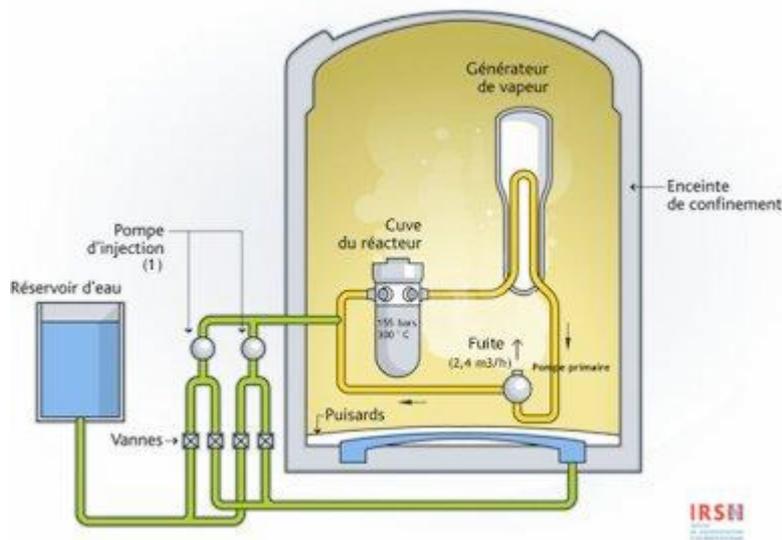


Le jeudi 05 avril la tranche n°2 de la centrale nucléaire de production d'électricité a connu un incident significatif.



A 12h20, une alarme incendie s'est déclenchée suite à un dégagement de fumée dans un local situé dans le bâtiment réacteur de l'unité de production n°2 de la centrale nucléaire de Penly. Les systèmes de sécurité se sont enclenchés normalement et le réacteur s'est arrêté automatiquement.

Il semblerait de sources sûres que cet incendie ait pris à l'intérieur même du bâtiment réacteur. Un dysfonctionnement d'une pompe primaire équipement très important pour la sûreté de l'installation a causé un feu.

La conjonction de l'incendie et le défaut de la pompe primaire a entraîné l'arrêt du réacteur.

A 19 h 30 alors que le réacteur était en situation d'arrêt à froid, EDF a informé l'ASN qu'une fuite du circuit primaire est apparue au niveau d'un joint de la pompe défaillante.

Toute la nuit de l'eau radioactive s'est écoulée sur le radier du bâtiment réacteur entraînant très certainement la mise en œuvre de dispositifs d'urgence pour assurer le refroidissement du cœur du réacteur.

Il s'agit donc d'un incident majeur puisque 17 heures ont été nécessaires pour en maîtriser les conséquences directes et indirectes. De surcroît plusieurs dizaines de mètres cubes d'eau radioactives se sont écoulés sur le radier du réacteur.

L'ASN, aujourd'hui sur place, effectue une inspection qui permettra de mieux comprendre les causes, la cinétique et les conséquences de cet événement

Nous sommes néanmoins en droit de nous poser quelques questions :

Comment se fait-il qu'une telle connaissance d'un événement de cette nature ?

Comment se fait il qu'EDF n'ait pas anticipé une telle défaillance sur le circuit primaire alors que les évaluations complémentaires de sûreté devaient inciter l'exploitant à une plus grande vigilance ?

Tout porte à croire que des défauts de maintenance seraient à l'origine de l'incendie. Cela malgré les innombrables remarques faites par l'ASN depuis des années....

Nous ne saurions cependant négliger le problème aigu du vieillissement des équipements sous pression des centrales nucléaires... même dans une centrale relativement jeune !

L'autorité de sûreté ne cesse de rappeler à l'exploitant des règles élémentaires de sûreté qui manifestement ne sont ni respectées ni appliquées.

Enfin il conviendrait d'étudier avec la plus grande rigueur l'impact sur l'environnement de cet événement significatif : si la ventilation du bâtiment réacteur a été activée pour évacuer les fumées, de la radioactivité a probablement été disséminée dans l'atmosphère... quant à l'eau qui a été perdue par le circuit primaire, nous espérons qu'elle sera d'aucune manière dans l'environnement.

Cet épisode pose clairement le problème de la disponibilité des réacteurs nucléaires.

Quoi qu'en pensent les thuriféraires de l'atome, ce mode de production d'énergie est bien trop complexe et sensible pour répondre à une demande d'électricité qui n'est pas maîtrisée.

Avaries et arrêt de tranche contredisent le mythe d'une énergie abondante et disponible. En 2012, la centrale de Penly devrait connaître 130 jours d'arrêt cumulés...

