notre ingénierie, on a conclu que cette gaine n'était pas utile au bon fonctionnement de cette protection. Même si, en fonctionnement normal, on venait à avoir une rupture du câble en question – cela peut être la situation – déjà, on s'en rend compte puisqu'il y a une perte de continuité et donc on aurait une alarme. Dans cette situation, on aurait à faire un choix : soit s'arrêter pour réparer ce câble, soit « prendre un risque », non pas pour la sûreté mais simplement pour le maintien, le fait que l'on protège nos matériels de la rouille, ce qui conduirait à faire une opération de maintenance supplémentaire à l'arrêt suivant. C'est un choix purement industriel que l'on aurait à faire si jamais on se trouvait dans cette situation. En l'occurrence, on a analysé et l'on considère que nos câbles sont moins agressés sans protection qu'avec protection.

**M. MARBACH.** - Dans nos relations avec l'ASN, on se doit de regarder régulièrement le REX événementiel et on traite notamment le REX à chaud. Cet événement a été expertisé par l'IRSN. « Expertisé », c'est peut-être un grand mot mais examiné. On a écrit un avis début juillet, un avis IRSN 2020-113 dans lequel on demande justement indirectement à EDF, via l'Autorité de Sûreté, de regarder si ce qui arrive à Flamanville pourrait arriver sur d'autres sites.

**M. ROUSSELET.**- J'avais la même question. Je voulais savoir si, ailleurs, sur les sites marins, on retrouvait ces mêmes gaines ?

**M. GOSSET.**- Je ne peux pas vous faire de réponse parce que ce sont des sujets qui sont traités au niveau national. Pour autant, vous savez que, sur les systèmes, toutes les stations

de pompage du parc, il n'y en a aucune qui ne ressemble. Parce que toutes les configurations sont particulières. Les matériels ne sont pas tout à fait identiques, les protections cathodiques ne sont pas exactement les mêmes. Je suis incapable de vous dire si ce sont exactement les mêmes systèmes ailleurs. Toujours est-il que cela a fait l'objet d'un Retour d'Expérience Rapide plus une demande de l'Autorité de Sûreté.

**Mme la Présidente.**- On peut poursuivre sur l'événement suivant.

**M. GOSSET.**- L'événement suivant concerne le réacteur numéro 2. On est au 17 juin 2020 et, dans le cadre d'une opération classique, on se rend compte que la position d'une vanne n'est probablement pas complètement la bonne, en regardant l'index localement qui est visible sur l'organe. L'organe dont je parle, c'est un organe d'isolement. C'est un robinet qui est sur le tube de transfert qui met en communication les piscines qui sont du côté bâtiment-réacteur et celles qui sont coté bâtiment-combustible, et par lequel – cela s'appelle le tube de transfert - on fait transiter les assemblages, soit pour recharger, soit pour décharger. On a évidemment besoin d'isoler cette portion de tuyauterie quand on n'a pas besoin de faire transiter le combustible, notamment pour gérer une éventuelle situation où l'on aurait de l'eau qui viendrait se vider par cette canalisation. Lors de cette opération, on se rend compte que l'index local n'est pas à la bonne position et on suspecte que la vanne n'est pas complètement fermée. Elle a été fermée mais pas complètement fermée.

Elle est manœuvrée électriquement depuis la salle de commande. Elle apparaît complètement fermée de la salle de commande. Dans la situation dans laquelle on se trouve, c'est à dire piscine vide, matériel en air, il est normalement requis que l'on termine la fermeture de ces vannes localement. C'est cela qui est attendu. En l'occurrence, on n'a pas dû le faire correctement.

Comme on détecte aussi cette situation-là trop tardivement, elle est redevable d'un niveau 1. Du coup, on a une instruction qui est à la disposition des opérateurs en salle de commande qui, lorsqu'ils manœuvrent cette vanne, ont un alerteur qui permet de demander à un agent de terrain de confirmer la manœuvre fermée, en local, de cette manœuvre en plus de la manœuvre qui est faite en salle de commande.

**M. LEPETIT.**- Dans cette configuration d'absence de détection fermée, localement, la vanne était étanche d'une manière générale ? Il n'y a pas eu de transfert d'eau de piscine ? D'entreposage vers la piscine-réacteur ?

**M. GOSSET.**- On ne peut pas considérer qu'elle était étanche puisque, en l'occurrence, elle ne l'était pas vraiment. Elle n'était pas fermée complètement ...

**M. LEPETIT.**- ... Physiquement, elle n'était donc pas fermée complètement. Elle était donc fuyarde ? ...

**M. GOSSET.**- ... Physiquement, elle était effectivement ce que l'on appelle « fuyarde ». Cela nécessitait de refaire un tour de manivelle en quelque sorte pour avoir une étanchéité parfaite. La vanne fonctionnait. La vanne, quand elle est en position, est étanche mais elle n'était pas parfaitement étanche. Qu'aurait-il pu se produire ? Si jamais on avait eu, dans le bâtiment combustible, le compartiment que l'on appelle « transfert », qui en gros est en connexion avec ce tuyau, qui était plein d'eau, en connexion avec le combustible qui lui-même était entreposé, si jamais cette vanne fuyarde avait conduit à ce que l'eau transite

vers le bâtiment-réacteur, cela aurait conduit à une baisse de niveau dans la piscine-combustible. On aurait évidemment détecté cette baisse de niveau, puisqu'il y a des alarmes, et elle aurait été compensée par un appoint en eau. On aurait su gérer la situation mais, pour autant, ce n'est pas une situation normale.

**M. ROUSSELET.-** Est-ce à dire que l'on considère que l'électrovanne, dans son bon fonctionnement, puisse ne pas se fermer complètement ?

C'est une vérification manuelle, en disant : « normalement, elle marche bien, mais je vais aller voir quand même pour être sûr qu'elle est fermée ». Ou est-ce parti du principe que cette électrovanne ne ferme pas complètement ? C'est bizarre.

**M. GOSSET.-** Cette vanne, quand on est en air, nécessite de terminer la manœuvre en local. Quand elle est en eau, le fonctionnement permet d'avoir une fermeture complète. C'est la connaissance fine du matériel que l'on n'avait pas correctement intégrée, notamment dans nos documents opératoires, qui a été préjudiciable à cette situation.

**M. ROUSSELET.-** Je suppose que l'IRSN va aussi faire un REX national pour voir les autres vannes ailleurs ?

**M. MARBACH.-** On n'a pas eu encore le compte rendu définitif. On ne connaît donc pas encore bien ce qui s'est passé. Mais effectivement, de toute façon, de façon générale, le REX est traité. Il y a un REX à froid et un REX à chaud. Et s'il y a un problème, effectivement, ce sera traité.

**M. GOSSET.-** Sinon, dans les événements qui n'ont pas, pour l'instant, fait l'objet d'une analyse approfondie au titre du rapport de l'événement significatif, la situation connue de l'Autorité de Sûreté n'est pas détaillée en termes d'analyse-exploitant puisque les analyses sont en cours.

L'événement suivant concerne un exutoire du bâtiment-combustible. Vous avez le petit schéma à droite. C'est très schématique mais cela représente bien là où l'exutoire est positionné, sur la toiture du bâtiment-combustible. Cet exutoire a un joint. Ce joint se doit évidemment d'être étanche. On en fait un contrôle périodique. Dans le cadre de l'essai que l'on fait périodiquement et que l'on a fait à la bonne périodicité, le 20 mai, on se rend compte que le joint de cette trappe, de cet exutoire, présente un aspect dégradé.

Avec nos fournisseurs, on lance et on programme une intervention permettant d'en faire la réfection. Quand, en juillet, on fait cette opération, on se rend compte que, finalement, le joint est plus dégradé que ce que l'on voyait. Du coup, à ce moment-là, on a un doute sur la vraie étanchéité. On aurait dû probablement aller plus loin au moment de sa détection pour juger finalement de son caractère étanche ou pas. C'est lorsque l'on a fait l'opération que l'on s'est rendu compte que ce n'était pas étanche.

Du fait du caractère tardif de cette détection, d'une fonction importante pour la sûreté, d'un d'équipement important pour la sûreté, on l'a déclaré au niveau 1 pour détection tardive. Le joint est remonté fin juillet et, ensuite, une fois qu'il est réparé, il est réparé.

**M. VASTEL.-** J'ai été un peu surpris par le déroulement des événements. Il y a eu un essai périodique durant lequel on s'aperçoit que le joint est défaillant. Donc on met quand même deux mois à le changer alors que, d'après ce que dit l'ASN, au bout de trois jours, il doit être

changé. Je veux bien que cela demande un certain délai mais ce qui m'inquiète le plus c'est que, entre deux, dans la note de l'ASN, le 22 juillet, il y a eu des manutentions de combustible dans ce bâtiment et alors que l'on savait parfaitement que le joint n'était pas bon. Est-ce que les agents qui ont fait cette manipulation, qui se sont donc bien débrouillés pour qu'il n'y ait pas eu d'incident, sinon des éléments radioactifs auraient fui, les agents étaient-ils au courant que le joint était défaillant ? Et pourquoi la manipulation n'a-t-elle pas été faite après le 31 juillet ? Après que le joint ait été réparé. Cela, je ne le comprends pas.

**M. GOSSET.**- Comme je le disais tout à l'heure : dans la première phase de diagnostic, trappe fermée, l'analyse première n'a pas considéré qu'il y avait une urgence à faire l'opération dans la semaine qui suivait. Ce n'est que lorsque l'on a défait le joint que nous l'avons expertisé en quelque sorte et que l'on s'est rendu compte que, potentiellement, l'étanchéité n'était pas assurée. On aurait été plus vite si le premier diagnostic avait été plus affûté en quelque sorte. Mais dans les opérations comme celles-là – on a beaucoup d'opérations - il faut que nous les programmions en fonction de la hiérarchie des importants. Et là, en l'occurrence, on aurait dû considérer qu'il fallait aller plus vite. On peut être d'accord. Mais ce n'était pas le diagnostic que l'on avait fait initialement.

**M. VASTEL.**- Aller plus vite ou moins vite, peu importe. Qu'il soit remplacé 8 jours ou un mois après, pourquoi pas. Mais pourquoi a-t-on laissé faire les 21 et 22 juillet des manutentions de combustible dans ce bâtiment, sachant que le joint n'était pas bon ? Alors que, comme vous dites, le 31 juillet, il était remplacé. Les manutentions auraient pu être faites après le 31 juillet. On fait prendre des risques aux agents. Savaient-ils que le joint n'était pas bon quand ils ont fait la manipulation avant la fin juillet ?

**M. GOSSET.**- Encore une fois, quand on connaît l'histoire jusqu'au bout, on peut effectivement se dire cela. Sauf que, lorsque l'on fait un premier diagnostic et que l'on dit : « Il faut le changer mais c'est étanche », il n'y a aucune raison de considérer que l'on met en danger quiconque. Par ailleurs, encore une fois, on est dans une situation hypothétique où l'on aurait eu un événement dans le bâtiment-combustible. En l'occurrence, on porte un jugement et un diagnostic sur un matériel. On considère qu'il remplit sa fonction mais qu'il faut pour autant changer quelque chose. On le programme. Si, au départ du diagnostic, on considère que c'est urgent, non seulement on ne fait pas d'opération combustible mais on pose un événement STE (*L'indicateur « événement STE » recense le nombre d'indisponibilités matérielles générées par une intervention humaine*) qui nous aurait interdit de faire des manutentions de combustible. Le point de départ, c'est la capacité à avoir un diagnostic qui soit complètement affûté.

**M. ROUSSELET.**- Quelle est la fonction de cet exutoire exactement ?

**M. GOSSET.**- Il permet, notamment, de gérer la pression dans le bâtiment combustible en situation accidentelle. Dans certaines phases, parce...

**M. LEPETIT.**- Y a-t-il une notion d'hydrogène ?

**M. GOSSET.**- Non.

**M. ROUSSELET.**- En cas d'accident, cela permettrait l'évacuation d'une pression contenant de l'hydrogène.

**M. GOSSET.-** Bien sûr, mais vous savez que cela fait très longtemps qu'EDF a mis en place des recombineurs d'hydrogène ...

**M. ROUSSELET.-** Pas dans le BK ! (Bâtiment du combustible). Non, il y en a dans le bâtiment mais il n'y en a pas dans le BK ...

**M. GOSSET.-** ... Dans le bâtiment-réacteur, qui permettent de gérer ces situations.

**M. ROUSSELET.-** Non. Non. Il n'y a pas de recombineur dans le BK. Donc, la question hydrogène est réelle.

**M. MARBACH.-** Dans cette situation, les assemblages ne sont pas découverts. Il y a un appoint en eau et, du coup, il faut un exutoire pour que la vapeur puisse s'échapper. En aucun cas, les assemblages ne sont dénoyés dans cette situation. Justement, c'est le but.

**M. ROUSSELET.-** Vous dites qu'il n'y a aucun scénario qui prévoit un possible dénoisement des combustibles. Absolument si. Vous savez bien qu'il y a un scénario qui prévoit l'éventualité que cela puisse ...

**M. MARBACH.-** ... Non, ce n'est pas ce que j'ai dit. J'ai dit que, dans la situation accidentelle considérée, l'exutoire servait à évacuer la vapeur lors d'un appoint en eau à la piscine.

**M. MANCHON.-** Ensuite, c'est aussi le rôle de la sûreté d'imaginer les scénarios. L'objectif est de mettre en place un certain nombre de lignes de défense et l'utilisation de ce matériel est celle que rappelait M. Marbach. Oui, il y a tout un tas de scénarios mais, là, on parle de lignes de défense successives.

**M. ROUSSELET.-** Je revenais uniquement sur le fait que M. LEPETIT dit « Évacuation d'hydrogène en cas de surpression ». La réponse était non. Je dis si. C'est possible. L'un des scénarios, c'est une possibilité de dénoisement partiel, qui pourrait produire de l'hydrogène, auquel cas on peut avoir une surpression avec de l'hydrogène qui permettrait d'évacuer l'hydrogène. C'est d'ailleurs salubre si cela se produisait.

**M. LEPETIT.-** D'autant plus si ce n'est pas étanche !

**M. MANCHON.-** Je voulais juste rappeler que, s'agissant de cet événement, on était en attente du compte rendu d'événement significatif.

Pour compléter l'interrogation de M. VASTEL : il y a eu des défaillances dans la classification et dans l'analyse et même la compréhension finalement de l'événement et du bon fonctionnement du matériel. Cette analyse doit être menée par l'exploitant et nous, on instruira les actions correctives qui en seront issues, le retour d'expérience, pour éviter que ce type de dysfonctionnement ne se reproduise sur l'installation.

**M. GOSSET.-** L'événement suivant est celui dont je parlais tout à l'heure : les retards de maintenance préventive. Comme je l'ai dit tout à l'heure, on a commencé ce travail exhaustif de l'ensemble de nos matériels au peigne fin. 17 000 objets ont été regardés à la fois dans nos bases de données mais aussi via vérification sur le terrain quand on avait besoin de le faire. C'est un travail qui a commencé, qui s'est engagé en fin d'année dernière mais qui, surtout, a pris son ampleur à partir du début de l'année et jusque pendant la crise Covid puisque le travail s'est terminé mi-mai.

Ce travail d'analyse a conduit à constater que l'on avait des retards de maintenance, c'est-à-dire des matériels sur lesquels la maintenance préventive avait un délai que l'on n'avait pas respecté. Dans cette situation, il est attendu que l'on en fasse l'analyse pour savoir si c'est préjudiciable. Déjà, il s'agit de corriger et d'en faire la maintenance redevable. Puis en faire l'analyse pour savoir si c'est préjudiciable au bon fonctionnement des matériels.

Il se trouve que quand on a détecté des situations qui étaient préjudiciables, ou potentiellement préjudiciables, au bon fonctionnement des matériels, on en a fait la déclaration d'un événement spécifique. D'où le fait qu'il y ait un événement sur la TAC (*Turbine À Combustion*) qui aurait pu être intégré à celui-ci mais que l'on a voulu sortir spécifiquement parce que, dans ce cas, il y avait une indisponibilité. Comme on en a fait l'analyse, on a résorbé nos passifs de maintenance, notamment sur la tranche 2 qui est en phase de redémarrage - on l'abordera tout à l'heure - et on a mis en place des lignes de défense pour que l'on n'en génère plus.

L'analyse ayant été terminée au début de l'été, on a repris une vision d'ensemble de ce que l'on avait trouvé. J'ai considéré au cours de l'été que l'événement déclaré en première intention à niveau zéro ... On s'était d'ailleurs engagé auprès de l'Autorité de Sûreté qui nous avait challengé sur le sujet de réexaminer le classement à l'issue de cette phase d'analyse complète. J'ai considéré, à l'issue de cette phase, que les lignes de défense avaient été suffisamment impactées dans notre fonctionnement et dans nos organisations pour le réévaluer à un niveau 1. C'est une déclaration qui a été faite très récemment déclarée le 9 septembre.

Dans le cadre de nos fragilités que, petit à petit, on est en train de combler, c'est évidemment un élément important. C'est un élément qui montre que nos trajectoires de progression et de remise sur pied, on est en train de les faire. S'agissant de cette situation, on a repris la main sur les événements pour se remettre conformes. Notre progression, cet événement-là l'illustre dans la détection et la correction des écarts que l'on avait dans nos processus de maintenance.

**Mme la Présidente.-** On peut passer à l'événement suivant.

**M. GOSSET.-** Les deux derniers événements sont très récents sur lesquels, potentiellement et si vous le souhaitez, dans une autre CLI, je pourrais donner plus de détails.

C'est un événement de début septembre qui a conduit que l'on sollicite les protections du réacteur sur le réacteur numéro 2. En fait, on se rend compte que les protections du réacteur sont sollicitées ce mercredi dans la nuit, et on détecte rapidement qu'il y a des départs électriques de tableaux électriques qui ne sont pas dans la bonne position. Et, quand ils ont été ouverts, ils ont généré des signaux de protection du réacteur. C'est une situation qui n'est évidemment pas normale, qui trouve son origine dans la phase de préparation. Dans la phase de préparation, on avait une opération de contrôle de continuité électrique sur quelques matériels. En particulier, il s'agit justement des thermocouples dont on parlait tout à l'heure sur la partie mécanique et qui transitent à travers le fourreau dont j'ai parlé tout à l'heure.

Cette reconnexion électrique nécessite de faire un contrôle de continuité. Et quand on a préparé l'activité de ce contrôle de continuité électrique, la protection des travailleurs qui

font ce contrôle électrique a conduit à couper les départs électriques dans un tableau. Sauf qu'aux différentes étapes de préparation, les acteurs de la préparation ne se sont pas rendus compte que cela allait protéger les travailleurs pour faire cette opération de continuité électrique- puisque cela a conduit à injecter un courant pour vérifier la continuité - ils ne se sont pas rendus compte que cela allait être préjudiciable à la maîtrise de la disponibilité du système, et que cela allait générer, par défaut d'alimentation électrique, un certain nombre d'informations dans la chaîne de traitement d'information de nos protections qui font partir des signaux de protection du réacteur. Ils se sont donc préoccupés de l'enjeu de sécurité et ils ont mal analysé l'enjeu de sûreté.

Très rapidement, quand les signaux sont sollicités, l'équipe de quart se rend compte de cette situation et identifie très rapidement l'origine du problème. On est sorti de la conduite dite « d'approche par état en situation incidentelle », l'événement ayant eu lieu à 3 heures, on est sorti à 13 heures de la même journée. Cela, c'est l'événement principal initiateur qui fait l'objet du premier événement significatif. Il est de niveau 1. Pourquoi ? Parce que, lorsque l'on sollicite de façon inappropriée un système de sauvegarde, c'est redevable, au titre du critère 2, d'un événement de niveau 1. C'est automatique. De toute façon, c'est bien normal parce que c'est un événement qui sort de l'ordinaire. On est d'accord.