Force est de reconnaître que le nucléaire n'est ni fiable ni adapté à nos besoins.

Il est donc nécessaire d'admettre l'urgence de tourner la page du nucléaire pour construire ensemble un autre modèle énergétique local, participatif et solidaire

Spéciale dédicace aux agents de la centrale

Mais nous ne saurions clore se communiquer sans reconnaître le dévouement et le professionnalisme des agents de la centrale de Penly qui ont connu le 05 avril 2012 un Jeudi noir

Avis de l'ASN publiés relatifs à la tranche 2 de la CNPE de Penly

23 décembre 2010

Le 8 décembre 2010, EDF a informé l'ASN d'une anomalie de tenue au séisme de divers matériels situés dans la station de pompage de certains réacteurs de 900 MWe (centrales de Cruas, Tricastin, Blayais et Gravelines) et de 1300 MWe (centrales de Penly et Flamanville, réacteurs n°3 et 4 de Paluel).

Les matériels concernés sont des structures métalliques secondaires (consoles, escaliers...), ou des éléments secondaires préfabriqués en béton armé (panneaux verticaux à côté d'un escalier). **En cas de séisme, ces éléments pourraient se désolidariser et endommager des matériels nécessaires pour refroidir le réacteur tels que des pompes, des tuyauteries, de l'instrumentation faisant partie du circuit de refroidissement en « eau brute secourue » (SEC).**

La tenue au séisme de ces matériels, qui n'était pas requise lors de la construction des réacteurs, aurait dû être apportée à la suite des deuxièmes réexamens de sûreté de ces réacteurs. En effet, à cette occasion, EDF a engagé des modifications afin de garantir que les matériels importants pour la sûreté ne puissent pas être endommagés par d'autres éléments en cas de séisme. L'anomalie générique a été détectée par l'exploitant dans le cadre des études engagées lors du troisième réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe.

En cas de séisme, la fonction de refroidissement pourrait toutefois être assurée par des systèmes redondants pour les centrales de Cruas, Tricastin et Blayais. Néanmoins, pour les centrales de Gravelines, Penly, Flamanville ainsi que les réacteurs n°3 et 4 de Paluel, l'anomalie pourrait provoquer la perte totale de la fonction du circuit SEC. Des dispositions palliatives pourraient alors éventuellement être appliquées en fonction des sites pour assurer le refroidissement du réacteur.

Au cours d'une inspection effectuée à l'Unité d'ingénierie d'exploitation (UNIE) le 14 décembre 2010, l'ASN a demandé à l'exploitant de justifier les délais de réparation de cette anomalie. Afin de remettre en conformité les réacteurs, EDF projette de mettre en œuvre des réparations dès février 2011 sur les centrales de Gravelines, Penly, Flamanville ainsi que sur les réacteurs n°3 et 4 de Paluel. Les remises en conformité de l'ensemble des réacteurs seront terminées à l'été 2011. L'ASN considère ces délais comme acceptables.

12 janvier 2010

Le 30 septembre 2009, EDF a déclaré à l'Autorité de sûreté nucléaire un événement relatif au graissage des motopompes du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Cette anomalie concerne les sites du Blayais (réacteurs 1, 2, 3 et 4), de Gravelines (réacteur 1), du Tricastin (réacteurs 1, 2, 3 et 4), de Cattenom (réacteurs 1, 3 et 4), de Nogent (réacteur 1), de Penly (réacteurs 1 et 2) et de Civaux (réacteur 2).

Une motopompe est un dispositif mécanique actionné par un moteur qui est utilisé pour aspirer, pour déplacer ou pour comprimer des liquides et des gaz. Le système RRA est conçu pour contribuer à l'évacuation de la puissance thermique du circuit primaire de réfrigération du réacteur, dans les conditions normales d'exploitation et pour certaines situations accidentelles. Ce système est « qualifié », c'est-à-dire, que son aptitude à remplir ses fonctions dans ces conditions a été vérifiée.

Lors d'opérations de maintenance préventive, EDF a constaté des mélanges de graisses dans les motopompes du système RRA, susceptibles de remettre en cause cette qualification. En effet, bien que chacune des graisses soit individuellement qualifiée, aucun élément ne permet d'affirmer que leur mélange l'est.

EDF a mis en place des actions de vérification et de remise en conformité des anomalies constatées. La mise en œuvre de ces actions est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire, notamment lors des arrêts pour rechargement des réacteurs.

09 juillet 2007

Le mauvais éventage des circuits d'injection de sécurité (RIS) du réacteur de PENLY 2 a conduit à une indisponibilité des pompes de ce circuit d'une durée de deux jours. Cette indisponibilité a été détectée le 12 juin 2007, après analyse du dépassement du délai autorisé pour réaliser deux essais périodiques sur ce même circuit.

Le circuit d'injection de sécurité (RIS) permet, en cas de grosse brèche du circuit primaire, de récupérer l'eau collectée dans les puisards du bâtiment du réacteur et de la réinjecter dans le circuit primaire. Lorsque le réacteur est en puissance, ce circuit est toujours plein. La maintenance de ce circuit nécessite la vidange, puis le remplissage de ses tuyauteries. En fin d'intervention, lors des opérations de remplissage, l'exploitant doit s'assurer de l'ouverture d'évents afin d'éviter la présence d'air dans le circuit.

Le réacteur n°2 de Penly était à l'arrêt depuis le 17 février 2007 pour maintenance et rechargement en combustible. Des essais périodiques ont été réalisés les 16 et 18 avril 2007 sur le circuit d'injection de sécurité (RIS) afin de vérifier les niveaux d'eau dans les puisards RIS et réaliser des appoints éventuels. La durée d'une heure autorisée pour réaliser ces essais a été dépassée de quelques minutes car les appoints d'eau nécessaires étaient plus importants que prévus. Après investigation, le site a découvert que ces appoints importants en eau traduisaient la présence d'air dans les circuits, à la suite d'un mauvais éventage de ces mêmes circuits.

Ainsi, en cas d'incident nécessitant la mise en œuvre de l'injection de sécurité, le bon fonctionnement de cette dernière n'aurait pas été garanti compte tenu des difficultés potentielles d'amorçage des pompes RIS liées à cette présence d'air dans les circuits.

Cet événement n'a eu aucune conséquence réelle puisque le circuit d'injection de sécurité n'a pas été sollicité pendant la période d'indisponibilité du circuit.

En raison de l'indisponibilité des pompes du circuit d'injection de sécurité et du non-respect de la conduite à tenir associée, cet incident a été classé au niveau 1 de l'échelle INES qui en compte 7.

Dossier relatif à l'accident de l'UP 2 de la CNPE de Penly, 05 avril 2012

13 mars 2007

A la suite de la détection d'une anomalie concernant les filtres des puisards du circuit de recirculation de ses réacteurs nucléaires (cf. avis d'incident du 7 janvier 2004), EDF a engagé un changement de ces filtres. Le 14 février 2007, EDF a informé l'Autorité de sûreté nucléaire **que certains filtres nouvellement installés ne permettent pas, en cas de survenue de certaines fuites accidentelles sur le circuit primaire, de garantir un débit de recirculation suffisant.**

Les puisards, situés au fond du bâtiment réacteur, ont pour fonction de collecter l'eau qui s'échapperait en cas de situation accidentelle avec fuite importante du circuit primaire, pour permettre sa recirculation dans le circuit d'injection de sécurité et dans le circuit d'aspersion dans l'enceinte et ainsi refroidir le cœur du réacteur.

Les nouveaux filtres permettent de prévenir le risque de colmatage des puisards en situation accidentelle identifié en 2004.

La réévaluation par l'exploitant des niveaux d'eau au fond du bâtiment réacteur dans les différentes situations accidentelles a toutefois conduit à identifier une anomalie de conception des nouveaux filtres. En effet, dans le cas où le niveau d'eau au fond du bâtiment réacteur est trop bas, les collecteurs des filtres sont partiellement émergés, et compte tenu de la géométrie des nouveaux filtres, le débit d'eau de recirculation peut être insuffisant.

Cette anomalie concerne 7 réacteurs nucléaires à eau sous pression du palier 900 MWe.

L'exploitant a mis en place des dispositions de conduite spécifiques en cas de situation accidentelle, qui permettent de pallier en partie l'anomalie.

Il modifiera les filtres pour remédier de manière pérenne à l'anomalie. Cette modification ne devrait pas remettre en question les échéances prévues pour le remplacement des filtres sur l'ensemble des réacteurs.

14 août 2006

Le 3 août, le site de Penly détecte l'indisponibilité d'une turbopompe lors d'un essai périodique alors que celle-ci est requise par les règles d'exploitation depuis le 30 juillet.

Le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (circuit ASG) fournit à ces derniers, en cas de défaillance de l'alimentation principale, l'eau nécessaire au refroidissement du réacteur. Il est également utilisé lors des périodes de démarrage et d'arrêt du réacteur. Ce circuit de sauvegarde est redondant et comporte donc deux voies équipées chacune d'une motopompe et d'une turbopompe. La turbopompe est entraînée par une petite turbine actionnée par de la vapeur prélevée sur les générateurs de vapeur. Celle-ci est considérée comme disponible et donc apte à remplir sa fonction si elle fonctionne normalement et si sa vitesse peut être pilotée de la salle de commande. Lors de l'arrêt pour simple rechargement du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, une maintenance est effectuée sur une turbopompe. Lors de cette intervention, une connexion électrique permettant le bon fonctionnement d'une alarme est remplacée de manière préventive.