Ensuite, pendant cette phase, c'est l'objet du deuxième événement dans la même journée, pendant cette phase de conduite incidentelle, l'équipe de quart a parfaitement géré, conformément à nos procédures, les actions qui devaient être menées pendant cette situation. En revanche, à la fin, quand on revient dans le code de la route normal, c'est à dire que l'on passe des consignes incidentelles finalement à notre « code de la route » qui s'appelle « Spécifications technique d'exploitation », on se doit de retomber dans un cadre qui est prévu par notre « code de la route ». On ne peut pas être entre deux situations. En l'occurrence, on était dans une situation que l'on appelle « Arrêt pour intervention », (API). L'arrêt pour intervention, il a plusieurs sous-catégories. Soit on est entrouvert, soit on est fermé. Vous comprenez bien que, lorsque le circuit primaire est fermé, cela veut dire que, en gros, toutes les écrouilles sont fermées. La différence avec le « entrouvert », c'est quand on a un événement du pressuriseur du couvercle qui est ouvert ou un capteur mis à l'air libre ; Et, à ce moment-là, cette petite ouverture, qui n'est pas plus grosse qu'un doigt, fait que l'on considère qu'il est entrouvert.

Ces deux cas de figure, au titre de spécifications techniques d'exploitation, conduisent à gérer la disponibilité de nos matériels de façon différente. Il n'est pas requis la même chose dans l'un et dans l'autre. Il se trouve que nous, quand on est revenu de la situation que j'ai décrite, avec la situation de montée de niveau de l'eau dans le circuit primaire, ni fermé, ni entrouvert. On n'était ni dans l'un ni dans l'autre. On a considéré abusivement que l'on était entrouvert alors que l'on était plutôt fermé, mais dans une situation qui n'était pas tout à fait prévue par notre code de la route. Toujours est-il que l'on n'est pas retombé exactement dans ce que prévoient les spécifications techniques d'exploitation. Cela, ce n'est pas normal. On aurait dû mieux analyser. Après, cela aurait conduit à gérer, dans la consigne incidentelle, tout simplement peut-être la réouverture d'un événement pour se retrouver vraiment dans l'état « API entrouvert », pour ensuite revenir dans le code de la route, sur la route normale, dans un état bien maîtrisé.

Cette situation qui n'est pas normale, l'articulation entre la conduite dans l'approche par état (APE) et puis nos spécifications techniques d'exploitation, on a considéré que c'était un événement significatif de niveau 1 également. Finalement, sorti du domaine d'exploitation normal.

Voilà ce que je pouvais vous dire sur cet événement qui est tout chaud. En complément de la description technique que je vous en fais, évidemment, pour nous, c'est un événement marquant. Parmi tout ce que je vous ai décrit, tous les événements, même s'ils sont de niveau 1, n'ont pas la même intensité. Celui-ci est marquant parce que solliciter un matériel de sauvegarde, c'est évidemment à éviter absolument. On s'est rendu compte, lors de ces derniers événements, que l'on avait besoin pour les équipes qui sont à l'exploitation, nos équipes-conduite, d'aller plus loin encore dans notre plan d'action mis en place depuis un peu plus d'un an.

Depuis, on est allés beaucoup plus dans le détail avec un plan d'action dédié au service-conduite, dans la déclinaison opérationnelle de nos fondamentaux de travail de la maîtrise des situations professionnelles. Concrètement, cela veut dire : mettre en place des contrôles supplémentaires du paquet documentaire que l'on met entre les mains des gens qui interviennent, des actions plus systématiques d'entraînement juste avant les opérations où, là, on a demandé pour les opérations de redémarrage que, systématiquement, pour les activités que l'on considère comme sensibles, les opérateurs en charge des opérations aillent sur simulateur, quitte à perdre du temps. Même s'il faut une demi-journée de plus ou s'il faut attendre que celui qui s'est préparé, qui est sur le quart d'après, ce soit lui qui fasse l'opération sensible pour laquelle il s'est fait une préparation sur simulateur, et bien on attend qu'il arrive sur le quart suivant parce que, lui, il s'est préparé la veille sur le simulateur. On a donc mis en place des actions depuis quelques jours assez fortes pour aider le service-conduite à bien réaliser ces opérations.

L'ensemble de ces événements récents - M. Manchon vous en dira quelque chose - a interrogé l'Autorité de Sûreté. Voici maintenant dix jours, avec l'équipe Direction - et j'ai souhaité que le service-conduite soit aussi partie prenante de l'échange avec l'Autorité de Sûreté sur cet événement - il se trouve que l'on est allés à Caen pour montrer l'engagement des équipes du chef d'exploitation, de la cheffe de service, pour dire explicitement comment ils voyaient les choses et ce que l'on mettait en place. Encore une fois, c'est pour aller plus loin dans la même logique que celle de notre plan d'action mais aller beaucoup plus loin dans le détail de ce qui est attendu de chacun dans son travail. Dans la phase de préparation et dans la phase de réalisation, on a renforcé beaucoup de lignes de défense.

Voilà ce que je voulais dire par rapport à ces événements qui, pour nous, sont des événements marquants pour le site et pour notre travail sur la tranche 2 de remise sur pied et de progression, pour aller vers un redémarrage.

**M. MANCHON.**- En complément de ces événements, et pour conclure toute cette phase de présentation, je dirais : à l'origine de la surveillance renforcée, et on l'a vu tout au long des événements significatifs qui ont été analysés pendant cette matinée, il y avait beaucoup d'anomalies matérielles, des écarts sur des matériels, les plus symboliques étant peut-être les diesels ou la station de pompage, des retards de maintenance. On a vu qu'un travail en profondeur avait été mené, qu'il avait abouti à la déclaration d'un événement significatif

englobant un nombre important de retards de maintenance. Mais cet événement significatif fait suite à un travail réalisé par l'exploitant. Cela a interrogé forcément sur la maîtrise des activités de maintenance.

L'ASN, pour s'assurer finalement que le site de Flamanville a progressé dans cette maîtrise de ses activités, va réaliser une inspection renforcée sur les opérations de maintenance qui ciblent un certain nombre de matériel et qui permettra de s'assurer que cette première partie, l'état de l'installation, est en conformité. Néanmoins, on a vu qu'il y a un certain nombre d'événements, les deux derniers notamment, mais également des événements significatifs qui n'ont pas fait l'objet d'une communication parce que classés au niveau zéro, qui ont interrogé l'utilisation faite de la machine. Ce n'était plus forcément l'état. C'était l'utilisation que l'on en faisait. Cela concerne à la fois la préparation des activités, mais aussi leur réalisation effective et, notamment, le service-conduite.

Ces événements ont fait l'objet d'échanges réactifs avec EDF à partir du moment où l'on a été informé que les événements avaient eu lieu. On a noté, et l'ASN note favorablement, le fait que l'exploitant ait mis en œuvre, en tout cas prévoit la mise en œuvre d'un plan d'action réactif pour sécuriser les opérations de redémarrage de la tranche. Néanmoins, l'ASN va aussi réaliser une inspection dédiée à cette thématique de la conduite, qu'elle placera préalablement à la divergence du réacteur pour s'assurer de la mise en œuvre du plan d'action et que tous les enseignements de ces différents événements ont été tirés, et permettent de redémarrer le réacteur avec une organisation de conduite qui est robuste.

Voilà un petit à propos de ces deux aspects, à la fois l'état de la machine et l'exploitation qui en est faite par les hommes. Même si l'état de la machine, ce sont aussi les hommes qui la contrôlent. Voilà un petit peu les deux volets d'action de l'ASN qui seront donc préalables à la divergence du réacteur et qui feront l'objet, comme pour toutes les lettres de suite de l'ASN, d'une publication sur notre site Internet de l'ASN. J'oublie de mentionner que de nombreux experts de l'IRSN, à la fois des experts-matériels mais aussi des experts-conduite, y participeront bien évidemment et cela, sur les différents volets, notamment conduite normale et conduite accidentelle.

**M. VASTEL.-** On a parlé beaucoup de (*hors micro*), que l'on essaie d'affiner, de comprendre ce qui se passe, d'essayer de mieux piloter. Mais ce que je trouve important : les agents qui sont sur ces sites, apparemment on essaie de les investir un peu plus, ce qui est très bien. Les agents, qu'ils pilotent ou fassent autre chose, restent-ils longtemps sur le site ? Parce que, plus il y a de l'ancienneté, plus il y a la connaissance fine du matériel, des incidents, etc. Cela me paraît important de solliciter les agents et de les inciter d'une manière ou d'une autre à ce qu'ils restent longtemps sur le site pour affiner les différents événements.

**M. GOSSET.-** Vous avez raison. La question d'avoir des équipes qui restent longtemps sur leur poste est essentielle. On est l'un des sites qui a le moins de mouvements avec l'externe pour plein de raisons, notamment parce que le Cotentin est une presqu'île et que les gens, ils ont du mal à y arriver, mais lorsqu'ils y sont arrivés, ils ont du mal à repartir. J'en ai fait l'expérience. Je suis arrivé il y a deux ans. C'est vrai que le Cotentin, c'est très loin. En revanche, quand on y est, on y est quand même bien. Il faut l'avouer.

Je me mets sur le ton de l'humour mais le constat est que l'on n'a pas de problème de turnover sur le site de gens qui n'arrêtent pas de changer. Ce n'est pas le problème.

Le sujet que l'on a eu, c'est que l'on a manqué de clairvoyance sur la machine. Je n'ai pas besoin de refaire le dessin. On a aussi manqué de travail continu dans notre rigueur. Je l'ai dit lorsque l'on a présenté le plan d'action la dernière fois. On a manqué de cette rigueur. Les agents, pour le coup, depuis un an, travaillent d'arrache-pied. Ils travaillent d'arrache-pied sur la machine et notre progrès est continu. Vous avez beaucoup d'événements significatifs mais il y en a une moitié qui trouve des traits du passé, des événements qui trouvent la naissance en 2019 voire au-delà. Cela ne retire en rien le fait que ces événements soient significatifs. Mais je dis simplement que l'on est aussi en train de traiter les choses qui viennent de loin. La progression du site est constante. Le travail d'assainissement technique est fort et massif. Le travail de rigueur des agents existe. Il est aussi fort. Alors, que de temps à autre, on trébuche, c'est vrai. Là, on a trébuché sur des événements conduits. Je ne veux pas être oiseau de mauvais augure mais je serais étonné que, dans notre phase de redémarrage, il n'y ait pas à nouveau des détections de matériel sur lesquels on a fait de la maintenance il y a un an et demi, à une époque où l'on n'était peut-être pas encore suffisamment armé pour être ultra exigeant dans les opérations que l'on menait. Peut-être que cela va arriver.

Mais notre progression est constante. Le travail est continu. Les agents sont investis et on a des résultats. Notre salle des machines, nos stations de pompage, nos diesels, nos ventilations, on a fait des travaux de grande ampleur qui rendent tout le monde fier parce que l'on a du matériel qui est à niveau.

Quand on donne des dossiers à l'Autorité de Sûreté, on a notamment deux étapes importantes pour redémarrer un réacteur. Il y a un dossier réglementaire des appareils à pression que l'on appelle « Dossier 110 degrés », pour passer les 110 degrés, et puis il y a le dossier d'accord de divergence pour avoir l'autorisation de diverger. Le dossier de 110 degrés n'a pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Autorité de sûreté parce que l'on n'est pas encore dans cette phase, elle va venir, mais il a été instruit et il y a très peu de remarques. Je ne suis pas en train de dire qu'il va passer comme une lettre à la poste mais, en tout cas, il a très peu de remarques. En l'état actuel des remarques, on a fait une mise à jour et on va l'envoyer pour approbation définitive. Il y a un an et demi, ce même dossier sur la tranche 1, il avait fait l'objet de huit allers-retours. Tout cela, c'est de l'acquis. Notre machine est bien plus fiable. Nos agents sont aussi plus fiables, plus exigeants envers eux-mêmes, plus exigeants envers nos prestataires. On a des résultats tangibles. Notre progression est constante. C'est vrai que l'on trébuche encore mais le mouvement est irrémédiable.

**M. FAUCHON.**- Suite à cette présentation, je comprends parfaitement que l'on ait une surveillance renforcée depuis un certain temps relatif à l'état de l'installation. C'est une chose. Mais on reste là sur un événement qui, à mon sens, est quand même un événement très significatif parce que, avoir un arrêt automatique du réacteur, même si on est dans cette phase là avec enclenchement des dispositifs d'injection de sécurité, c'est un événement qui, d'une certaine façon, nous interpelle.

Ce sera important que l'on ait bien, côté Autorité de Sûreté, l'analyse de l'ensemble de ces événements compte tenu qu'à un moment donné, si l'on met d'un côté une surveillance renforcée et que, de l'autre côté, on attache énormément d'importance sur l'état de l'installation, il ne faudrait pas que l'hyper-mobilisation des équipes sur l'état de l'installation

conduise à avoir des événements sur l'exploitation de l'installation. Ce sont des choses qui peuvent parfois arriver. J'ignore si c'est le cas. J'espère que l'on aura toute l'information. A un moment donné, on peut attacher plus d'importance à certains points, avoir plus une mobilisation des équipes sur les états d'installation, et on peut risquer d'avoir une dégradation sur la mobilisation sur ce qui relève de la conduite, ce qui reste quand même l'un des éléments prioritaires et sur lequel toute l'attention doit être portée. On suivra donc cela de très près.

**M. JACQUES.-** Je ne reviens pas sur les 36 infractions à la réglementation environnementale qui ont nécessité pour cinq organisations, dont la nôtre, une plainte sur ce sujet. En revanche, je vais m'attarder un petit peu sur les incidents successifs que nous découvrons les uns et les autres, sur cette centrale, puisque le 2 septembre, c'étaient deux incidents dans la même journée qui se sont produits. Et vous êtes revenu là-dessus, Monsieur le Directeur.

Le 9 septembre, on apprenait que la maintenance sur le site était laissée à la dérive et c'était reconnu par EDF. Enfin, le 17 septembre, on apprend que 13 événements significatifs de niveau 1 et plus ont eu lieu depuis le début de l'année 2020. Ce contexte ne peut qu'entraîner des préoccupations du fait de l'accumulation des anomalies et des incidents successifs qui, on le sait, peuvent caractériser des événements précurseurs d'un accident nucléaire. Je ne reviendrai pas sur la liste « KOTTING » que certaines personnes connaissent peut-être ici. C'est cette députée allemande qui a fait le travail pour la France par rapport à des incidents dans le parc nucléaire. Simplement, pour dire ce matin et ne pas être trop long, que pour nous, cela ne peut qu'entraîner des interrogations fortes sur la robustesse des deux réacteurs.

**M. GOSSET.-** Je ferai un commentaire rapide. Tous ces événements, et la façon dont je le dis va peut-être vous paraître surprenante, c'est juste la traduction très concrète de notre progression. Je le lis comme cela. Je ne le lis pas comme étant la traduction très concrète de notre dégradation. La moitié des événements trouve leur origine dans le passé. On les détecte et on les traite. Les événements dont on n'est pas spécialement fier, les événements conduits dont parlait M. FAUCHON ... Vous avez raison Monsieur FAUCHON, je souscris à ce que vous avez dit. Ces événements conduisent à aller beaucoup plus loin en termes de traduction opérationnelle de notre plan d'action. Et les agents ne s'y trompent pas. Ils y vont. Ils ont un engagement fort pour aller jusqu'au bout de nos intentions. Les événements dont on parle là et qui sont déclarés ... Au passage, vous ne pouvez pas découvrir la situation. Cela fait quasiment depuis que je suis là, depuis deux ans, qu'on en parle. Et les événements significatifs de niveau 1 font tous l'objet d'une information rapide à l'extérieur. A la CLI mais pas seulement. Effectivement, les niveaux zéro font l'objet d'une analyse de votre part pour savoir si vous voulez que j'en parle ou pas. Ce n'est pas une situation que l'on découvre. A chaque fois que l'on a un niveau 1, on prend la peine d'expliquer les choses et, évidemment, on les aborde en CLI.

Pour terminer, je redis que les événements dont on parle, c'est une lecture pour moi de notre redressement plutôt que la traduction d'une dégradation. Ce n'est pas le cas. C'est la traduction d'une reprise en main de notre situation.

**Mme la Présidente.-** Effectivement, il faut prendre en considération qu'il y a une attention au niveau de la CLI. On a analysé un ensemble d'événements. L'analyse qui est faite par la

CLI est de dire : l'année dernière, 5 événements et cette année 13. Nous entendons tout à fait ce que vous dites sur la progression que cela génère chez les équipes. D'un autre côté, pour les niveaux zéro évoqués, cela a été une demande de la CLI d'avoir justement une lecture de ces événements parce que, au fur et à mesure du temps, avec une analyse d'un tel niveau, d'une population qui s'intéresse à la sûreté d'une installation nucléaire sur son territoire, il est apparu que ce nombre d'événements... On s'est demandé : est-ce que, finalement, des événements récurrents sur toujours un même domaine ne constituent-ils pas une alerte sur un certain nombre de points ? Et c'est ce que vous nous avez dit ce matin. Pour vous, c'est une alerte. Cela induit des réactions. C'est un fait. Mais il n'empêche qu'il y a cette accumulation et cela donne un sentiment, et je le perçois à travers les interventions de chacun des membres, celui de se dire : finalement, on a eu besoin de cette accumulation dans le temps, de cette analyse plus poussée, pour enclencher d'autres démarches. L'ASN aussi renforce un certain nombre de démarches. Vous l'avez exprimé. Je crois que c'est cela. C'est aussi dans le discours de M. Fauchon. On le retrouve dans tous les collègues. Cela a été évoqué ici mais cela l'a été aussi en Bureau. Cela m'est remonté par ailleurs. C'est cela la vraie question.

Aujourd'hui, il y a peut-être une impression que l'on a un petit peu soulevé le tapis d'un certain nombre de choses et, vous le dites vous-même, vous n'êtes pas à l'abri d'avoir d'autres surprises. Je pense que c'est cela qu'il faut parvenir à apprécier. C'est difficile à apprécier. Vous le dites vous-mêmes. « Je suis parti sur une démarche d'amélioration. Je vais sans doute en trouver d'autres ». Et je pense que c'est ce qui inquiète la CLI aujourd'hui. C'est de se dire que là, finalement, on est sur une démarche d'amélioration mais n'empêche que, plus on avance, plus on découvre des points, et plus on augmente ce nombre d'événements. C'est ce point de vigilance, cette fameuse analyse statistique que vous demandez, celle de comparer dans le temps l'évolution du nombre d'événements tout simplement, et au-delà effectivement de leur contenu. On voit bien à travers votre exposé que vous appréciez bien la différence entre les événements. Même s'ils sont de niveau 1, ils n'ont pas tous la même portée. Cela, tous les membres de la CLI l'analysent. En revanche, c'est cette occurrence. Finalement, la question posée aujourd'hui : jusqu'où va-t-on aller ? Ce sentiment ne date pas de ce matin. C'est quelque chose qui est sous-entendu depuis des mois. C'est cela l'intervention.

**M. GOSSET.**- Je comprends parfaitement. Je peux vous dire que par rapport à l'année dernière, si on ne s'en tient qu'au nombre d'événements significatifs déclarés niveau zéro ou niveau 1, on est sur les mêmes volumétries. A date et au même moment, on doit en avoir 28 ou 29 là où l'année dernière il y en avait 27. On finit l'année autour de 40 événements significatifs de niveau zéro ou 1. On est dans une volumétrie à peu près identique. Honnêtement, à propos des chiffres, on peut en dire plein de choses. C'est important de les regarder et c'est important que vous les ayez en tête mais il n'y a pas que les chiffres.

Tout le travail que les équipes ont fait sur les matériels ne se traduit pas dans du déclaratif. C'est du déclaratif positif. Ce sont des choses qui vont mieux. Quand, en station de pompage, on change des dizaines de mètres linéaires de gaine qui étaient corrodées et dont on n'avait pas l'assurance qu'elles assumaient leur fonction, cela ne se traduit dans aucun chiffre. En revanche, cela s'est fait. Quand, en station de pompage, on y va et que l'on a les

pieds secs, cela ne se traduit dans aucun chiffre. En revanche, nous, on sait que cela veut dire qu'il y a de la qualité de maintenance et de la qualité d'exploitation qui est derrière.

Ma position est difficile puisque l'on ne parle que des événements négatifs. Et j'ai peine parfois à vous convaincre des événements positifs. Je peux vous dire que, en station de pompage, dans les diesels, la ventilation, le dossier 110 degrés dont je parlais tout à l'heure, ce sont des signes positifs montrant que des choses ont changé.

Quand on va voir l'Autorité de Sûreté pour parler de nos événements, en faire un bilan, ce qui était prévu à date – mais on a aussi parlé de nos événements conduite - on est venu avec un plan d'action. Ce n'était pas en réactif. On était capable de le produire quelques jours après, non pas parce que, d'un seul coup, on s'est réveillé en disant : « Mince, on a eu la sollicitation des matériels de sauvegarde ». C'est que l'on avait détecté depuis fin juin des signaux faibles qui nous encourageaient à aller plus loin dans le plan d'action. Le plan d'action était déjà en train de se construire.

Tout ce travail-là, évidemment, vous ne le voyez pas et c'est normal. Je veux vous convaincre que notre progression est constante. Le « step » n'est peut-être pas révolutionnaire mais notre progression est constante. On trébuche encore mais on finira par ne plus trébucher. Je conçois qu'ensuite, lorsque vous regardez les événements, cela peut paraître une situation préoccupante. Les agents et les équipes, et le management en particulier, sur le site, sont préoccupés H.24 par la qualité de ce qu'ils doivent faire. On court un marathon. Et on court un marathon depuis déjà quelques années. Il faut que l'on adapte notre effort au marathon et à la course que l'on est en train de faire. Je vous prie de croire que, si je venais en vous disant que, d'un seul coup, on n'a plus 29 mais 10 événements significatifs, vous seriez en droit de vous poser la question sur la transparence de ce que je vous raconte.

**Mme la Présidente.**- C'est justement toute la difficulté. Les CLI existent depuis des années. Il y a des variations et un discours qui est un discours positif et constructif pour avancer puisque c'est bien le but de la sûreté. On est sur de la prévention, sur l'idée d'avancer vers plus de sûreté. Il n'empêche que cela interroge aussi les membres au fil des années sur ces écarts, ces différences. Et cela les renvoie à leur responsabilité en tant que membre de la CLI, celle de dire : « Est-ce que j'ai bien cette vigilance que l'on me demande en tant que représentant de la société civile au sein de la CLI ? ». C'est cette interrogation que je veux vous relayer.

**M. ROUSSELET.**- Cela a plus ou moins déjà été dit mais je voulais remercier pour l'effort réel qui a été fait en termes de communication, d'explication et de pédagogie. Cela s'est sérieusement amélioré. Il faut le signaler quand c'est le cas.

De fait, j'essaie d'adhérer à votre discours optimiste sur le fait que vous êtes en train de prendre les choses en main mais la réalité, c'est que cela nous renvoie à un passé où l'on venait dans cette même salle et où, généralement, on nous disait que tout allait bien. De fait, vous n'êtes pas responsable de ce qui s'est passé avant mais vous avez hérité, il y a quelques années maintenant, d'une situation qui n'était pas bonne. On le voit bien. Comme vous le dites, c'est un signal positif puisque vous corrigez ces erreurs. Je l'entends mais, clairement, cela veut dire qu'il y a eu un déficit, une défaillance. Je ne sais pas où vous en êtes dans l'analyse de ce qui a pu se produire. Est-ce parce qu'économiquement on a reporté des choses ? Est-ce parce que l'on ne les a pas vues, etc. ? Il y a quand même un vrai souci de

cette accumulation de choses pour lesquelles vous êtes obligé de rentrer dans une phase de résilience de tout cela, et qui est quand même périlleuse.

Une question précise : la surveillance renforcée perdure-t-elle ?

Une deuxième chose concernant les délais de relance. J'apprends ce matin par les médias que le redémarrage prévu le 31 octobre est reporté à mi-décembre. Je trouve dommage que l'on n'ait pas commencé par cette information. Cela aurait été bien utile. Je pense qu'il y a la question de renforcer et une question derrière: comment pouvez-vous nous expliquer malgré tout le retour d'expérience du pourquoi avez-vous hérité de cette situation ? Parce que l'on a eu quand même un discours très, très rassurant en permanence dans le passé et vous nous découvrez des choses que vous corrigez. Alors, tant mieux et je vous dis merci pour l'effort d'explication, etc. J'espère que votre volonté d'optimisme aboutira de fait à un redémarrage à zéro, avec une installation qui soit conforme. Quand on sort de VD3, je répète un peu ce que j'ai dit au tout début, normalement, cela devait être nickel et on se retrouve avec tout cela maintenant, cela fait peur. On se demande pourquoi on se retrouve là ?

Cela renvoie aussi au régulateur. Qu'est-ce que le régulateur n'a pas vu pendant toutes ces années pour en arriver à cela maintenant ?

**M. GOSSET.**- On peut aborder le sujet mais ce sont des débats que l'on a eus quand j'ai présenté le plan d'action. Pour faire très court et pour faire très simpliste : dans notre industrie, qui est exigeante, des unités et des équipes restent sur leurs standards et, à un moment donné, se font dépasser. On est dans une industrie qui nécessite perpétuellement de progresser dans nos pratiques et dans le regard que l'on a sur la machine, donc le regard que l'on a sur les hommes et celui que l'on a sur la machine. Faute d'une progression, quand on est simplement en mode stabilisé, en fait, la machine, l'exigence que l'on a envers nous-mêmes de nos prescriptifs et, éventuellement aussi des prescriptifs qui sont une traduction de la réglementation, nous rattrapent. Et au bout de 5 ans, si on n'a pas travaillé, on est mauvais. Là où 5 ans auparavant, on était bon. Je fais cela un peu avec les mains mais c'est quand même un peu cela.

**M. MANCHON.** - Globalement, un tableau général qui répond à plusieurs interventions qui ont été faites jusqu'à présent : je voulais commencer par dire que nous avons pointé du doigt cette situation. On a dépassé finalement le premier anniversaire du dispositif de surveillance renforcée sur le site de Flamanville, là, au début du mois. Ce n'est pas une situation que l'on découvre, qui arrive aujourd'hui et qui se manifeste aujourd'hui.

Je voulais aussi rappeler pour M. ROUSSELET le rôle du régulateur. Son rôle n'est pas d'endosser la responsabilité de la sûreté nucléaire des installations. C'est EDF qui a cette responsabilité, et l'ASN n'est pas derrière EDF à chaque opération pour s'assurer qu'elle est bien réalisée. Le partage des missions est très clair. Pour autant, on effectue un certain nombre de contrôles par sondage. Le nombre d'activités que l'on vient contrôler est faible par rapport au nombre total d'activités réalisées. Néanmoins, cela nous permet d'avoir une forme d'appréciation et d'évaluation du site de Flamanville. On s'était rendu compte que des écarts que l'on avait détectés sur ce site, on ne les retrouvait pas sur d'autres sites que l'on contrôle, notamment dans la plaque normande, et qui sont aussi des réacteurs de 1 300 MWe. C'est ce qui a abouti à ce que l'on arrive à ce dispositif de surveillance renforcée qui

induit un travail en profondeur de la part de l'exploitant avec un plan d'action qui, aujourd'hui, est en train de se dérouler.

Finalement, à la question : jusqu'où allons-nous ? On se rend compte déjà que le plan d'action n'est pas fini. Il ne faut pas non plus réduire tous les écarts et en sortir un chiffre. À l'ASN, on considère que le nombre d'événements significatifs n'est pas représentatif du niveau de sûreté. Néanmoins, et comme vous l'avez rappelé, Madame la Présidente, on se rend compte qu'il y a des écarts de natures différentes. Peut-être que l'on traite certains sujets mais d'autres sont des sujets nouveaux. Et là, je souscris à ce qu'a dit M. FAUCHON : oui, c'est un événement important qui s'est passé et c'est un événement qui appelle un retour d'expérience en profondeur. C'est pourquoi EDF nous a proposé un complément très précis de son plan d'action sur ce sujet. Il y a donc encore des points qui méritent d'être traités. Là, on est plutôt dans une phase d'élargissement du plan d'action.

À la question: est-ce que la surveillance renforcée est levée ? Non. Clairement pas. Le dispositif de surveillance renforcée n'est pas levé. Il le sera quand le niveau de sûreté du site sera satisfaisant par rapport au reste du parc EDF. Ce n'est pas le cas aujourd'hui. Donc, le dispositif de surveillance renforcée n'est pas levé et, d'ailleurs, on attendra la fin de ce travail que mène l'exploitant avant de nous prononcer. Notre juge de paix, ce ne sera pas le travail réalisé, même si on le suit précisément. Notre juge de paix, ce sera les résultats sûreté derrière, et dont on pourra avoir un aperçu au cours de nos inspections mais dont on peut avoir aussi un aperçu par l'analyse de certains dossiers ou par l'analyse du retour d'expérience. C'est là-dessus que se basera notre évaluation, et non sur la fin du plan d'action.

**M. ROUSSELET.**- S'agissant du démarrage, est-ce que l'on peut avoir une confirmation ?

**M. GOSSET.**- C'est à l'ordre du jour de mon propos mais un peu plus loin. Par ailleurs, la formation dont vous parlez est extrêmement récente puisque cela a été décidé hier soir et réalisé ce matin à la première heure. Dans la mesure où je suis ici, je n'ai pas le don d'ubiquité pour le moment. J'essaye mais je n'y parviens pas.

#### **4. POINT SUR LA SITUATION COVID-19 :**

- **Quand le premier cas de Covid-19 a-t-il été détecté sur le site ? Quelles mesures ont été mises en œuvre dès la détection du premier cas de COVID 19 ? Quand ont-elles été mises en œuvre ?**
- **Organisation de l'ASN pour garantir son niveau d'exigence dans le contrôle des installations nucléaires.**

**Mme la Présidente.**- S'agissant du sujet Covid, je propose que l'on passe très vite sur ce qui a été mis en place en début de crise pour se concentrer dans l'exposé de ce qui est mis en place actuellement. Parce que vous nous avez informés, Monsieur GOSSET, de l'évolution pendant toute la crise Covid. On a eu des échanges à ce sujet à propos de toute la mise en place. Aujourd'hui, ce qui est important, c'est de se centrer sur la façon dont on vit sur le site et dont c'est pris en compte. Puis si vous avez des questions, on y reviendra.

**M. GOSSET.**- Avant de lancer le petit film, dans la succession des évènements, je ne vais pas revenir en détails sur ce qui est écrit au tableau. Je veux juste vous dire que l'on a eu des foyers en début de crise que, de mon point de vue, on a jugulé avec la réactivité qui était appropriée à ce moment-là. J'ai décidé, en lien avec la Direction côté Flamanville 3, trois jours avant que le pays ne soit confiné, que nous-mêmes soyons confinés, qu'on limite le nombre d'accédants sur le site. C'est ce qui a permis rapidement de maîtriser la situation. En termes épidémique, en termes du nombre de personnes infectées, on a retrouvé la normale avec zéro personne contaminée, zéro personne malade, à partir de la troisième semaine d'avril. C'est à dire finalement entre cinq et six semaines après le top de notre confinement. Alors que dans le pays, à ce moment-là, la crise était encore grandissante. Nous, avec toutes les dispositions sanitaires mises en œuvre côté FLA1 et FLA3, on avait réussi, avec l'appui essentiel des médecins du travail, à juguler le problème. On peut peut-être passer au film qui illustre les dispositions que l'on a mis en place et qui sont encore en place.

*(Diffusion d'une vidéo)*

Toutes les dispositions sanitaires qui ont été mises en place à cette époque, on les a maintenues de la même façon. On n'a rien changé. Je parle dans la situation actuelle. Le port du masque obligatoire, cela n'a rien changé. Le matin, on délivre deux masques chirurgicaux et on demande que ce soit ce type de masques qui soit porté sur le site, et pas un autre type de masques. On en donne deux pour que le salarié puisse le changer en cours de journée. Si le salarié en demande un autre, bien évidemment, il l'obtient. On continue évidemment les gestes barrières. Beaucoup de réunions continuent de se tenir à distance. Bref, on garde encore beaucoup de dispositions même si, à partir de mi-mai, que ce soit côté FLA1 ou FLA 2, on a eu évidemment une progression en termes d'accédants, pour retrouver une situation normale en fin de d'été. C'est la situation dans laquelle on se trouve actuellement.

Les gens qui restent en télétravail, lorsqu'ils le souhaitent et après avoir conclu avec leur manager sur sa faisabilité, il y en a encore mais il y en a très peu. On peut considérer que l'on a à peu près un fonctionnement normal avec le nombre d'équipes que l'on avait habituellement avant la crise Covid. Avec beaucoup d'humilité, je tiens à le souligner parce que cette situation est tout de même très particulière, cela montre bien qu'avec tout ce que l'on a mis en œuvre depuis mars, on a finalement réussi à ne plus avoir de malade au bout de six semaines. Ensuite, à partir de début mai, le nombre de personnes qui ont été déclarées malades est très faible. Et à chaque fois, dans 100% des cas, c'est dans la sphère familiale qu'ont eu lieu les contaminations. A partir de début mai, il n'y a plus eu de situation où les collègues, entre eux, une fois qu'il y en avait un, il y en avait 10. Cela n'existe plus. Lorsqu'il y en a un, on fait comme partout : cas contact, on renvoie tout de suite chez eux les personnes déclarées cas contact par les médecins, le temps qu'ils fassent le test PCR. Lorsqu'ils ont le test PCR, ils peuvent revenir s'il est négatif. Ce qui fait que l'on a très peu de personnes EDF, que ce soit côté FLA 3 ou FLA 1&2, déclarées malades.

Il y a une personne côté FLA 1&2 et qui va bientôt rentrer, avec des cas contact mais dont les tests sont revenus négatifs. Pour FLA 3, il y a quelques cas chez nos prestataires. Là aussi, ils font l'objet du même système de détection et de traitement avec le médecin du travail.

Avez-vous des questions ?

**Mme la Présidente.**- On va entendre l'ASN sur les impacts de la crise Covid sur votre travail sur la centrale.

**M. MANCHON.**- Ce sera moins sur les mesures sanitaires que sur, finalement, la continuité du contrôle exercé par l'ASN dans cette crise sanitaire.

Pouvons-nous diffuser les slides ?

L'ASN, comme beaucoup d'administration, a été confinée à la maison avec la mise en œuvre du télétravail pendant un certain nombre de mois, et que ces nouvelles modalités nous ont permis d'enrichir notre fonctionnement et de l'améliorer. On le verra au fur et à mesure de cette présentation. Cela a permis de mettre en œuvre un certain nombre de dispositions que l'on continue à conserver aujourd'hui, que ce soit nos dispositions dans nos manières de travailler, par exemple le recours au télétravail, mais également les modalités d'inspection comme les inspections à distance. Dès le début de cette crise sanitaire, la première chose que l'on a faite, c'est d'avoir des relations plus fréquentes avec les exploitants pour se tenir informé beaucoup plus régulièrement de l'actualité des sites, à la fois de l'évolution de la crise sanitaire mais aussi de l'impact que cela aurait pu éventuellement avoir pour la sûreté des installations.

L'ASN a aussi suspendu temporairement ses inspections sur site mais a conservé la possibilité de les faire. La conséquence, c'est qu'un certain nombre d'inspections a été réalisée à distance et que certaines ont eu lieu sur l'installation. Ces inspections se sont concentrées majoritairement sur Flamanville 1&2. C'était le site sur lequel les activités continuaient à être réalisées, alors que de l'autre côté, côté chantier EPR, les activités avaient été majoritairement arrêtées pendant le confinement. Finalement, ces inspections concentraient des thématiques variées qui étaient inspectables à distance. On ne peut pas tout inspecter à distance mais on peut au moins inspecter un certain nombre de dispositions à distance. Et c'est ce qui a été fait pendant la période de confinement, mais il y avait un besoin de compléter ces inspections à distance par une inspection des installations. C'est ce qui a été réalisé sur la thématique des conduites des installations pendant la crise sanitaire. Et toutes ces lettres de suite sont évidemment disponibles sur le site Internet de l'ASN.

Du côté de l'inspection du travail, parce que l'ASN réalise aussi l'inspection du travail sur les centrales nucléaires, les inspecteurs ont suivi également de manière très précise l'actualité des sites. Ils ont été sollicités par les organisations syndicales ou par des salariés et ils ont participé à plusieurs CSE (Comités Sociaux et Économiques), majoritairement en lien avec les mesures de prévention liées à la crise sanitaire.

Au final, tous les contrôles réalisés par l'ASN n'ont pas mis en évidence une dégradation de la sûreté ou de la radioprotection des travailleurs. De plus, ils ont mis en évidence le fait qu'EDF avait su apporter une organisation appropriée pour faire face au risque sanitaire. Cela n'empêche pas qu'un certain nombre d'écarts a été mis en évidence au cours des inspections réalisées par l'ASN, et que l'exploitant doit répondre et apporter des actions correctives appropriées le cas échéant.

Depuis début juin, mi-juin, l'ASN a repris son programme habituel d'inspection qui, comme vous le savez certainement, est basé sur des inspections thématiques, un programme qui est établi annuellement et qui bouge au cours de l'année. On a repris en partie le programme de

l'année. Il a fait l'objet d'un travail de modification avec certaines inspections que l'ASN a jugé moins prioritaires et qui ont été reportées à l'année prochaine. Au global, le volume de l'inspection est le même. On a juste reporté certaines inspections qui ont été moins prioritaires pour se concentrer beaucoup plus sur l'impact de la crise Covid-19 sur les installations.

Au niveau du cadre réglementaire : il y a eu un cadre réglementaire exceptionnel lié à la loi sur l'état d'urgence sanitaire et, notamment, des ordonnances qui ont prolongé de droit tous les délais qui arrivaient à échéance pendant la crise sanitaire. Ils ont aussi prorogé ceux qui avaient cours en partie sur la période sanitaire. Cela laissait en théorie à l'exploitant une grande marge de manœuvre dans la réalisation d'un certain nombre de contrôles et d'essais réglementaires. En pratique, un certain nombre d'adaptations a été mis en œuvre mais très peu. Et toutes ces adaptations ont fait l'objet d'échanges avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire. On va dire que l'exploitant avait une marge de manœuvre très grande mais une très, très faible part a été utilisée. Et quand elle a fait l'objet d'une utilisation, elle a été discutée avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Le cadre réglementaire n'enlevait pas tous ses pouvoirs à l'Autorité de Sûreté Nucléaire. On conservait le moyen de mettre en œuvre des mesures d'urgence ou des prescriptions particulières à l'installation. Néanmoins, le fonctionnement adopté est plutôt basé sur un échange au cas par cas et des instructions très ponctuelles de dossiers d'autorisation. Donc, notamment, les dispositions qui ont pu être impactées par la crise sanitaire sont : la réalisation de certaines formations ou de certaines réunions, par exemple des engagements pris soit dans le cadre de la surveillance renforcée, soit suite à un événement significatif, la réalisation d'un certain nombre de prélèvements et analyses lié à la surveillance de l'environnement. Certains ont pu être faits en interne par le site, dû à l'indisponibilité de prestataires. D'autres, une très faible part, notamment ceux liés à la surveillance d'eau de mer, ont été repoussés. Enfin, il y a eu du retard dans la transmission de certains documents, notamment des lettres de suite et des comptes rendus d'événements significatifs dont on a été informé en préalable.

De manière globale, à propos du slide suivant : l'idée générale qui a guidé l'action de l'ASN était de demander à l'exploitant, à chaque fois que des aménagements étaient mis en œuvre - encore une fois j'insiste, dans tout l'éventail, très peu d'aménagements ont été mis en œuvre - mais dans les cas où c'était utilisé, l'ASN a demandé que l'exploitant analyse l'impact de ces reports d'échéance et prenne des mesures compensatoires afin de le limiter.

Ponctuellement, l'ASN a accordé deux autorisations, une temporaire et une de report d'échéance. Une autorisation temporaire d'accroissement de la durée de stockage dans l'air des déchets très faiblement contaminés. L'évacuation de ces déchets a été rendue beaucoup plus difficile pendant la crise sanitaire. Néanmoins, l'ASN a imposé que cet accroissement soit uniquement temporaire sur une durée de 6 mois. Et puis il y a eu un report d'une très faible durée de l'échéance de mise en service des DUS, donc du 30 juin au 30 septembre 2020.