L'alarme en question apparaît si la vitesse de la turbopompe ne peut être pilotée depuis la salle de commande.

Le 3 août, lors d'un essai périodique, l'exploitant n'arrive pas à augmenter la vitesse de la turbopompe malgré l'absence d'alarme. La turbopompe est déclarée indisponible. Au sens des spécifications techniques d'exploitation (STE), cette pompe devait être disponible à partir du 30 juillet. Après expertise, il s'avère que la connexion installée présente un défaut de câblage et transmet une information contraire à celle prévue. Pour cette raison, l'alarme qui aurait dû se déclencher est restée inactive. Le site a remis en conformité le matériel au plus vite respectant ainsi la conduite à tenir.

Cet incident n'a pas eu de conséquences immédiates sur le fonctionnement de l'installation, aucune perte de l'eau alimentaire normale des générateurs de vapeur n'ayant eu lieu durant la durée de l'indisponibilité. En raison de la détection tardive du défaut, due à un manque de vérification du matériel à l'issue de l'intervention de maintenance, cet incident a été classé au niveau 1 de l'échelle INES.

19 février 2003

Le 9 janvier 2003, EDF a déclaré un événement significatif pour la sûreté à caractère générique relatif aux défauts d'étanchéité de crayons de combustible apparus depuis deux ans sur plusieurs réacteurs du palier 1300 MWe.

Ce phénomène, dit de "fretting", résulte d'une usure vibratoire des gaines des crayons au contact des ressorts de la grille inférieure des assemblages combustibles. Une perte de maintien des ressorts des grilles du fait de leur irradiation en réacteur et un régime hydraulique entraînant la mise en vibration des crayons sont vraisemblablement à l'origine de cette usure.

Les réacteurs de Cattenom 3 et Nogent 2 ont été touchés avec une ampleur encore non expliquée, respectivement au cours de leur cycle 8 et 11. Sur Cattenom 3, 92 crayons non étanches ont été dénombrés, répartis sur 26 assemblages combustibles dans leur troisième cycle d'irradiation et 2 assemblages de deuxième cycle. Sur Nogent 2, le phénomène a touché 37 crayons répartis sur 22 assemblages de troisième cycle.

Les autres réacteurs concernés par ce phénomène sont, selon EDF, Cattenom 4 (cycle 8) où 7 assemblages ont été déclarés non étanches, Cattenom 1 (cycle 11) et Penly 1 (cycle 9), avec 2 assemblages non étanches, Flamanville 2 (cycle 11), Golfech 1 (cycle 8), Paluel 4 (cycle 12), Nogent 2 (cycle 10), Paluel 1 (cycle 13) et Penly 2 (cycles 7 et 8) avec 1 assemblage non étanche.

Afin de détecter plus rapidement toute apparition de défauts similaires dans le combustible, et de limiter l'activité du réfrigérant primaire et la dissémination de matière combustible dans le circuit primaire, l'ASN impose une surveillance radiochimique renforcée du fluide du circuit primaire sur les réacteurs Cattenom 1, 3, 4 et Nogent 2 et des conditions d'arrêt de ces réacteurs, en cas d'évolution anormale de l'activité du fluide primaire.

EDF a proposé d'utiliser des assemblages combustibles renforcés en partie inférieure pour résoudre ce problème ; une première recharge de ce type a été introduite dans le réacteur Cattenom 3.

17 juillet 2002

Le 17 juillet, lors de la réalisation d'un essai sur un dispositif de mesure du flux neutronique, l'exploitant a constaté qu'une disposition prescrite par les spécifications techniques d'exploitation n'était pas respectée.

L'exploitant doit surveiller en permanence le flux de neutrons émis par le coeur du réacteur pour pouvoir contrôler toute augmentation intempestive de la puissance, ainsi que tout déséquilibre dans la répartition de la puissance à l'intérieur du coeur.

Des essais sont donc réalisés régulièrement sur les systèmes de mesure du flux neutronique, afin de s'assurer de leur bon fonctionnement. Pour réaliser l'essai du 17 juillet, l'exploitant a dû désactiver le dispositif de mesure testé. Dans une telle situation, le flux de neutrons émis par le coeur du réacteur reste contrôlé par trois autres dispositifs, analogues au premier et toujours disponibles.