Voilà pour cette présentation. Vous avez eu, je pense, quelques notes d'informations publiées par l'ASN pour informer de son action auprès des exploitants tout au long de la crise sanitaire.

**M. LEPETIT.-** M. AUTRET a souligné deux points : son interrogation sur l'efficacité des contrôles à distance relatifs aux opérations de maintenance et de prévention du risque de fraude.

L'autre, c'est une coquille concernant « le site d'entreposage et les capacités dans l'air ». « Air » il faut l'écrire aire, sinon cela pourrait poser des petits soucis.

**M. MANCHON.-** Effectivement, il y a bien une coquille sur la slide et je vous prie de m'en excuser.

Ensuite, à propos de l'efficacité des contrôles à distance, l'exemple choisi par M. AUTRET est bon. On peut contrôler des opérations de maintenance à distance sur la base de gammes opératoires ou de comptes rendus de maintenance. On peut notamment contrôler que les opérations qui ont été effectuées l'ont été dans les temps, conformément au plan de maintenance préventive, ou on peut contrôler que les opérations effectuées dans les gammes correspondaient bien à ce qui est prévu dans les plans de maintenance. On peut donc contrôler des opérations de maintenance à distance.

En revanche, on ne peut pas tout voir, notamment on ne peut pas contrôler à un moment que la personne qui signe ce compte rendu à la fin, est bien la personne qui a fait l'opération. Parce que le document, c'est un contrôle sur pièces et non un contrôle sur place. C'est pourquoi je tiens à dire, et l'ASN a beaucoup insisté sur ce point : les contrôles à distance ne peuvent pas remplacer l'éventail d'actions que l'on peut faire dans l'installation. Néanmoins, un certain nombre de contrôles peut être fait à distance, et ce sont ceux-là qui ont été faits. C'est pourquoi l'ASN a ensuite repris les contrôles sur site pour aller voir d'autres facettes. On ne peut pas contrôler à distance l'état de l'installation. On peut simplement demander des photos mais cela reste limité, et l'état de l'installation type corrosion-diesel, c'est une chose que l'on va voir sur le terrain. Ce qui avait été vu dans ce cadre-là, c'est sur le terrain. Donc, on voit des choses à distance mais on ne voit pas tout. Cela a convenu pendant une période limitée. C'est pourquoi l'ASN a repris ensuite les inspections sur site.

**Mme la Présidente.-** S'il n'y a pas de question on va poursuivre notre ordre du jour.

## 5. RAPPORT ANNUEL D'INFORMATION 2019 DU SITE DU CNPE DE FLAMANVILLE

**M. GOSSET.-** Si je vous expose le rapport in extenso, cela risque d'être long. On risque de louper le déjeuner, voire le dîner. Je préfère aller rapidement et écouter plutôt vos questions.

Globalement, à propos du bilan 2019, on parle bien de l'année 2019. De tout ce qui est écrit ici, vous avez des choses qui ont déjà été abordées. Il y a un point sur lequel on n'a pas beaucoup insisté, même si je vous l'ai dit précédemment dans les autres CLI, c'est l'écoute de ce que l'on appelle « La Filière Indépendante de Sûreté » qui est une organisation très spécifique à EDF et qui, en son propre sein, a des ingénieurs-sûreté indépendants et qui, du coup, font des contrôles en toute indépendance de la filière opérationnelle. Cette écoute, on en mesure le taux d'écoute, quand on écoute ou quand on n'écoute pas parce que l'on n'est

pas toujours obligé de suivre ce que dit notre filière indépendante. Sachez que l'on a le taux d'écoute le plus fort du parc maintenant. C'est aussi à mettre en lien avec notre capacité à détecter les écarts et ensuite à les traiter, confère tout ce que j'ai dit sur les écarts significatifs que je considère être comme un progrès, parce que l'on a une capacité de détection et ensuite de traitement plus forte que par le passé.

Un point que je n'ai pas abordé non plus - même si on l'a déjà abordé et je crois que c'est un peu dans la présentation côté FLA 3 - c'est un point important que l'on range dans le bilan sûreté : l'ouverture de la Z.A.C. , côté FLA 1&2&3, et puis de l'arrêté ZNAR (*zones nucléaire à accès réglementé*) qui s'est appliqué.

Pour ce qui concerne les chiffres suivants, un petit peu plus dans le détail, ceux qui sont au tableau : Il y a des éléments importants pour dire que, sur tout ce qui est organisation de crise, on a eu nombre d'exercices qui (*inaudible*) l'année passée. Donc, on est dans une situation stable. C'est important, notamment pendant la crise Covid, on voit bien que c'est difficile de garder notre rythme. Pour 2019, sur une année standard, sachez que l'on a fait notre programme.

Sur tout ce qui est VD, vous en connaissez les tenants et les aboutissants. On en a beaucoup parlé. Les inspections : 27 inspections au titre de l'année 2019. 14 sur FLA 3. Sachez que le chiffre total des inspections 2019, où l'on avait déjà une surveillance accrue de l'Autorité de Sûreté, on a déjà eu le même nombre d'inspections alors que l'on est au mois de septembre. C'est le chiffre que l'on avait l'année dernière à la fin de l'année. L'ASN est très présente.

En termes de formation, on est resté sur un volume de formations équivalent aux années passées. C'est à dire un peu plus de 60 000 heures de formation. 9 000 heures sur simulateur. Ce sont des éléments importants. On a du mal à y comptabiliser les formations que l'on appelle les formations « Juste à temps », c'est à dire les entraînements qui se font la veille ou l'avant-veille d'une opération que l'on considère un petit peu plus sensible. On a du mal à les comptabiliser. Sachez malgré tout que l'on est en progression sur ces formations « Juste à temps », puisque, notamment dans les phases de redémarrage, on met un point d'honneur à les faire systématiquement.

Ce que l'on appelle « Procédures administratives », c'est une modification temporaire de nos règles générales d'exploitation. On en a parlé tout à l'heure avec l'exemple un petit peu fin sur la mise en œuvre de notre code de la route, les STE (Spécifications Techniques d'exploitation). Quand on n'est pas dans le cas de figure standard, on a besoin de déroger à ce « code de la route », et pour pouvoir le faire, il faut... Celui qui l'a approuvé, c'est l'Autorité de Sûreté. Il faut donc revenir vers celui qui l'a approuvé pour dire « voilà comment on va faire pour pouvoir faire un petit peu autrement ». Ce sont ces procédures administratives dont on parle.

En termes de radioprotection, au titre de l'année 2019, un taux de C2 (*portique de contrôle entre les vestiaires chaud et froid*) qui est dans la moyenne du parc des sites dits « à organisation EVREST ». C'est à dire que l'on entre en zone non pas en tenue blanche mais en tenue de travail. On est dans la moyenne du parc au titre de l'année 2019. Sachez que, pour l'année 2020, à ce stade on n'est plus dans la moyenne. On est dans les meilleurs en termes de taux de C2. Ce n'est pas pour autant que, sur la radioprotection, on a terminé notre travail mais, en tout cas, c'est un indicateur de progression important. Puisque, par ailleurs,

en termes de nombre d'ESR (*Évènement Significatif Radioprotection*), on en a eu 7 l'année dernière et on est à peu près sur la même volumétrie, ce qui est encore trop.

Les objectifs dosimétriques : c'est un indicateur important pour nous. Ils sont tenus. C'est à dire : être fiable dans notre prévision et pouvoir respecter nos prévisions dosimétriques. On est dans le prévisionnel pour l'année 2019. Il n'y a pas d'évènement sur l'aspect évacuation de combustible.

A propos des événements environnementaux : il y a effectivement des travaux importants, qui sont importants pour la mise en exploitation de FLA 3 EPR, pour tout ce qui est traitement des effluents. On a terminé les raccordements de l'installation qui permet de connecter les installations Flamanville 1&2&3 - encore une fois, je parle pour toi Fabien – avec des rejets et des déchets dont les performances sont conformes aux objectifs.

Ensuite, vous avez tout un tas de chiffres qui respectent la limite réglementaire. Je ne m'attarde pas. Vous en avez connaissance puisque ce sont des rapports publics et déjà diffusés depuis de nombreuses semaines. Pour toutes les INB de Flamanville 1&2&3, les limites réglementaires ont été respectées en 2019. Idem pour les rejets chimiques. S'agissant des rejets thermiques, on est sur une valeur qui respecte l'arrêté de rejet, qui est une valeur que l'on regarde en termes d'échauffement de l'eau prélevée et de l'eau rejetée, et qui est conforme à la réglementation.

En termes de gestion des déchets, là aussi, beaucoup de choses : sachez qu'en termes de colis, c'est-à-dire de déchets conditionnés - il y a plusieurs types de déchets, il y a des coques en béton, des fûts métalliques ou des fûts en PEHD (matériau plastique) – le slide ne le dit pas mais nos valeurs sont un peu élevées. Du coup, on a un plan d'action qui produit ses résultats en 2020 et qui, petit à petit, nous permet d'avoir actuellement pratiquement la moitié des colis qui sont ici dans le bâtiment de conditionnement. En 2020, on a résorbé un grand nombre de ses colis-là, qui étaient un peu en grand nombre, issus simplement de notre process industriel et de visites décennales qui ont généré beaucoup d'activité.

Tout ce qui est lié à la transparence et à la formation est aussi dans le rapport. Ce sont des choses que vous connaissez avec l'échange à travers les réunions des CLI plus toutes les informations que l'on délivre. On vous avait déjà donné un chiffre un peu emblématique. On avait fait le calcul du nombre d'informations, de fois où l'on avait délivré de l'information, soit par Grand Angle, soit par une information CLI, soit par un coup de téléphone. On en était en moyenne à une information tous les deux à trois jours sur une année courante. Ce sont des informations de diverses natures.

En termes d'accueil du public, pour que les gens comprennent aussi notre activité, on reste le site le plus visité de France. Il est beaucoup drainé par l'intérêt que provoque l'installation EPR mais sachez que 10 000 visiteurs, c'est beaucoup. Ensuite, diffusion de supports, Grand Angle, Grand Angle +, tout au long de l'année 2019.

En termes de communication réglementaire, il y a le rapport dit « TSN » qui est celui-ci et que je vous expose succinctement plus le rapport « Environnement » qui fait aussi l'objet d'une diffusion à l'externe, et puis la diffusion des événements significatifs. De cela, on en a beaucoup parlé par le passé.

Voilà. Je suis allé très rapidement mais si vous avez des questions sur le rapport TSN ou alors j'enchaîne avec le rapport environnemental et puis on prend les questions après ? Comme vous voulez.

## 6. BILAN ANNUEL ENVIRONNEMENTAL 2019 DU SITE DU CNPE DE FLAMANVILLE

**M. GOSSET.-** Ce rapport est repris dans le premier rapport que je viens de vous exposer rapidement avec un peu plus de détails. Il y a un peu des redites, il faut l'avouer.

Il y a une étape importante sur la certification ISO 14001 avec un audit qui s'est bien passé.

A propos des prélèvements de haute mer : c'est important parce que, dans nos stations de pompage, elles pompent de l'eau dans le canal. Le canal peut être ensablé. On a donc aussi besoin de prélever ce sable pour que ce ne soit pas préjudiciable à nos installations et à la station de pompage. Sachez que l'on a des opérations fréquentes. Là, ce sont deux fois, deux bathymétries qui ont été faites avec ensuite prélèvement du sable. Le sable est ensuite mis à l'aspiration de nos pompes et non pas rejeté par-dessus bord de la digue. On ne fait pas cela comme cela. Il est ensuite envoyé dans les circuits et rejeté dans l'environnement une fois qu'il est passé dans notre circuit d'eaux secourues. Il est rejeté à la mer et donc diffusé à travers la conduite de rejet.

Eau douce : il n'y a pas eu de situation de prélèvement exceptionnel, au bémol près qu'il faut quand même citer le fait que les essais de Flamanville 3 ont demandé une production. Sur le site, on a une usine de dessalement d'eau de mer, par prélèvement de l'eau de mer, pour faire de l'eau déminéralisée qui va dans nos circuits, ou alors on a une station déminéralisée qui prend de l'eau dans le milieu naturel. Sur Flamanville 3, on a eu besoin d'un peu plus de quantité d'eau parce qu'il y a eu beaucoup d'essais qui ont généré des mouvements d'eau, que ce soit sur le secondaire ou sur le primaire, beaucoup sur le secondaire, et qui ont généré des consommations plus importantes que ce que l'on fait habituellement. C'est tout à fait atypique pour 2019 puisqu'il y avait des essais qui se faisaient à ce moment-là.

Consommation d'eau: l'eau prélevée en grande majorité est restituée au milieu, en très grande majorité.

A propos des rejets d'effluents : là, ce sont des définitions en quelque sorte : rejets radioactifs, chimiques, chimiques liquides, chimiques atmosphériques et puis les rejets thermiques. Ce sont les grandes classifications que vous trouvez dans le rapport.

La plupart des chiffres était dans les tableaux du rapport précédent sauf que, dans le rapport, il y a un peu de perspective pluriannuelle qui est donnée avec le prévisionnel. En tout cas, encore une fois, les rejets sont bien inférieurs au prévisionnel et restent inférieurs aux limites réglementaires. Ceci, avec un contexte particulier : notre process industriel, comme il a été beaucoup à l'arrêt au titre de l'année 2019, est quand même fortement moins consommateur d'eau, notamment, et donc aussi de rejets. Il y a un petit effet à la baisse qui est lié au process industriel qui n'a pas fonctionné normalement et que l'on va retrouver dans des valeurs normales lorsque l'on aura retrouvé le fonctionnement de notre tranche.

A propos des rejets chimiques : là aussi, pas de chose particulière. On reste aussi inférieur au prévisionnel et aux seuils réglementaires.

Les températures amont/aval, j'en ai parlé : 13,1°. C'est la valeur que vous avez dans les slides précédents pour une valeur de 15°. Voilà. Rien de particulier. Ce sont les valeurs qui sont identiques aux valeurs des années précédentes.

En termes de surveillance, là aussi, vous avez un certain nombre de définitions. Il n'y a pas de valeurs anormales dans tout ce que l'on prélève, que ce soit dans le milieu terrestre, dans les eaux de surface, dans les eaux souterraines ou dans les eaux de la mer. Une communication régulière est faite à ce sujet. Là aussi, sans rentrer dans le détail, il n'y a rien de particulier.

Il y a un point important que je n'ai pas abordé : la surveillance halieutique pour laquelle il n'y a pas de données anormales. On fait des choses qui sont requises par la loi en termes d'inconvénients, qui sont appelés comme cela au titre de la loi. Ce sont les données de bruit. Notre process industriel est bruyant. En termes de bruit, il présente l'intérêt d'être couvert par une falaise qui permet de faire écran. Sachez que, pour certains CNPE, il y a des problématiques de bruits qui sont plus marquées que sur le nôtre. Du coup, il n'y a pas de données anormales.

Voilà très rapidement les deux rapports qui sont importants. On parle beaucoup de chiffres. Si vous avez des questions, je suis prêt à les prendre.

**Mme la Présidente.**- On va faire la présentation coté ASN. Cela vous permettra de mettre en miroir les éléments.

## 7. BILAN ANNUEL 2019 DE L'ASN SUR LE SITE DU CNPE DE FLAMANVILLE

**M. MANCHON.**- Pour rappel, les éléments que je vais vous présenter sont des éléments issus du rapport annuel de l'ASN qui est présenté à l'office parlementaire des choix scientifiques et techniques aux alentours de fin mai, qui a fait aussi l'objet d'une présentation cette année à cette période. Cela fait également l'objet d'une conférence de presse régionale qui a eu lieu le 2 juin 2020, conférence de presse qui s'est tenue cette année, exceptionnellement, en visioconférence en raison de la crise sanitaire.

En ce qui concerne la centrale de Flamanville, l'appréciation portée en 2019 était en retrait par rapport à l'ensemble du parc de centrales nucléaires EDF. Comme je le rappelais précédemment, sans m'éterniser sur ce point, l'ASN avait mis en surveillance renforcée la centrale nucléaire de Flamanville, ce qui constitue un dispositif exceptionnel.

Au niveau de la déclinaison de cette évaluation, point par point - alors je n'ai pas repris tous les points pour essayer de synthétiser et que cette présentation ne déborde pas trop - il y avait eu un point notable mis en lumière par le suivi de la visite décennale du réacteur numéro 2 et qui concernait des défaillances dans la préparation et le suivi des travaux et des opérations de maintenance sur le site. Il y avait eu un nombre important d'écarts sur des matériels importants pour la sûreté avec, aussi, certains événements ou certaines activités

qui avaient rencontré des difficultés à la fois sur les tranches 1 et 2, alors que l'on poussait l'exploitant, que l'on attendait de lui que le retour d'expérience de la visite décennale du réacteur n° 1 soit pleinement tiré. On avait noté également des performances à améliorer concernant l'exploitation et la conduite des réacteurs, notamment dans la maîtrise de l'état de l'installation et la détection des écarts. On a eu l'occasion d'y revenir dans la première partie de cette CLI. Il y avait eu un nombre important d'écarts qui n'avaient pas été détectés sur le terrain par les intervenants. Cela devait faire l'objet d'amélioration de la part de l'exploitant.

Enfin, un point avait été mis en lumière concernant les performances relatives à la radioprotection, qui avait été jugée insuffisante avec des conditions insuffisantes observées lors d'inspections réalisées par des inspecteurs de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, conditions constatées là aussi sur le terrain et également, de l'autre côté, plusieurs événements significatifs, dont certains avaient été évoqués au cours des CLI de l'année dernière ou la CLI de début d'année, liés à des contaminations externes et internes.

Tous ces événements nous avaient amenés à évaluer qu'il y avait finalement un manque de maîtrise des fondamentaux de radioprotection sur le site et qui se traduisait aussi par un manque de culture des intervenants.

En ce qui concerne le site de Flamanville 1&2, et en ce qui concerne le chantier de l'EPR de Flamanville, je vais commencer par l'appréciation générale. L'ASN avait jugé nécessaire d'étendre les vérifications qui étaient issues de la revue de conformité des matériels du réacteur EPR. Néanmoins, elle avait estimé que, d'une manière globale, l'organisation mise en place pour la préparation et l'organisation de l'exploitation du réacteur EPR était globalement satisfaisante.

Cela s'était traduit via différentes thématiques, notamment les essais de démarrage pour lesquels une inspection renforcée s'était tenue en fin d'année dernière - nous avons eu l'occasion de la présenter devant cette assemblée - qui avait souligné la mobilisation et l'amélioration finalement de l'organisation mise en œuvre par EDF sur le chantier de l'EPR. Des points d'écart avaient été mis en évidence lors de cette inspection et des améliorations étaient attendues, notamment quant au management du retour d'expérience sur ces essais et la mise en œuvre des modifications contrôle-commande. Globalement, néanmoins, l'ASN estimait que l'organisation relative aux essais de démarrage était satisfaisante. L'ASN attendait et attend d'EDF qu'elle complète son programme de contrôle complémentaire de qualité des matériels et, notamment, il y a des vérifications qui étaient attendues sur les matériels qui étaient autres que les équipements sous pression. Cela faisait également suite à une inspection dont la lettre de suite avait été présentée devant cette assemblée.

Enfin, l'ASN attirait l'attention sur la mise en application d'une stratégie de conservation de maintenance et d'essai des équipements. Un certain nombre d'équipements est en fonctionnement sur l'installation depuis maintenant un certain nombre de mois, voire d'années. L'ASN a donc demandé à EDF de mettre en œuvre une stratégie de maintenance pour s'assurer que ces équipements conservent finalement leur aptitude à fonctionner dans les meilleures conditions jusqu'au démarrage éventuel de l'installation. J'ai essayé d'être rapide sur tous ces points mais si cela appelle des questions de détail, je serais ravi d'y répondre bien sûr.

**Mme la Présidente.**- Avez-vous des questions ou des interventions sur ce qui vous est présenté ?

Juste une remarque : pourquoi, dans le rapport d'activité EDF, il n'est pas fait mention comme dans celui de l'ASN, de la situation de surveillance renforcée ? Ou bien est-ce moi qui l'ai mal lu ?

**M. GOSSET.**- Je ne sais pas exactement si les termes « surveillance renforcée » apparaissent mais, sauf erreur ... (*Hors micro*).

Vous me posez une colle. Il n'y a pas de raison. Pour moi, cela y était. Mais là, vous me posez une colle.

**Mme SCHNEBELEN.**- Le rapport TSN est un exercice avec une maquette qui ne nous laisse pas non plus beaucoup de liberté dans la façon dont on peut raconter les événements puisque l'idée, c'est bien d'en faire aussi un document inter-comparable, d'une centrale à l'autre. La place qui nous est laissée, pour revenir justement sur certains épisodes de nature industrielle ou des épisodes marquants pour la vie du site, c'est bien dans les dernières pages, les pages de conclusions. Et la mention de la mise sous surveillance renforcée figure bien dans les pages de conclusion.

**Mme la Présidente.**- Effectivement, Cela ne faisait pas l'objet d'une analyse à un autre endroit où on l'aurait attendue.

**Mme SCHNEBELEN.**- Le format du rapport ne nous le permet pas.

**M. GOSSET.**- Du coup, vous entendez une nouvelle voix. C'est Stéphanie SCHNEBELEN qui nous a rejoints dans l'équipe Direction. C'est une nouvelle cheffe de mission-communication. Elle connaît un certain nombre d'entre vous. J'en profite pour la présenter. Elle est arrivée le 1<sup>er</sup> septembre et elle remplace quelqu'un que vous connaissez, qui est encore dans l'équipe Direction du site, Philippe Legrand, qui a d'autres missions en lien avec le territoire. Il reste dans l'équipe mais plus tout à fait sur le créneau de la communication.

**Mme SCHNEBELEN.**- Je vais ajouter que j'ai fait précédemment les sites de Penly et de Gravelines. J'ai connu les CLI de Penly, Paluel et la CLI de Gravelines. Peut-être avez-vous des interlocuteurs que je connais dans d'autres CLI. Si vous avez des échanges, je suis à votre disposition.

**Mme la Présidente.**- Sinon, une petite remarque : vous avez l'habitude de ne pas mettre d'abréviations dans vos supports, ce qui est très bien, puisque, effectivement, nous avons convenu qu'il fallait absolument ne pas avoir d'abréviation dans un effort de communication avec la population. Là, je suis très dure mais je note sur votre diapo 45 que l'on attaque avec des abréviations. On en a au moins trois alors que j'ai l'habitude d'en avoir zéro. Si vous pouviez continuer à veiller parce que c'est vrai que c'est aussi une caractéristique de vos supports, celle de bannir les abréviations comme on vous l'avait demandé. Ce n'est pas énorme, j'en conviens. Sur un sujet comme celui-là, je pense que c'est très bien cette habitude qui a été prise de ne pas avoir d'abréviations.

On attaque le bilan et, comme maintenant, on a revu tous les sites Internet des CLI et que ces documents sont beaucoup plus faciles d'accès au grand public, je pense que c'est important que l'on ait cette vigilance ensemble. Encore une fois, c'est une remarque très

dure parce que, le reste du temps, vous faites en sorte de ne pas avoir d'abréviations ni à l'oral ni à l'écrit.

**M. GOSSET.**- Il n'y a pas de problème. On le note. Vous avez raison. Celui-ci est particulièrement caricatural, mais on se soigne. C'est tellement notre langage du quotidien qu'il faut que l'on s'adapte évidemment et en forçant le trait. Merci pour la remarque.

**Mme la Présidente.**- Je vous en prie. Vous le voyez que nous le voyons bien et c'est pour cela que je suis d'autant plus dure parce que cela tranche avec la présentation des événements significatifs que l'on a vus ce matin. J'ai bien noté votre effort pour faire du français tout le temps à l'oral. Je me doute que, dans votre vie de tous les jours, vous utilisez des abréviations comme dans toutes les professions.

**M. GOSSET.**- Pas d'autres remarques ?

**Mme la Présidente.**- On enchaîne sur le point suivant.

**M. GOSSET.**- (*hors micro*) ... travaux et du coup cela permettra d'aborder ...

**Mme la Présidente.**- En fait, on fait les deux points et puis les travaux post-Fukushima ?

**M. GOSSET.**- Oui, c'est cela.

## **8. POINT SUR LES ARRETS EN COURS DES DEUX UNITES DE PRODUCTION ET TRAVAUX POST-FUKUSHIMA (DUS ET CENTRE DE CRISE)**

**M. GOSSET.**- Sur les 2 réacteurs, notre stratégie pour se concentrer sur la réussite d'objectifs de façon certaine, on s'est principalement concentré sur le réacteur n° 2. C'est celui que l'on a choisi pour terminer notre travail, à la fois un travail technique et de phase de redémarrage.

Le réacteur n° 1 fait l'objet de travaux qui sont de « deux ordres » : soit notre noyau dur - sûreté - parce que de toute façon, il y a toujours des activités sûreté à réaliser et cela est incontournable, et j'intègre dedans la réappropriation de toutes les échéances de maintenance pour ne pas générer de retard de maintenance - tous les enjeux liés à l'environnement, à la sécurité du personnel, tout cela est fait. Et de façon opportuniste, des opérations de rénovation, typiquement, en station de pompage. On a continué notre travail alors que l'on aurait pu se dire que nous les ferions un petit peu plus tard. Non. C'était lancé. On les a continuées. On a donc encore devant nous beaucoup d'activités qui sont liées à des choses que l'on a réinjectées dans notre arrêt de tranche, à l'issue du travail d'assainissement et d'analyse au peigne fin de nos systèmes. C'est ce qui explique la décision d'hier soir, officialisée ce matin : la date de retour en production de cette unité-là, qui était la même que celle de l'unité de production 2. On a voulu afficher de façon très réaliste que le 31 octobre n'était plus une date réaliste pour les raisons que j'ai expliquées. Même si on a beaucoup avancé, notamment en station de pompage, il reste encore beaucoup d'activités. La nouvelle date est donc le 15 décembre. Voilà pour l'unité n° 1.

L'enchaînement des faits a fait que c'était juste au pied de la CLI et cela n'a d'ailleurs rien à voir. Si cela avait été ne serait-ce que 24 heures avant, vous auriez eu l'information juste avant. On vous la donne aujourd'hui.

A propos du réacteur numéro 2 : vous voyez quelques photos. (*Début de l'audio manquant*) ... l'essai que l'on vous remet parce que c'est quand même un élément de fierté. Quand je vois cela, je suis fier d'être à Flamanville.

Pour l'unité n° 2, on est dans une phase de redémarrage. On a rechargé au cours de l'été. On a fermé la cuve fin août. On est donc sur des phases de requalification de nos systèmes puisque vous savez que l'on a fait beaucoup de travaux liés à des modifications, elles-mêmes liées aux modifications du référentiel VD3. Donc, petit à petit, dans les différents états que l'on est en train de passer, on teste les nouveaux matériels. Et par ailleurs, on teste aussi des matériels qui ont fait l'objet d'une maintenance classique. Et je redis ce que j'ai dit tout à l'heure : dans cette phase de test, et dans la mesure où il y a beaucoup de travaux qui ont été faits il y a un an et demi maintenant, dans des circonstances probablement moins maîtrisées, peut-être moins rigoureuses parce que le travail s'est engagé à cette période, on peut être amené potentiellement à détecter des situations qui nécessitent des traitements techniques. Quand je disais que l'on progresse et que l'on peut être amené à trébucher, ne soyez pas étonnés si, dans les mois qui viennent, on détecte des matériels qui nécessitent de revenir peut-être à 30 bars alors que l'on était à 150 bars, et pour traiter tel ou tel matériel.

Pour autant, et pour la situation actuelle, on est dans cette phase de test pour aller sur un recouplage de notre unité de production prévu fin octobre. Le leitmotiv de tous, c'est : maîtriser la sûreté de nos tranches, la qualité de ce que l'on réalise, et si on peut faire mieux que le 31 octobre, cela sera bien. Mais on n'est pas contraint par un planning. Notre premier enjeu, c'est de faire bien du premier coup avant de vouloir faire vite. Et si, quand on est sûr de faire bien, on va vite, alors tant mieux. La première préoccupation est de maîtriser ce que l'on fait et de trébucher le moins possible. Voilà ce que l'on pouvait dire sur la tranche 2. Je ne sais pas si vous avez des questions ?

Sur les travaux post-Fukushima, il y a deux sujets importants. Ce sont les DUS (*Diesel Ultime Secours*) et le CCL (*Centre de Crise Local*). Vous avez vu que l'on avait demandé - cela fait l'objet de l'une des deux demandes de report que l'on a utilisées et qui nous a été permise par la loi - EDF a globalement demandé que la prescription technique qui nous obligeait, qui nous mettait une échéance limite pour mettre en exploitation nos DUS, a été reportée à la fin septembre. Depuis hier 19 heures, le DUS n° 2 est en exploitation.

Il nous reste donc le DUS n° 1 qui a été transféré il y a déjà quelques semaines entre celui qui l'a installé et celui qui l'exploite. C'est nous qui l'exploitons au sens global du terme. C'est à dire que nous l'exploitons au sens de la conduite et aussi en termes de maintenance. Ce n'est pas parce que cela nous a été transféré que l'on a terminé. On a une phase de test qui nous est propre, que l'on est en train de terminer et, dans la foulée de ce qui s'est passé hier à 19 h 00, mettre en service très prochainement le DUS n° 1. Pour nous, c'est une phase importante, évidemment.

Puis le centre de crise locale est aussi un sujet important. Il est tout à fait atypique à Flamanville puisque c'est une installation qui n'existe actuellement nulle part ailleurs. Il a été réceptionné l'année dernière mais, de la même façon, il nécessite une mise en exploitation

formelle qui est très connectée à l'EPR. Pourquoi ? Parce qu'en fait, pour que le combustible puisse être livré - et les autorisations se donnent par l'administration - on se doit d'avoir tout notre référentiel d'organisation de crise qui soit conforme, Flamanville 1&2&3. Et notre référentiel d'organisation de crise Flamanville 1&2&3 est basé sur l'utilisation du CCL. Cela veut dire qu'il faut deux choses : il faut que notre plan d'urgence interne et toute l'organisation associée, et notre documentation, soient à jour. Cela été fait et il y a des représentants dans la salle qui y ont contribué. Et il faut que nous le mettions formellement en exploitation. Là aussi, c'est en train de se faire. On a encore quelques points en train de se lever qui, de toute façon, sont nécessaires pour pouvoir aller vers l'étape de réception du combustible pour Flamanville 3. En espérant avoir été clair dans l'enchaînement des choses que l'on a à faire avant la livraison. De toute façon, cet outil est indispensable indépendamment de la connexion que je viens d'établir et de vous rappeler en lien avec Flamanville 3. C'est simplement un outil indispensable pour l'organisation de crise normale. Les locaux du CCL sont bien plus fonctionnels, bien plus grands que ceux que l'on a là, actuellement. Ce sera bien plus confortable pour gérer une éventuelle crise que dans la situation actuelle. C'est bien pour nous. C'est bien pour l'organisation de crise mais c'est aussi un enjeu lié à l'EPR.

Voilà ce que je pouvais vous dire.

**M. VASTEL.-** Je voulais revenir à propos de Flamanville 1&2 sur le redémarrage. On a appris qu'il y a un petit décalage. J'ai quand même noté depuis le départ des visites décennales qu'en fait les 2 réacteurs ont été arrêtés depuis un certain temps et j'ai regardé. Il y a eu quand même 969 jours d'arrêt non prévus, hors les 180 jours de visites décennales, plus 45 jours qui se sont rajoutés. On est à plus de 1000 jours d'arrêt non prévus, sachant qu'une journée, c'est quand même 1 million d'euros. Le calcul montre ce que cela nous coûte en plus, à nous, citoyens.

Je voulais poser une question sur le redémarrage puisque, à la dernière CLI, il y avait une réunion prévue sur les essais avec une saisine de l'IRSN pour savoir à quelle puissance pouvait redémarrer le réacteur n°1, suite au taux de bouchage des générateurs de vapeur qu'il va bientôt falloir changer, et qui va être encore une opération d'arrêt et de coûts assez importants.

**M. GOSSET.-** Effectivement, nos arrêts se sont prolongés. C'est pour la bonne cause si j'ose dire. Après, le déficit de production et une traduction aussi directe telle que vous la faites sur le contribuable, j'aimerais que l'on acte tous sur le fait que le prix de l'électricité n'a pas augmenté à cause de Flamanville. De fait, cela n'a pas généré non plus d'endettement particulier de l'entreprise qui gère ce type de situations sur ses fonds propres. Pour autant, on est une entreprise économique. On se doit donc aussi de boucler notre entreprise, nos fins de mois. On est là pour produire de l'électricité, en toute sûreté bien évidemment. Ce n'est pas anodin qu'un site de production comme le nôtre ne produise pas. Pour autant, notre enjeu premier étant de maîtriser la sûreté de nos tranches, on doit faire ce que l'on a à faire. Après, dans tous vos propos, excusez-moi d'oublier la deuxième partie de votre questionnement ...

**M. VASTEL.-** C'était à propos du redémarrage. Dans le dernier compte-rendu de CLI, j'ai vu « Réunion sur les essais le 5 avril. Saisine de l'IRSN », sur la puissance maximale pour le

redémarrage du réacteur ou les générateurs de vapeur qui sont quand même à un taux de bouchage assez important s'agissant du réacteur n° 1, et qu'il va falloir changer un jour.

**M. GOSSET.**- Effectivement, dans le cadre du démarrage, il y a eu des questionnements très précis de l'Autorité de Sûreté et de l'IRSN sur le fonctionnement, à puissance un peu inférieure liée au taux de bouchage. Il me semble que l'on avait un peu abordé cela dans une CLI d'il y a un an et demi. Je ne peux pas répondre précisément. On pourrait le faire mais cela me prendrait du temps. Si vous voulez qu'on le mette à l'ordre du jour d'une prochaine CLI, on aura en plus le redémarrage de la tranche 2 sur lequel, pour le coup, c'est un sujet. Vous avez raison. Sur la tranche 2, on a fait du bouchage, comme sur la tranche 1. Et on a fait une opération très particulière qui est une opération dite « tête de série » sur le palier 1300 MWe, où l'on a fait du manchonnage. Cela consiste à mettre, comme son nom l'indique, un manchon qui permet de ne pas boucher et donc garder une capacité d'échange, et donc de garder une capacité de puissance en quelque sorte. Cette opération de manchonnage a été faite sur Gravelines. C'était la tête de série du parc sur le 900 MWe et sur Flamanville, sur le 1300 MWe. S'agissant du comportement de notre générateur de vapeur, la vérité des prix, on l'aura au redémarrage. Cela est vrai. Peut-être que dans une prochaine CLI où le redémarrage aura été normalement réalisé, ce sera intéressant d'y revenir.

S'agissant des sujets qui avaient fait l'objet de questionnement de la part de l'ASN et l'IRSN, on y a répondu. Si vous voulez des éléments spécifiques, il n'y a pas de problème.

**M. MANCHON.**- Sur ce sujet, comme l'indique M. GOSSET, suite à une réunion qui s'était tenue à la suite du redémarrage du réacteur de la tranche 1, il y avait eu des compléments demandés, notamment sur la maîtrise des situations incidentelles et accidentelles, avec une puissance maximale qui, comme le disait M. GOSSET, est inférieure à la puissance maximale disponible, et des compléments avaient été apportés. Si vous le souhaitez, oui, on pourrait reprendre les explications. Comme cela avait d'ailleurs été fait à la dernière CLI, cela mériterait d'entrer un petit peu plus dans les détails des compléments qui avaient été demandés. Je ne sais pas si l'IRSN souhaiterait aussi compléter son avis sur le sujet. Cela pourrait faire l'objet d'un point ultérieur comme cela avait été fait à l'époque. En tout cas, les compléments avaient été apportés. C'est cela le message. EDF avait apporté les compléments de l'aptitude à gérer les situations dans la configuration dans laquelle se trouvait le réacteur 1, avec sa puissance inférieure. La question ne se pose pas tant que le réacteur est arrêté. Elle se posera au redémarrage. C'est effectivement un sujet d'attention. A ce propos, je ne dis pas le contraire. C'est un sujet d'attention.

**Mme la Présidente.**- Je vous propose que l'on revoie cela dans un ordre du jour proposé au prochain bureau et puis vous tranchez. Vous aurez le temps de regarder en détail le point d'ici là. D'autres questions?

**M. ROUSSELET.**- A propos du DUS 1, votre dérogation est jusqu'à la fin du mois, si j'ai bien compris. Là, votre objectif est de le faire avant ?

**M. GOSSET.**- C'est de terminer ce que l'on a à faire dans les prochaines heures et les prochains jours.

**M. ROUSSELET.-** Les changements de générateurs de vapeur, puisque cela a été abordé et on le fera sûrement dans une autre CLI mais, au début, c'était 2019 puis cela a été reporté en 2022. Sommes-nous toujours pour le moment sur cette date ?

J'avais une autre question sur le post-Fukushima : le programme « modification d'apport de récupérateur de Corium », et on en arrive bientôt aux 10 ans de Fukushima, à quel moment on envisage qu'à Flamanville 1&2, on fasse ce travail « d'étaleur », de cendrier ? Y a-t-il un plan prévisionnel pour cela ?

**M. GOSSET.-** C'est vrai qu'à propos du post-Fukushima, on s'est attardé sur les sujets en cours, que, là aussi, on l'aborde de façon plus complète ...

**M. ROUSSELET.-** Oui, cela peut être à la prochaine CLI. On est 10 ans après Fukushima. Cela peut valoir le coup que, la prochaine fois, on fasse un bilan, à propos des mesures post-Fukushima. Qu'est-ce qui a été fait et qu'est-ce qui n'est pas fait ? Je souhaite vraiment que l'on n'arrive pas à la situation du REX où l'on s'est retrouvé à prendre des mesures en cours à Gravelines, par exemple, parce que l'on a une nouvelle collègue qui vient de là. On y est en train maintenant de construire des digues autour. Alors, il y avait déjà des choses faites mais on n'a pas totalement fini les mesures post-Fukushima à Gravelines. Et c'était en 1999. J'espère que ce qui est préconisé sur post-Fukushima, on n'arrive à ne pas trop étaler dans le temps ce type de mesures.

**Mme la Présidente.-** Ce sera inscrit dans la proposition du prochain ordre du jour.

## **9. AVIS DE LA DPN (DIVISION DE LA PRODUCTION NUCLEAIRE) SUR L'ARRET DE L'UNITE 2. CONSEQUENCES DE L'ARRET SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION. CALENDRIER DU DEMARRAGE DES DEUX UNITES DE PRODUCTION**

**M. GOSSET.-** On n'a pas très bien compris quel était exactement le cœur de la question. La réponse sera donc un peu générale. Je l'ai déjà un petit peu abordée tout à l'heure. La production du parc français est basée sur le parc EDF, même si pas seulement. A chaque fois que l'on a des unités qui sont arrêtées, que ce soit programmé ou fortuit, cela veut dire évidemment que c'est de l'électricité que l'on achète ailleurs.

Vous savez que, dans le cadre de la crise Covid-19, cela a été dit dans les médias, l'entreprise a donné des chiffres, la baisse de la production a été notable. Pendant la crise Covid, c'est très clair mais on n'a pas exactement retrouvé le niveau que l'on avait auparavant. Tout cela, ce sont des équilibres pilotés par le RTE et, finalement, qui se charge aussi de l'équilibre du réseau en termes de sûreté et de sécurité. Après, comme n'importe quel producteur dans le système, on a les clients et il faut qu'on les livre. Nous, on doit s'assurer, pour notre propre périmètre, que notre équation est bouclée. Pour ce qui concerne les énergies renouvelables qui sont à notre disposition, et si elles sont disponibles, on fait appel à elles. De toute façon, c'est l'énergie que l'on vend systématiquement lorsqu'elle est disponible. On a été obligé de redémarrer des unités thermiques, très ponctuellement, pour écrier des situations de pic. Sinon, on fait aussi appel à de l'achat de nos pays voisins. Le panel de solutions, il existe. On

n'a jamais été en situation critique, ni EDF ni le réseau, telle que le réseau s'effondre. C'est un point important.

Je ne sais pas exactement quelle est votre question. Du coup, on n'a pas prévu de support spécifique sur le sujet mais on n'a jamais été en situation de perte de moyens de production pour compenser le fait que Flamanville ne soit pas sur le réseau, comme cela peut arriver d'ailleurs sur d'autres unités.

J'en profite aussi pour dire que la crise Covid a conduit à reporter des opérations, à décaler des arrêts. Cela a fait que l'on a eu aussi des moyens de production qui étaient à nouveau disponibles parce que l'on a décalé des arrêts de tranche et que l'on a fait des sauts divers. L'impact de notre charge industrielle est fort parce que cela a généré des reconfigurations d'activités de maintenance sur plusieurs années. L'impact, il porte aussi sur l'année prochaine et jusque dans 2 ans. Cela ne remet pas en cause les opérations de remplacement du générateur de vapeur que l'on a évoquées tout à l'heure.

**M. LUCE.**- Je voudrais dire à Monsieur GOSSET : un document d'EDF est sorti voici trois semaines disant que les comptes 2020 étaient très fragilisés du fait des retards, des arrêts de tranche des centrales nucléaires, comme on en a à Flamanville mais c'est aussi le cas sur d'autres sites, et à cause de la Covid. Quand vous dites que le particulier n'a pas de retombées de ces choses-là, je suis d'accord avec vous. Les retombées se font au niveau de l'entreprise.

Un exemple pour que les gens comprennent mieux : une action cotée 14 euros au mois de janvier, ce matin elle est cotée 8 euros. Ce sont des bombes à retardement. L'entreprise est fragilisée du fait des arrêts de tranche qui perdurent. Vous voyez ce que je veux dire? Vous dites que la population n'est pas touchée. Oui, la population n'est pas touchée. C'est l'entreprise qui est touchée. Quelque part, il y a quelqu'un qui paye. Ce n'est pas le particulier, je suis d'accord avec vous. C'est l'entreprise. L'entreprise est fragilisée. Après, elle a moins d'argent et elle peut moins investir. Par exemple, elle pourra donner moins d'argent à l'EPR. Vous voyez ce que je veux dire ? C'est cela qu'il faut démontrer.

**M. GOSSET.**- L'enjeu est à l'intérieur de l'entreprise. Le plan d'action économique de l'entreprise a été généré, non pas par Flamanville, mais simplement parce que, quand une entreprise livre 20 % de moins de ce qu'elle produit d'habitude - ce seraient des voitures, des chaussures ou des sucettes, ce serait pareil - on comprend que l'équation économique puisse être difficile à boucler. L'entreprise EDF a les moyens de traiter ces sujets-là. Il n'y a pas de problème mais, comme pour toute entreprise, on regarde là où l'on peut faire des économies. Et il y a des choses que l'on est capable de faire. Après, effectivement, mais comme pour n'importe quelle entreprise de l'industrie française, la situation économique a été bouleversée par la Covid-19. Mais on trouve des solutions. On n'est pas en danger, ni l'entreprise, ni encore moins le particulier s'agissant des prix de l'électricité.

**M. ROUSSELET.**- Il y a la Covid mais, objectivement, la situation que vous avez à gérer aujourd'hui avec tout ce que vous remplacez comme matériel, coûte en tant que tel. Et cela n'est pas dû à la Covid mais à un héritage, de fait, d'un manque de conscience et d'un certain nombre de gens et de remplacement du matériel à temps, etc. S'il n'y avait que Flamanville, la situation serait moins grave. Je n'ai pas regardé ce matin mais, hier, il y avait 24 réacteurs à l'arrêt sur les 56. Et si on regarde les derniers mois et les dernières semaines, c'est tout le

temps. Aujourd'hui, il y a quand même un état général du parc où l'on retrouve des choses peut-être pas aussi criantes que celles dont on parle ici, à Flamanville, mais on retrouve assez régulièrement des problèmes sur un ensemble de réacteurs qui, finalement, n'ont pas été détectés ou pas gérés. Et cela amène à cette situation. Ce n'est pas que le Covid. Le fait qu'il y ait de grosses opérations de maintenance à faire qui ont été décalées, comme vous le dites, ont des conséquences probablement sur un ou deux ans. Clairement, ce n'est pas que la Covid. C'est le fait d'opérations qui auraient dû être menées, qui n'ont pas été menées à ce moment-là et on les retrouve maintenant. De fait, il y a un embouteillage. L'état général du parc aujourd'hui pose quand même question.

**M. GOSSET.-** (*Hors micro. Inaudible*).

**M. ROUSSELET.-** (*Hors micro. Inaudible*).

**M. GOSSET.-** Je voudrais préciser que le tableau que vous décrivez sur la maintenance du parc est totalement erroné. Qu'il y ait ici ou là des difficultés, certes, Flamanville en a une particulière. Mais, encore une fois, l'équation économique d'EDF n'est pas remise en cause par des opérations de maintenance qui auraient été repoussées. Ce n'est pas du tout cela. Vraiment. Et je vous prie de croire que le prix de l'électricité, ou plutôt fort heureusement l'électricité que l'on produit, quand on produit, est suffisamment peu chère pour qu'elle soit compétitive par rapport à n'importe quel autre moyen de production. Je vous prie de croire que, à partir du moment où l'on produit, notre affaire est rentable. Et on rattrape très rapidement les investissements que l'on a pu faire pour se remettre à niveau. Il n'y a pas de doute. Encore une fois, l'équation économique d'EDF n'est pas remise en cause par des opérations de maintenance que l'on a repoussées et que l'on est en train de faire.

**M. BOUST.-** Ma question abordait le même thème que celui de l'intervention précédente. Quelle est actuellement la proportion de réacteurs qui sont couplés au réseau ? Et quelle est l'éventuelle évolution à moyen terme, disons pour le début d'année prochaine, de ces proportions ?

**M. GOSSET.-** Vous me prenez un peu de cours. Je n'ai pas regardé. Classiquement, la période d'avril à octobre, novembre, c'est une période de rotation des arrêts de tranche. Cela peut donc changer. Là, on en a une vingtaine. Généralement, quand on arrive à proximité de l'hiver, on en a beaucoup moins. On essaie d'en avoir zéro mais cela nous arrive de passer l'hiver avec 5 ou 10 arrêts de tranche. Si vous voulez avoir des éléments là-dessus qui soient plus pertinents et plus précis que ceux que je vous donne, il faudrait là aussi que l'on en fasse un sujet, si cela vous intéresse, et pour voir un peu comment tout cela s'agence. On pourra peut-être être plus précis.

**M. BOUST.-** Au-delà de cela, si on dit que la moitié des réacteurs est couplée, est-ce une situation normale ou, au contraire, préoccupante ?

**M. GOSSET.-** Non, ce n'est pas une situation préoccupante. Comme je l'ai dit tout à l'heure, l'électricité que l'on ne produit pas par nos centrales qui sont très compétitives, on est obligé de l'acheter ailleurs. Souvent, c'est un peu plus cher. Cela n'est pas pertinent économiquement. Plus de tranches on a sur le réseau, mieux on se porte. C'est certain. Mais cela ne met pas en danger l'entreprise et, en tout cas, ces arrêts qui sont en cours sont liés à la crise Covid, principalement. Au mois de mai, de tous les arrêts programmés, la moitié des

arrêts du parc a été repoussée. On les a décalés pour des raisons bien compréhensibles. Donc, nécessairement, il faut maintenant faire l'activité.

**M. ROUSSELET.**- Elles ont été décalées mais beaucoup d'opérations auraient pu être faites si elles avaient été faites dans le temps, avant, quand il aurait fallu les faire ...

**M. GOSSET.**- ... Non. Je ne suis pas d'accord ...

**M. ROUSSELET.**- ... Je maintiens. Et puis regardez les analyses de RTE. RTE vous dit quand même clairement les mots. Nous n'avons pas utilisé le mot « préoccupant ». C'est le mot utilisé par le patron de RTE. Il dit : « on va s'en sortir ». On va passer l'hiver à moins qu'il n'y ait vraiment une situation très complexe mais il ne le pense pas. Mais il dit bien que la situation est préoccupante. C'est le mot qu'il utilise. Regardez les déclarations de RTE.

**M. GOSSET.**- Que ce soit compliqué, que le fait que l'on ait été obligé de fermer Fessenheim nous prive d'un moyen de production compétitif et sûr, je ne fais que le regretter. On est d'accord. Ce sont des marges de manœuvre que l'on a en moins. Là, je suis d'accord. C'est le pays qui s'est privé de ces marges de manœuvre.

**Mme la Présidente.**- Je vous propose que l'on suspende nos débats pour une demi-heure de pause déjeuner. Je vous demanderai de continuer à respecter scrupuleusement les gestes-barrières. Je vous encourage à aller prendre l'air. En revanche, il ne s'agit pas de discuter dehors sans masque. Que ce soit bien clair. (Rires). Soyez particulièrement vigilants pour la sécurité et la protection de tous.

(Suspendue à 13 heures, la séance reprend à 13 h 30)

**Mme la Présidente.**- On va poursuivre notre ordre du jour.

#### **10. POINT D'ACTUALITE SUR LE CHANTIER DE L'EPR. POINT SUR LES ESSAIS A CHAUD. OU EN EST-ON DANS L'INSTRUCTION DE LA QUALIFICATION DU PROCEDE DE REMISE A NIVEAU DES SOUDURES DE TRAVERSEES ? QU'EN EST-IL DES SOUPAPES DE SECURITE PRIMAIRE, DE LA LIAISON CUVE/PRESSURISEUR ET AUTRES PROBLEMES ?**

**M. MILLET.**- Bonjour à toutes et tous. Je vais vous présenter un petit point d'actualité sur l'EPR Flamanville 3. Je passe sur l'actualité liée à la crise Covid que l'on a abordée ce matin avec Patrice Gosset. Je rentre directement sur le bilan des essais à chaud, phase 2.

**M. LEPETIT.**- Excusez-moi de vous interrompre. Il faut dire que la photo, c'était avant la Covid parce que M. AUTRET a fait une remarque sur le sujet.

**M. MILLET.**- C'était avant la Covid et c'était en février dernier, à la fin des essais à chaud. Ces essais à chaud se sont déroulés du 21 septembre 2019 au 17 février 2020. Ils ont consisté à tester le fonctionnement de la chaudière et des systèmes auxiliaires associés dans les conditions de pression et de température, des conditions normales de pression et de température, ainsi que dans les grands transitoires, en particulier comme le basculement de

sources électriques, coupures de courant ou pertes de contrôle-commande. Ce sont des essais qui se sont déroulés 7 jours sur 7, 24 heures sur 24. Ce sont des essais qui ont été particulièrement denses et qui ont occupé plus de 1000 personnes sur le site.

10 000 critères de conception ont été testés, avec un taux de conformité à la fin des essais de 95 %. Ce taux de conformité est très positif car il valide globalement la conception et le fonctionnement de la machine. Et les critères non-testés ou non-atteints ont généré des modifications ou des traitements d'écarts. C'est toute la phase que l'on est en train de faire en ce moment et que je détaillerais un petit peu plus tard.

Cela concernait les essais à chaud phase 2. Encore une fois, c'est un bilan très positif sur ce sujet. À noter également que c'est la première fois que l'on faisait ces essais, que l'on faisait une opération de ce type depuis Civaux, donc depuis 20 ans.

Slide suivant : pendant la période de confinement, une grosse partie des équipes était en télétravail. Pendant toute cette période, nous avons préparé le programme de reprise des activités. Dans ce programme de reprise des activités, il y avait des essais particulièrement structurants. C'était des essais fonctionnels cuve ouverte. L'objectif de ces essais était de valider les débits d'injection de sécurité du circuit primaire principal. C'est ce qui a été fait du 21 mai au 25 juin, en respectant toutes les mesures sanitaires. La priorité est restée la santé des intervenants. Mais la qualité de la préparation que l'on a pu faire pendant la période de confinement nous a permis de réaliser les essais conformément au planning et à la feuille de route que nous nous étions fixés.

Vous avez les chiffres des procédures d'essais réalisés : 50 procédures d'essais, 70 systèmes sollicités et 100% du programme réalisé dans les délais que l'on s'était fixés. Toujours sur notre feuille de route, à la suite de ces essais fonctionnels cuve ouverte, nous avons une mise à jour du contrôle-commande. Ce sont des choses qui sont programmées et qui font suite, en particulier, aux essais à chaud qui ont été réalisés au dernier trimestre 2019 et au début de 2020. Avec une mise à jour du contrôle-commande réalisée sur plusieurs semaines, du 29 juin au 19 juillet. L'objectif a été de mettre à jour le contrôle-commande par l'installation et l'intégration de modifications et le traitement de certaines réserves. Là aussi, c'est une activité que nous avons préparée pendant la phase de confinement et elle a été déroulée conformément à l'attendu et conformément à notre planning.

Ensuite, si on déroule tout notre programme sur le site, après les coupures contrôle-commande, nous avons les coupures de distribution électrique. Là, c'est une opération plus longue puisque nous allons intervenir sur les quatre trains de la distribution électrique. Nous allons donc couper chaque train un par un, pour intégrer des modifications, pour réaliser aussi une opération de nettoyage des tableaux électriques. C'est aussi important vis-à-vis du risque sécurité sur ces tableaux. Et nous allons mettre les installations électriques et les armoires contrôle-commande dans un état « prêt au démarrage ». Cela va nous occuper pendant huit mois.

Un zoom sur l'état de finition des bâtiments comme on le fait à chaque CLI. Aujourd'hui, 74 % des locaux sont peints. Alors, quand je dis « locaux peints », c'est dans un état de finition quasiment à l'attendu sur une tranche, un réacteur en exploitation. Et 4 kilomètres de câbles enrubbés. Là, c'est l'étape finale, une fois que l'ensemble des câbles sont tirés. C'est une

étape qui consiste à enrubanner, en gros à protéger les câbles vis-à-vis du risque-incendie sur l'installation, par exemple.

En parallèle, c'est une activité qui se déroule conformément à notre planning. Également en parallèle, comme vous le savez, on a tout un programme de reprise sur les soudures du circuit secondaire principal. Pour remettre un peu les choses dans le contexte et nous resituer un peu, vous avez un schéma sur la droite qui représente un éclaté d'une centrale de façon très simplifiée, et dans lequel on voit apparaître en bleu le circuit secondaire principal dont l'objectif est d'acheminer la vapeur produite par le générateur de vapeur vers la turbine pour la faire tourner, ce qui va alimenter ensuite l'alternateur et produire l'électricité. La vapeur va se détendre dans la turbine et l'eau, en aval du condenseur, va être réinjectée au niveau du générateur de vapeur. On est donc sur un circuit fermé. Pour mémoire, dans le contexte, nous avons plusieurs non-qualités identifiées : des réparations de soudure en écart de qualité sur une partie du circuit secondaire principal, une remise à niveau des soudures en écart au référentiel exclusion de rupture. Comme vous le savez, une partie du circuit secondaire principal est soumise à un référentiel très strict d'exclusion de rupture, et puis une remise à niveau des soudures de traversée au niveau de la traversée enceinte.

Si l'on distingue les deux opérations, il y a une opération soudure-hors-traversée et une opération soudure-traversée, je vais distinguer les deux. Sur les soudures hors-traversée : il est important de noter - et là aussi, ce sont des choses qui ont continué lorsque l'on était en période de confinement - qu'il y a eu tout un travail d'entraînement mis en place pour former et entraîner tous les corps de métier. C'est quelque chose qui a démarré en 2019 pour faire en sorte que le personnel qui doit intervenir ensuite sur la reprise des soudures puisse le faire avec la qualité et les exigences qui sont celles attendues, et pour retrouver une qualité à l'attendu.

Poursuite des activités de réparation malgré le confinement. C'est donc ce que j'expliquais. Puis, pour information, sans rentrer dans le débat très technique, les différentes étapes d'une reprise de soudure sachant qu'il y a trois types de réparation :

- . Un premier type de réparation consiste à supprimer complètement la soudure, en gros désaccoster la tuyauterie et refaire la soudure.

- . Un autre type de réparation consiste à affouiller – l'affouillement consiste à enlever une partie de la soudure - donc un affouillement sur l'ensemble de la circonférence de la soudure sans désaccoster la tuyauterie, et une reprise, ce que l'on appelle « par patch », où l'on vient éliminer ponctuellement le défaut et ensuite remplir par une opération de soudage.

Vous avez là différentes étapes : l'affouillement qui consiste à supprimer le défaut. Le soudage qui consiste à refaire la soudure. L'arasage, c'est pour pouvoir avoir un état de surface qui soit à l'attendu. Ensuite, des contrôles non-destructifs avant le traitement thermique de détensionnement. Le traitement thermique de détensionnement, c'est pour pouvoir retrouver et avoir des contraintes après l'opération de soudage qui soient satisfaisantes. Ensuite, des contrôles non destructifs. Ces contrôles non-destructifs nous permettent de valider la qualité de la soudure.

Il faut noter, et cela n'apparaît pas ici : quand on réalise des soudures, on réalise aussi des coupons-témoins. Qu'est-ce que le coupon témoin ? Une fois que l'on a fait l'opération de soudage sur l'installation, on a en parallèle, ou juste après, on va réaliser un coupon-témoin. On va prendre une tuyauterie avec les mêmes caractéristiques géométriques et mécaniques, la même configuration pour souder. C'est à dire que si la soudure était faite avec le soudeur qui devait souder une circonférence sur un tube droit, on reproduit cette même configuration. Il va refaire une soudure dans le même environnement, à proximité de la soudure de production qui est la soudure sur l'installation, et c'est ce qui va permettre de faire des essais destructifs, puisqu'ensuite, derrière, on va regarder si la qualité de la soudure est bonne pour valider le process.

Si je fais un focus sur les soudures de traversée comme c'était demandé : plusieurs activités se sont déroulées. C'est ce que j'avais présenté à la CLI précédente, en janvier dernier, où l'on était sur une phase de qualification du procédé par robot, sur ces soudures de traversée qui, comme vous le savez, sont dans un environnement très contraint. On ne peut donc pas faire une opération classique comme sur les soudures hors-traversée. Et derrière, une présentation du scénario d'intervention à l'ASN. Comme pour les soudures hors-traversée, on est donc en liaison étroite avec l'Autorité de Sûreté sur ce programme de qualification.

Pendant la période de confinement, les essais ont pu se poursuivre puisque c'était dans des laboratoires. Ce n'était pas des essais sur site. Et on a qualifié ce mode opératoire par robot. Depuis juillet, on est sur des essais échelle 1. Là, on vient rôder les procédures et vérifier que tout fonctionne bien pour pouvoir intervenir sur l'installation comme attendu, fin de cette année. A partir de la fin de cette année. Là, on déroule notre programme et notre feuille de route telle qu'elle était prévue.

Voilà ce que l'on pouvait dire sur les soudures traversées et hors-traversées.

À ce stade, avez-vous des questions ?

**M. LEPETIT.**- Monsieur AUTRET a deux questions à vous poser : combien y a-t-il de soudures à reprendre finalement puisque, dans les soudures hors-traversées, des chiffres avaient été donnés à une époque ? Qu'en est-il de ce programme prévisionnel ? Je ne sais plus. Il y avait 50 et quelques soudures.

**M. MILLET.**- Une centaine de soudures va être réalisée. Comme je l'expliquais, il y a plusieurs types de soudures : les soudures hors-traversées et les soudures-traversées. Il est important de noter également la réalisation des coupons-témoins. Pour réaliser et réparer une soudure, il y a plusieurs soudures à réaliser. Globalement, sur l'ensemble du CSP (*Circuit Secondaire Principal*), il y a une centaine de soudures qui va être réalisée ...

**M. LEPETIT.**- ... « Qui va » ? Cela veut dire que, depuis le début de l'année, il n'y a pas de soudures qui ont été réalisées ?

**M. MILLET.**- On a commencé à reprendre une partie des soudures depuis cet été, sur la partie hors-traversée.

**M. LEPETIT.**- D'accord. Au moment de l'examen du dossier, EDF n'envisageait pas de toucher aux passes « racine » de façon à éviter le désalignement des tuyauteries. Il semble que le nouveau procédé attaque les soudures en les affouillant à partir de passes « racine », un

changement de cap radical. Quid dans ce cas des arguments qui furent développés jadis ? Vous avez changé le fusil d'épaule ?

**M. MILLET.-** Il n'y a pas eu de changement sur la façon de reprendre les soudures. Comme je l'expliquais tout à l'heure, il y a plusieurs façons de reprendre une soudure. Il y a celle qui consiste à ...

**M. LEPETIT.-** ... Oui mais là on est sur les traversées.

**M. MILLET.-** La question porte sur les traversées ? A propos des traversées, pour pouvoir intervenir dans l'espace entre-enceinte, on vient découper et supprimer ...

**M. LEPETIT.-** ...A l'intérieur ...

**M. MILLET.-** ... Voilà, et supprimer complètement la soudure par le robot.

**M. LEPETIT.-** Donc, la passe « racine » disparaît.

**M. MILLET.-** On vient couper l'ensemble de la soudure ...

**M. LEPETIT.-** ... Il faudra bloquer tout l'ensemble mécaniquement.

**M. MILLET.-** C'est cela. Il y a un premier robot qui va découper la soudure et un autre robot qui va venir là pour préparer la surface pour pouvoir réaliser la nouvelle soudure.

**M. ROUSSELET.-** J'avais la même question. A propos de la première solution : moi, j'étais au groupe permanent lorsque cela s'est produit et il faut quand même se souvenir que la première solution, il s'agissait surtout de s'assurer de garder la passe « racine » parce que, grâce à cela, l'alignement des tuyauteries était conservé. Aujourd'hui, on est parti avec un robot. On découpe donc à partir de l'intérieur. Cela fait que, de toute évidence, il n'y aura plus de solidarité entre les deux côtés du tuyau. Tout bon chaudronnier qui se respecte sait qu'il y a des contraintes énormes dans les tuyauteries, et même celles de petit diamètre. Mais lorsque l'on arrive à de tels diamètres, si cela ne fait pas « CHLONG ! », et que cela ne s'en va pas de chaque côté, vous aurez énormément de chances. Vous avez sûrement dû prévoir un système pour tenir l'alignement du tuyau.

Je ne sais pas, mais cela reste une vraie interrogation : comment allez-vous faire à partir du moment où vous allez vraiment désolidariser les deux tuyaux ?

**M. MILLET.-** Déjà, à l'époque, plusieurs scénarios étaient envisagés. Je ne reviens pas sur le scénario de l'évacuation de l'ensemble par l'extérieur du bâtiment réacteur. Là, sur l'opération robot - je pourrai peut-être détailler davantage le séquençage de l'opération lors d'une prochaine CLI si vous le souhaitez - il y a bien un système de bridage qui est mis en place, qui a été étudié et qualifié dans les différents laboratoires, pour démontrer que la tuyauterie va rester solidaire. Il n'y aura pas le fameux « CHLONG ! » au moment du désaccostage. Tout cela est étudié, tout cela a été qualifié, testé et éprouvé pour justement démontrer. Cela fait partie de la qualification du procédé.

**M. ROUSSELET.-** Matériellement, vous pensez faire cette opération avant la fin de l'année. C'est dommage que l'on n'ait pas eu d'explications un peu concrètes. Je sais que tout le monde a dû subir la situation Covid. C'est dommage, alors que l'opération va arriver, que l'on n'ait pas eu l'explication du système qui va être utilisé. En CLI, on en était resté à la

première version, ensuite à l'histoire d'un robot mais, un robot, cela ne veut pas dire grand-chose. Par exemple, le fait que l'on nous dit aujourd'hui que le robot est validé ...

**M. MILLET.-** ... Il est validé. Disons que l'on est sur la fin du programme de qualification. Il y a encore des étapes à mener. Il n'est pas complètement validé pour être précis. On est confiant à propos des dernières étapes. Le plus dur est derrière nous. Pour autant, on est sur des essais à échelle 1 sur ce dispositif. Après, on peut avoir un détail du séquençement la prochaine fois puisque, derrière, il y a une première découpe faite à l'intérieur du bâtiment-réacteur, ensuite une deuxième découpe au niveau du flasque de la traversée pour pouvoir ensuite évacuer une partie de la tuyauterie et refaire la soudure. Tout ce séquençement-là, je pourrais vous le détailler à l'occasion d'une prochaine CLI.

**M. ROUSSELET.-** L'ASN a-t-elle prévue de traiter cela en groupe permanent ou pas ?

**M. MANCHON.-** La question de la qualification ?

**M. ROUSSELET.-** Oui, la qualification et l'ensemble du process parce qu'il y a eu une longue discussion en groupe-permanent-réacteur sur la première possibilité. On a assisté à cette discussion avec un refus du procédé finalement proposé par EDF. Puisqu'un nouveau procédé a été proposé, il semblerait logique qu'il y ait la même discussion avec des experts sur la question de savoir si c'est une bonne solution.

**M. MANCHON.-** Le cas du groupe permanent faisait suite à la demande d'EDF de justifier le maintien en état des soudures. C'était la question traitée. Le groupe permanent n'a pas traité la question du procédé de réparation. D'ailleurs, la conclusion à laquelle on avait abouti et qui avait été présentée en CLI était que la solution de référence devait être la réparation des soudures. Pour ces soudures de traversée, on est en phase de qualification. Il reste des points en suspens. C'est aussi pourquoi il y a du changement. A mon sens, il ne faut pas s'en étonner. La qualification change. Elle devra être présentée, je pense, lorsque l'instruction sera terminée, lorsque l'on sera d'accord sur les principes techniques. Ou, sinon, on ne résoudra pas ce souci.

**M. ROUSSELET.-** On avait l'impression que c'était ficelé.

**M. MANCHON.-** Non, il reste des points.

**M. ROUSSELET.-** Peut-être à la prochaine CLI, ce serait bien que l'on ait une explication. (*Hors micro- inaudible*).

**M. LEPETIT.-** Il y a d'abord des informations, des modalités de validation du procédé, de la mise en œuvre et du contrôle de tout cela. Il y aura les garanties que l'exclusion de rupture est garantie dans toutes cette opération. Je pense qu'à l'ASN, vous aurez à valider et autoriser ce genre d'opérations.

**M. MANCHON.-** On a des échanges très, très fréquents sur les principes techniques de qualification de ces soudures. Cela se fait sur un certain nombre de points techniques et de critères. Là-dessus, on pourra tout à fait y répondre. Notre décision finale, à l'ASN, c'est l'attestation de conformité des équipements. C'est le travail qui a été mené depuis, finalement. La décision qui a été prise, c'est de travailler à résoudre les points problématiques s'il y en a et de travailler le plus en amont possible. Cela se fait par l'échange d'un certain nombre de points et une revue de ces points périodique est faite par notre

Direction des équipements sous pression en lien avec EDF. On avance ainsi, sujet par sujet, sur la résolution des points techniques en suspens sur la qualification de ces matériels.

Je voulais parler de la partie hors-traversé puisque cela, c'était la partie traversée. Là, en revanche, on peut dire que l'on s'est mis d'accord sur les principes techniques. EDF a lancé les premières réparations sur 5 soudures hors-traversée. Il y a eu une inspection de l'ASN préalable qui portait sur l'organisation et les préparations de ces activités. Il y a eu aussi une inspection inopinée qui a eu lieu hier sur des phases de réalisation de ces toutes premières soudures, et d'autres vont suivre. L'ASN sera vigilante sur le suivi de ces réparations. On reviendra aussi sur ce sujet. Si vous souhaitez que l'on parle de ces inspections, il y a une lettre de suite déjà publiée sur notre site Internet. Il y en aura une autre prochainement, et certainement d'autres encore. Si vous souhaitez que l'on en parle, il n'y a pas de souci.

**Mme la Présidente.**- Finalement, par rapport aux questions, on est au début de la mise en œuvre des solutions.

**M. MILLET.**- Je vais être très explicite pour lever toute ambiguïté. On est à la fin du programme. Rien n'est ficelé. Il y a encore des étapes à franchir mais on est sur la fin et on est confiant sur les conclusions.

**M. LEPETIT.**- Vous avez la date de début des activités de remise à niveau?

**M. MILLET.**- A propos des plannings, on est conforme à notre feuille de route sur ce planning. Début des opérations : à partir de la fin de l'année. Derrière, si l'on regarde toutes les étapes à suivre, cela doit nous conduire vers un chargement en T4 2022, dernier trimestre 2022. On est donc sur cette feuille de route.

**M. LEPETIT.**- (*Hors-micro*). Il n'y aura qu'un robot ?

**M. MILLET.** - Il y a un robot par traversée. Il y en a donc plusieurs selon l'opération mécanique utilisée des coupes de soudage de préparation de surface. Il y a donc plusieurs robots.

**Mme la Présidente.**- On en reste là. On convient de remettre cela à l'ordre du jour d'une prochaine CLI. On avance sur la ligne d'expansion du pressuriseur.

**M. MILLET.**- La ligne d'expansion du pressuriseur relie la branche chaude du circuit primaire principal au pressuriseur. C'est la ligne que vous voyez en jaune sur le schéma, en bas à droite du support. En 2018, lors des essais fonctionnels à chaud sur Olkiluoto, donc sur la tranche EPR, la centrale Olkiluoto en Finlande, des vibrations importantes de la LEP ont été observées. Cela s'est fait dans une configuration bien particulière, lorsque la température du circuit primaire était proche de sa température nominale de 300 degrés. Lorsque la température diminuait, ces vibrations diminuaient. Les essais réalisés en Finlande ont mis en évidence un amortissement inadapté de cette LEP, donc la Ligne d'Expansion du Pressuriseur. Dans le cadre de notre retour d'expérience, et on est très maillé avec nos collègues finlandais et chinois, dès qu'il y a un dysfonctionnement observé, ce sont des choses qui sont analysées de notre côté, côté EDF, pour voir dans quelle mesure la centrale de Flamanville 3 pourrait être ou non impactée par ce phénomène. Dès que l'on a été informé de ce dysfonctionnement en Finlande, et au titre de notre retour d'expérience et de notre boucle d'amélioration continue sur ce que nous menons sur le site, nous avons

regardé et analysé ce phénomène, déjà pour voir dans quelle mesure on pouvait être impacté et voir les actions correctrices qui pouvaient être menées.

Ce qui a été réalisé ensuite à Flamanville, c'est l'étude d'un dispositif absorbeur de vibrations. C'est système d'absorption qui a été développé FRAMATOME. Le principe utilisé pour Flamanville 3 et pour la Finlande est strictement le même dans ses grandes lignes. Pour autant, sans entrer dans un débat très technique : dès qu'il y a des phénomènes vibratoires, c'est très lié à la configuration géométrique, entre autres, aux liaisons qui peuvent exister entre le support et la tuyauterie. Du coup, la réponse, la solution de détail n'est pas forcément la même que l'on soit en Finlande ou à Flamanville. Pour autant, le principe reste le même. C'est un dispositif qui n'est pas intrusif puisque l'on ne vient pas toucher la tuyauterie mais uniquement son supportage par ce dispositif TMD (Tuned Mass Damper) qui a été développé. Pendant les essais à chaud, essais pendant lesquels on a essayé tout le fonctionnement avec une température nominale, en particulier autour de 300 degrés, nous avons testé ce dispositif d'amortisseur pour faire ensuite les analyses et finaliser la conception de ce dispositif.

Il est important de noter sur ce point, qu'aujourd'hui, la solution technique est identifiée et est connue. Elle va être implémentée sur la ligne d'expansion du pressuriseur de Flamanville. Il reste quelques études à finaliser pour valider complètement ce dispositif mais, aujourd'hui, la solution est connue.

**M. LEPETIT.**- Cette ligne sera refaite ou non ? Y a-t-il eu du vieillissement lié aux vibrations?

**M. MILLET.**- Cette ligne ne sera pas refaite. C'est la photo que vous voyez à droite : c'est un dispositif qui peut paraître impressionnant comme cela parce qu'il y a besoin d'avoir de la masse et puis une répartition de cette masse dans l'espace. C'est directement lié à de la tuyauterie, au génie civil, mais on ne touche pas à la tuyauterie. On vient toucher finalement à la répartition du supportage de cette tuyauterie pour faire en sorte que, dans toutes les configurations que va rencontrer cette ligne en fonctionnement, il n'y ait pas de vibrations anormales.

**Mme la Présidente.**- Des questions sur ce point?

**M. ROUSSELET.**- Où en sommes-nous entre les solutions que vous nous proposez là et l'ASN ? Qu'est-ce qui a été validé ? Parce que ce que je ne comprends pas bien, c'est que vous avez l'air de dire que c'est validé en Finlande, que vous parlez d'une mise en place de septembre 2019 à janvier ou février 2020. C'est comme si c'était mis en place. C'est seulement que je ne comprends pas. Vous écrivez « Septembre 2019 à février 2020 ». Nous, nous étions en Finlande en novembre. Ils avaient des problèmes vibratoires qui n'étaient pas résolus. Peut-être que je me trompe mais si j'ai vu les informations de STUK, l'Autorité de Sûreté Nucléaire de Finlande, ils viennent de refuser le système proposé.

**M. MILLET.**- Je ne sais pas. Je ne me prononcerai pas pour le cas de réacteur de Olkiluoto.

Ce qui s'est produit à Flamanville : pendant les essais à chaud phase 2, pendant lesquels on est monté à 300 degrés, on a testé différentes configurations d'amortisseurs. Par rapport à différentes mesures faites, ces tests nous ont permis de valider techniquement la conception du dispositif. Du point de vue de la conception, ce dispositif est validé. Il reste encore

quelques études spécifiques à finaliser mais, dans les grandes lignes, ce dispositif est connu et permet de traiter les problèmes vibratoires.

**M. MANCHON.**- Du côté de l'ASN, il n'y a pas d'autorisation spécifique à chaque modification mise en œuvre par l'exploitant et, de manière générale, dans tout le processus administratif. D'un côté, il y a ce que j'évoquais précédemment, l'évaluation de conformité pour tout ce qui concerne les équipements sous pression et sinon, là, dans le cadre de ce type d'équipements, ce sera la décision de mise en service. Néanmoins, on a été informé du sujet. EDF nous a présenté un certain nombre d'éléments. Le sujet est aussi en cours d'instruction de notre côté. Là, je ne peux pas vous donner plus d'éléments à ce sujet. Le sujet est en cours d'instruction. C'est l'un des morceaux de l'instruction de mise en service de l'installation à présent.

**M. ROUSSELET.**- Je suppose que vous êtes en relation avec STUK pour qu'ils vous donnent aussi leur appréciation sur ce qui a été mis en place là-bas ?

**M. MANCHON.**- On est relation avec STUK. On était censés y aller très prochainement. Il y a un doute sur le fait de savoir si c'est maintenu ou pas. Cela fait partie des échanges bilatéraux. Nous avons des relations avec STUK sur ce sujet.

**M. ROUSSELET.**- En novembre, on nous disait quand même que cela allait démarrer juste après notre départ, quelques jours ou quelques semaines après. On va dire quelques mois. Et on en est à encore reporter. Si j'ai bien compris, ce problème-là demeure. Il y a aussi les soupapes. Mais ce problème demeure parmi les problèmes de l'EPR finlandais.

**M. MILLET.**- A propos des soupapes du pressuriseur : le pressuriseur est un élément qui permet de réguler la pression à l'intérieur du réacteur. C'est l'élément que vous voyez sur le schéma, à droite. Il y a donc un pressuriseur pour l'ensemble de la chaudière. Cet équipement est équipé de soupapes qui permettent, en situation accidentelle, de pouvoir relâcher la vapeur au cas où la pression deviendrait trop forte. On a bien un système de soupape en tête de pressuriseur.

Il y en a 3 par pressuriseur, pour le pressuriseur du circuit primaire. Elles doivent s'ouvrir pour permettre d'évacuer la pression du circuit primaire en cas de pression trop élevée et pouvoir aussi être refermées pour éviter justement l'ouverture intempestive. C'est toujours dans le cadre de nos échanges et notre boucle d'amélioration continue avec nos collègues finlandais qu'ils nous ont informés qu'en mai dernier, lors d'un test sur ces soupapes, un dysfonctionnement avait été observé. Tout de suite après, des investigations ont été menées de leur côté. Dès l'information reçue coté EDF, pour Flamanville, là aussi, nous avons regardé et nous sommes entrés dans une instruction pour voir dans quelle mesure les soupapes de l'EPR de Flamanville pouvaient ou non être concernées. Ces soupapes étaient présentes pendant l'essai à chaud bien évidemment. Pendant les essais à chaud, de septembre à février, nous n'avons pas constaté de dysfonctionnement de ces soupapes. C'est là aussi un point notable à souligner.

Pour autant, par principe de précaution, même si ces soupapes sont amenées... Cela reste un élément, une ligne de défense importante, en cas d'événement hautement improbable, et nous devons nous assurer de la fiabilité de ces soupapes et faisons toutes les analyses en ce sens.

Pour Flamanville 3, les pilotes des soupapes, puisque c'est au niveau des pilotes que ce dysfonctionnement a été observé en Finlande, tous les pilotes des soupapes ont été démontés pour être envoyés dans des laboratoires d'expertise, dans deux laboratoires indépendants, FRAMATOME et EDF, pour procéder à des analyses poussées sur ces pilotes. Plusieurs contrôles sont réalisés : des inspections visuelles, des contrôles par ressuage pour voir la surface de ces pilotes, et il y a également des analyses métallurgiques qui sont effectuées. Ces contrôles sont réalisés par FRAMATOME en Allemagne et par EDF à Chinon. Vous avez un éclaté d'un pilote sur ce support, sur votre droite.

Actuellement, les analyses et l'instruction technique sont en cours dans ces laboratoires. Je pourrais revenir vers vous lorsque j'en saurai un peu plus sur ces conclusions et ces analyses.

**M. LEPETIT.**- Une question à propos de ces pilotes et de ces soupapes : sont-elles de conception et de fabrication identiques entre OL3 (EPR de Olkiluoto) et Flamanville? C'est le même fabriquant ?

**M. MILLET.**- Ce sont les mêmes soupapes. C'est aussi pourquoi on pousse l'analyse jusqu'au bout.

**M. ANDRE.**- Avons-nous un retour d'expérience par rapport aux soupapes des EPR chinois ?

**M. MILLET.**- Là-dessus, encore une fois, on est bien maillé. Je ne vais pas parler pour le compte de l'EPR chinois mais ce dysfonctionnement, pour le moment, n'a été observé qu'en Finlande.

**Mme la Présidente.**- Avez-vous d'autres questions sur l'actualité du chantier EPR ?

**M. ROUSSELET.**- Existerait-il d'autres difficultés qui n'ont pas été dans le domaine public?

**M. MILLET.**- Je vous ai présenté les sujets principaux. Comme je le disais tout à l'heure, si l'on regarde ce qui s'est passé avec les essais à chaud, on a 95 % de taux de conformité sur ces essais. Tout le travail que nous menons depuis la fin de ces essais à chaud de 2020 consiste typiquement à traiter ces 5 %. C'est prévu dans notre planning. En quoi cela consiste-t-il ? Ce sont des modifications lorsque l'on a vu des critères pas forcément respectés ou non-atteints lorsque l'on était en phase d'essai à chaud. Ce sont aussi des sujets qui sont en cours d'instruction et de réalisation. Tous les sujets techniques font l'objet d'échanges réguliers avec l'Autorité de Sûreté mais, là, je vous ai présenté les principaux sujets.

**M. MANCHON.**- Je rappelle juste sur ce point que l'ASN avait demandé en 2018, et demande toujours à EDF, de faire un bilan de la qualité des matériels du réacteur EPR. Cela concerne les équipements sous pression mais également des matériels hors équipements sous pression dont nous n'avons pas encore aujourd'hui l'ensemble des résultats. C'est encore en cours d'instruction et on attend les résultats avant la mise en service du réacteur.

**M. ROUSSELET.**- La prochaine CLI va être chargée !

(Rires).

**Mme la Présidente.**- Pas d'autres points ? On poursuit notre ordre du jour avec le point 11.

## 11. PRESENTATION D'UN ELEMENT COMBUSTIBLE ET D'UN CŒUR DE REACTEUR. EXPLICATION DES METHODES DE TRANSPORT DES COMBUSTIBLES NEUFS

**M. MILLET.**- Sur ce support, vous avez la description d'un élément combustible et d'un assemblage sur l'EPR Flamanville 3.

La composition des assemblages est quasi identique aux assemblages des paliers 1300 et 1450 MWe, en particulier sur la pastille, les gaines et le crayon. Le combustible qui est utilisé est composé d'uranium 235. Vous avez pu lire que l'EPR était capable à un moment donné de recevoir du MOX (*combustible nucléaire à base d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium*) mais, pour l'instant, on reste sur de l'uranium 235. L'assemblage combustible neuf est peu irradiant avec un rayonnement alpha qui est stoppé par la gaine du combustible. Ce sont là des choses classiquement connues et que l'on a également sur l'ensemble du parc, avec la possibilité de manipuler et stocker ce combustible neuf sans danger.

De nombreux contrôles sont réalisés tout au long des opérations de réception du combustible, avant et pendant le transport, à l'arrivée du site et avant l'entreposage en piscine. C'est important de le noter puisque, sur toute la phase de transport, depuis la sortie de l'usine jusqu'à la réception, on agit comme on le fait sur le parc : on réalise tout un tas de contrôles pour s'assurer qu'il n'y a pas de défaillances tout au long du transport. Pendant ce transport, on respecte des normes techniques et réglementaires très strictes sous le contrôle des pouvoirs publics avec l'assemblage qui est stocké dans un stockage adapté, pour pouvoir faire face à tout type de situations extrêmes type choc, température, etc.

A propos du combustible, deux grands points : un premier point sur l'installation. C'est un jalon du projet qui est prévu depuis longtemps. On s'est organisé au niveau de l'installation pour la rendre aux normes techniques attendues qui sont celles d'un réacteur en exploitation. Aujourd'hui, ce que l'on appelle « la bulle combustible » chez nous, c'est donc le bâtiment-combustible et tous les systèmes-support associés à ce bâtiment, aujourd'hui est dans un état de finition identique à celui d'une tranche et d'un réacteur en exploitation. Cette partie-là a déjà été transférée à l'exploitant. Aujourd'hui, le bâtiment est prêt pour recevoir ces éléments combustibles neufs. Cela concernait la partie « Installations ».

A propos de la partie « Équipes » : toutes les équipes et tout le personnel qui vont être amenés à intervenir sur cette phase ont subi un processus de formation et d'entraînement extrêmement lourd, comme ce que l'on peut faire sur le reste du parc, avec des essais en conditions réelles pour simuler la réception et l'entreposage de combustible neuf, etc. Toute cette formation est aujourd'hui aboutie et les équipes sont prêtes à recevoir ce combustible neuf.

L'autre point qu'il faut souligner : à partir du moment où nous aurons le combustible neuf, nous devons appliquer le dossier de mise en service partielle. Concrètement, c'est un « code de la route » extrêmement strict identique à celui que l'on peut avoir sur une centrale en exploitation. Pour anticiper cette réglementation, en anticipation depuis le mois d'août, on applique ces fameuses règles générales d'exploitation sur la centrale, sur cette partie de l'installation.

Je vous propose un petit film pour vous présenter comment cela va se passer concrètement à l'arrivée du combustible neuf sur le site.

*(Diffusion d'une vidéo)*

**M. MILLET.**- Voilà ce que je pouvais dire sur la préparation du site à l'arrivée du combustible neuf.

**M. VASTEL.**- Au début de votre exposé, vous avez parlé de MOX. Alors, à ma connaissance, il n'a jamais été question de mettre du MOX dans l'EPR. Et puis cela ne se fait pas comme cela.

**M. MILLET.**- Là, je corrige. On est sur des pastilles d'uranium 235.

**M. LEPETIT.**- Merci pour cette précision.

**M. JACQUES.**- L'EPR est-il moxable ?

**M. MILLET.**- Oui, mais ce n'est pas prévu à court terme puisque, pour pouvoir recevoir du MOX, il y a des études de sûreté à faire, etc. Il y a quand même tout un tas de précautions et de dispositions à dérouler en amont.

**M. ROUSSELET.**- J'avais quelque chose à adresser plutôt à l'ASN : jusqu'à lundi dernier, il y avait la consultation sur ce thème. J'ai voulu faire un commentaire dès le début sur la manière dont était présentée cette consultation auprès de l'ASN, en particulier sur le fait qu'on liait ce dont on parle tout de suite et ce dont on va parler tout à l'heure, à propos des essais gazeux, et sur le fait qu'il n'y avait aucune explication sur les raisons qui amenaient à faire les deux en même temps. Depuis l'ASN m'a répondu. Simplement, ce n'est pas à moi, monsieur Rousselet, qu'il faut répondre mais au public en général. Elle m'a dit que c'est parce qu'EDF n'a déposé qu'un seul dossier, qu'une seule demande mais que l'ASN a bien fait deux instructions séparées.

Je dirais que c'est beaucoup plus du point de vue de l'accès à l'information pour le public, la compréhension. On ne comprenait pas du tout pourquoi il y avait le lien entre ces deux sujets qui, à priori et sauf si je me trompe, font évidemment partie de la mise en fonctionnement partiel mais n'ont pas vraiment de lien de cause à effet. Les deux étaient donc ensemble en consultation et la raison n'était pas évidente. Un autre élément : l'explication que l'on vient d'avoir, on ne la trouvait nulle part sur le site de l'ASN. Ce qui fait que, pour que les gens se prononcent, on se retrouve avec des déclarations de principe. En gros, les pro-nucléaires disent « Oui, oui, il faut démarrer » et les anti-nucléaires disent « Surtout pas ». Voilà en gros ce que l'on a comme consultation. Le fait est que l'on n'avait pas vraiment accès à la compréhension du sujet, hormis la demande officielle faite par EDF, en particulier les références au rapport de sûreté : 5 000 pages. Ce qui fait que, pour le public lambda ...

J'en ai fait part à ceux qui ont mis en ligne. Je pense vraiment qu'il faudrait que l'ASN fasse l'effort d'aller un peu plus loin dans l'explication lorsqu'il y a quelque chose d'important. Et que, si des gens font des commentaires en posant des questions - alors je sais que c'est du travail supplémentaire - cela puisse être un peu interactif. Si, dès le début, les gens posent des questions par rapport à cette consultation, qu'ils puissent avoir des réponses. J'ai eu des réponses samedi mais ce n'est pas moi qui en ai vraiment besoin mais les gens pour qu'ils puissent se prononcer.

Petite question : Les CFC (*Complexe de Fabrication de Cadarache*), ce sont des 3 ou des 4 qui vont être utilisés?

**M. MILLET.**- Je n'ai pas la réponse.

**M. ROUSSELET.**- C'est parce qu'ils ont le même aspect mais au niveau du ...

**M. MILLET.**- ... On pourra vous répondre à la suite de la CLI.

**M. MANCHON.**- Ce sera certainement plus clair pour vous après ma présentation sur ce sujet qui devrait vous apporter toutes les réponses.

**M. ROUSSELET.**- Il aurait été bien que ce soit pendant la consultation.

**M. MANCHON.**- En revanche, n'y a-t-il pas des choses à améliorer sur la manière dont le dossier était présenté sur le site Internet ? C'est certainement possible. Là-dessus, on en tirera nous aussi le retour d'expérience à partir de votre commentaire. Il faut savoir que, dans la consultation du public, notre mode de fonctionnement est de recueillir toutes les remarques et observations formulées et ensuite de les prendre en compte. C'est vrai que ce côté interactif, ce n'est pas notre fonctionnement actuellement. En revanche, votre remarque est tout à fait fondée et on la prendra en compte, pas forcément sur ce dossier mais pour les futurs dossiers. Je tiens juste à rappeler qu'il y avait un certain nombre de documents qui était à la disposition du public, dont la demande de l'exploitant, le référentiel de sûreté, le fameux « code de la route » dont on a tant parlé jusqu'à présent, le rapport de sûreté, qui expose lui aussi des principes de conception un peu plus généraux. Effectivement, ces documents demandent une certaine technicité. Ils sont dans une version censée être aussi accessible mais ils sont effectivement assez complexes. Mais ils donnent un certain nombre d'informations qui permet de se faire une idée. Notamment, le document de demande explique en profondeur la demande et les tenants et aboutissants du dossier. Je conviens tout à fait que ce n'est pas parfait et on prendra tout à fait en compte votre remarque pour les futures consultations. Nous essaierons d'apporter plus d'éléments. Je comprends bien notamment que lier les deux, administrativement cela a du sens mais, opérationnellement, ce sont deux sujets complètement distincts comme vous l'indiquez.

**M. ROUSSELET.**- Merci. C'est une amélioration constante. De fait, déjà, il y a la consultation. Elle est ouverte à tous et tout le monde peut s'exprimer. C'est déjà quelque chose d'extrêmement positif.

**M. MANCHON.**- On en tiendra compte.

**M. ROUSSELET.**- Juste une toute petite remarque sur vos slides : le combustible, c'est de l'uranium naturel, entendu, mais il ne faudrait pas écrire que c'est de l'uranium 235. Il est enrichi à 4 % d'uranium 235. C'est seulement parce que je vois que des gens prennent des notes et il ne faudrait pas qu'ils se disent que c'est de l'uranium 235.

**M. MILLET.**- Vous avez raison.

**M. LEPETIT.**- D'autres interventions au sujet du combustible et des préparations ? S'il n'y en a pas, on passe au point 12.

## 12. PROJET DE DECISION DE MISE EN SERVICE PARTIELLE DU REACTEUR EPR DE FLAMANVILLE POUR L'ARRIVEE DE COMBUSTIBLE NUCLEAIRE

**M. MANCHON.-** Ce que je voulais dire à l'assemblée de manière générale ...

**M. ROUSSELET.-** ... (Hors-micro. Inaudible) ...

**M. MANCHON.-** ... dont je comprends parfaitement les interrogations sur le lien entre les deux dossiers. C'est justement pourquoi la présentation commence par un rappel du processus administratif que j'ai essayé d'esquisser tout à l'heure : pour le moment, la réglementation qui régit la construction de l'EPR est le fameux DAC (*Décret d'Autorisation et de Création*) dont on avait parlé lors de la précédente CLI. L'installation nécessite ce que l'on appelle « une autorisation de mise en service » avant d'être mis en service.

La réglementation définit précisément ce qui est défini comme la mise en service d'une installation nucléaire et c'est la première introduction de matière nucléaire dans le périmètre de l'installation. Ou bien cela peut être la mise en œuvre d'un faisceau de particules, mais on n'est pas dans ce cadre-là. On est vraiment dans la première introduction de matière nucléaire dans le périmètre de l'installation. En l'occurrence, c'est de l'uranium enrichi qui entre dans le périmètre.

Je voulais séparer ce qui relève de partiel et ce qui relève de mise en service totale. La réglementation définit précisément ce qui est appelé « mise en service partielle ». C'est l'utilisation de matière radioactive pour la réalisation d'essais et l'arrivée du combustible neuf dans la piscine. Ce sont les deux cas décrits dans la réglementation. Cette arrivée de combustible ne se fait donc pas directement dans le réacteur. C'est le stockage dans le bâtiment-combustible du réacteur.

Il faut savoir que l'EPR est déjà partiellement mis en service. Je n'étais pas à l'ASN à l'époque. En revanche, on en avait discuté à la CLI. L'ASN a autorisé la mise en service partielle de l'EPR pour la réalisation d'essais à chaud avec de la vapeur tritiée. C'était donc de l'introduction de matière radioactive dans le périmètre du réacteur, vapeur très faiblement radioactive, mais c'était tout de même l'introduction de la matière radioactive. On avait aussi parlé aussi de mise en service partielle.

C'est finalement le lien qui se fera entre ces deux dossiers. Dans les deux cas. Même si, d'un côté on utilise des gaz radioactifs pour des essais et de l'autre, on amène le combustible à être stocké dans sa piscine en attendant le chargement dans le cœur, on appelle cela, dans ces deux cas, une mise en service partielle. Et c'est défini à l'article R593-35 du code de l'environnement de manière très précise, comme vous pouvez le voir sur les slides.

Ensuite, au slide suivant, on a rappelé finalement quelles étaient les demandes de l'exploitant. Comme vous l'avez indiqué, Monsieur Rousselet, ces demandes sont au nombre de deux : la première est de pouvoir réceptionner et entreposer ces fameux assemblages combustibles qui seront utilisés pour le fonctionnement futur de l'installation dans la piscine dédiée du bâtiment-combustible. Et puis une autre utilisation de matière radioactive, totalement différente puisque ce sont des gaz radioactifs, pour réaliser des essais de performance de dispositif de filtration qui auront pour objectif de filtrer éventuellement des

gaz radioactifs. Pour estimer les performances, on les teste avec les gaz radioactifs. La demande a été reçue en 2015. Elle a fait l'objet de plusieurs demandes de complément et de modifications de dossiers de la part d'EDF.

Suite à l'instruction de l'ASN, le projet a été soumis à la consultation du public le 31 août 2020. Comme je le rappelais, le dossier de l'exploitant est également disponible sur le site Internet de l'ASN. A l'heure actuelle, je n'ai pas les résultats de la consultation du public. Elle s'est terminée lundi dernier, me semble-t-il. Ces résultats seront intégrés dans la décision éventuellement prise par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Enfin, l'objectif de la présentation était aussi d'évoquer les enjeux pour l'ASN dans l'instruction. Il faut savoir que la consultation du public est une étape qui arrive avant la décision mais après l'instruction réalisée par les services de l'ASN. Les enjeux de l'instruction sur le premier dossier, c'est finalement l'arrivée du combustible neuf dans le périmètre du réacteur. Comme cela a pu être rappelé précédemment, les principaux risques sont majoritairement liés à la manutention du combustible. Notamment, l'ASN s'est penchée sur le scénario accidentel que constituerait la chute d'un assemblage combustible lors de sa manutention et sur les dispositions prises pour prévenir cet événement et, le cas échéant, limiter ses conséquences.

L'ASN s'est également portée sur les dispositions en lien avec la radioprotection. Il y a un certain nombre de crayons qui, eux, seront radioactifs car ils serviront au premier démarrage du réacteur. Il y aura donc certaines dispositions particulières de radioprotection des travailleurs.

Enfin, dans cette instruction, l'ASN a aussi réalisé une inspection qui a eu lieu les 18 et 19 août et dans laquelle elle s'est notamment intéressée à la conformité de l'installation, mais cette fois sur le terrain, à la préparation des équipes, à la qualité de la documentation, opératoire par exemple. Elle a passé en revue les essais de démarrage ainsi que les bilans fournis par l'exploitant, ce que l'on appelle les revues de conformité et les revues agression. Tous ces bilans ont été passés en revue et, à partir de tous ces éléments, elle a jugé que le niveau de préparation de l'exploitant, en vue de l'arrivée de combustible, était satisfaisant. C'est là le point sur le premier sujet qui est l'arrivée du combustible dans le périmètre du réacteur.

Ensuite, le deuxième sujet : la réalisation d'essais, donc de performance de certains systèmes de filtration au moyen de gaz radioactifs. L'objectif de ces essais est de tester l'efficacité de certains systèmes de filtration. Au besoin, si vous souhaitez des précisions, je laisserai EDF, qui connaît beaucoup mieux ces systèmes que moi, vous les apporter. Alors, il y a du charbon actif dans les lits à retard du système de traitement des effluents pour lequel on utilise un gaz traceur Krypton 85. Il y aura également des dégazeurs du système de traitement des effluents primaires qui, lui, utilise du Xénon 133. Puis, il y aura des pièges à iode de plusieurs systèmes de ventilation qui utilisent de l'iode 131. Ces essais consistent simplement à introduire finalement le gaz radioactif en amont de l'équipement et à tester son efficacité par une mesure de radioactivité en aval.

L'ASN, dans le cadre de l'instruction de ce dossier, a contrôlé les dispositions prises pour prévenir tout rejet intempestif de ces gaz traceurs dans l'atmosphère et prévenir également la radioprotection des travailleurs amenés à travailler à proximité.

Enfin, les rejets qui auront lieu dans le cadre de ces tests du système de filtration, ne remettent pas en cause l'étude d'impact de l'installation et, notamment, les limites installées par l'ASN concernant les rejets qui sont encadrés par la décision n° 2018-DC-639. On avait eu l'occasion de l'évoquer à cette même CLI. C'est une décision commune Flamanville 1&2&3.

Voilà ce que j'avais à dire pour ce projet de décision de mise en service partielle.

**M. LEPETIT.**- Merci. Des interventions ?

**M. JACQUES.**- C'est vrai que l'heure est grave parce que, effectivement, nous avons un décret de prolongation du DAC, comme l'ASN vient de le dire, pour une installation qui ne ressemble pas du tout au projet initial de l'EPR.

L'ASN prépare une autorisation de mise en service partielle en dépit des malfaçons de l'EPR – on en a parlé - des recours, des plaintes. Et, véritablement, cela fait beaucoup. Cela fait même trop. On pourrait même dire que trop, c'est trop, parce que, effectivement, de décision en décision, on fait comme si l'on mettait en service cet EPR sans le dire, tout simplement. Mais en le disant quand même.

Dans ce dernier sujet, il est clair que l'on met la charrue avant les bœufs, alors que rien n'est réglé. C'est vrai que l'on a parlé de beaucoup de sujets tout à l'heure, des vibrations, des soupapes pour lesquelles on ne sait pas trop. Nous, on sait aussi que la cuve n'est pas conforme, qu'il faudra changer le couvercle et qu'il y a aussi plein d'autres éléments dans cette machine qui ne satisfont pas, et qui ne satisfont même pas l'ASN si je lis bien.

C'est vrai que dans cette situation, ce n'est pas possible. En ce qui nous concerne au CRILAN, mais nous ne sommes pas seuls dans cette affaire. Je vous annonce que cette semaine, le 25, collectivement avec d'autres associations, nous allons engager un recours contentieux auprès du Conseil d'Etat contre cette autorisation de prolongation du DAC et que, selon l'avis de l'ASN qui sera donné par rapport à cette mise en service partielle, nous nous réservons effectivement la possibilité d'engager un recours de façon à ne pas voir ce démarrage de l'EPR et alors que rien n'est réglé.

**M. LEPETIT.**- Merci pour cette déclaration. Je pense qu'elle n'apporte pas de commentaires de la part de l'exploitant et de l'ASN. Y a-t-il d'autres interventions ou déclarations ?

Il me reste à remercier les intervenants, Monsieur Millet et Monsieur Manchon.

### 13. QUESTIONS DIVERSES

**M. LEPETIT.**- Souhaitez-vous évoquer ou voir mettre à l'ordre du jour de la prochaine CLI des sujets ? Je sais qu'au cours de cette journée, un certain nombre de sujets ont été identifiés. S'il n'y a pas de questions diverses, je vous remercie d'avoir respecté de façon très formelle et scrupuleuse toutes les dispositions. On se retrouve en début d'année. Je ne pense pas que l'on puisse faire des points intermédiaires à moins qu'un événement particulier ne nous y contraigne. En tout état de cause, ce sera en début d'année dans une nouvelle configuration, je l'espère. En tout cas, merci à tous les intervenants et merci à vous pour votre participation.

**M. GOSSET.**- Si vous le permettez, je crois savoir que c'est votre dernière CLI. Je tiens à vous remercier pour la qualité de l'accueil, notamment quand je suis arrivé, mais plus globalement pour la tenue des débats. Et j'aimerais que l'on vous applaudisse.

*(Applaudissements)*