Cependant, à titre de compensation, les spécifications techniques demandent de mettre en oeuvre une instrumentation supplémentaire, pour mesurer le déséquilibre de puissance dans le coeur au moins une fois par heure. Cette disposition n'a pas été respectée. Dès la détection de cet écart, l'exploitant a réalisé la mesure oubliée. Elle a confirmé l'absence de déséquilibre de puissance dans le coeur.

Cet incident n'a pas eu de conséquences sur l'environnement, ni sur la santé des travailleurs ou du public. Toutefois, en raison du non-respect des spécifications techniques d'exploitation, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle **INES**.

11 juillet 2002

Le 11 juillet, alors qu'EDF préparait le redémarrage du réacteur 1, l'exploitant a constaté qu'une pompe d'alimentation de secours en eau et une partie du circuit d'aspersion de l'enceinte étaient indisponibles, alors qu'elles sont requises par les spécifications techniques d'exploitation.

Le circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur fournit l'eau nécessaire pour évacuer la puissance du réacteur, en cas de défaillance partielle ou totale du système d'alimentation normale. Il est également utilisé lors des périodes de démarrage et d'arrêt du réacteur. Le circuit d'aspersion dans l'enceinte, quant à lui, n'est utilisé qu'en cas d'accident. Il pulvérise de l'eau contenant de la soude dans le bâtiment du réacteur, afin de diminuer la pression et la température, et d'éliminer l'iode radioactif éventuellement rejeté. Pour des raisons de sûreté, chacun de ces circuits est doublé. Ainsi, lorsqu'une des voies n'est pas disponible, par exemple à l'occasion d'une réparation, l'autre peut être utilisée.

Dans la nuit du 10 au 11 juillet, l'exploitant préparait le redémarrage du réacteur 1. La température du circuit primaire a été augmentée, pour dépasser 90°C. **Dans cette situation les spécifications techniques d'exploitation, un document de référence approuvé par l'Autorité de sûreté, imposent que**

certaines équipements soient disponibles. C'est le cas du circuit d'aspersion dans l'enceinte, dans sa totalité, et du circuit d'alimentation de secours en eau, sur une voie au moins. Or plus tard, dans la journée du 11 juillet, l'industriel a constaté que ces matériels n'étaient pas prêts à fonctionner.

Les contrôles réalisés par différentes personnes, durant la procédure qui accompagne le passage du réacteur au-dessus de 90°C, n'ont pas permis de constater qu'une des pompes d'alimentation de secours en eau, et une des voies du circuit d'aspersion dans l'enceinte, n'étaient pas disponibles.

Cet incident n'a pas eu de conséquences sur l'environnement, ni sur la santé des travailleurs ou du public. Toutefois il a été classé au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES) en raison de lacunes dans le processus d'assurance de la qualité, lors du démarrage d'un réacteur.

Lettres de suite d'inspection relatives au circuit primaire et aux dispositifs de refroidissement d'urgence de la tranche 2 de la centrale de Penly

Inspection n° INSSN-CAE-2012-0293 du 08 mars 2012.

L'inspection du 08 mars 2012 portait sur l'organisation retenue par le CNPE de Penly pour assurer le fonctionnement des circuits suivants, classés pour les trois premiers d'entre eux Importants Pour la Sûreté (IPS) : alimentation de secours des générateurs de vapeur (circuit ASG), distribution d'eau déminéralisée de la partie conventionnelle (circuit SER), contournement global de la turbine (circuit GCT) et extraction condenseur (circuit CEX). Les inspecteurs se sont également rendus en salle de commande et en salle des machines du **réacteur n° 2** pour contrôler notamment certaines valeurs des paramètres chimiques de ces circuits.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en oeuvre sur le site pour assurer le suivi et le fonctionnement de ces quatre circuits est globalement satisfaisante. Toutefois, une attention particulière devra être portée à la rigueur et à la tenue des gammes des essais périodiques et des programmes de maintenance préventive.

Cette inspection a fait l'objet d'un constat d'écart notable.

Je vous demande de :

- **m'indiquer les raisons pour lesquelles les documents visés dans le constat d'écart notable suscités n'ont pas été établis,**
- **me faire part de votre analyse sur l'impact, en terme de sûreté, de l'absence de remplacement du joint usagé du trou d'homme de la bâche « 1 ASG 011 BA » lors de la dernière visite décennale du réacteur n° 1,**
- **définir une nouvelle échéance pour remplacer au plus tôt le joint usagé précité. Vous justifierez l'échéance retenue.**

Inspection n° INSSN-CAE-2012-0291 du 15 février 2012.

B.1 Traitement de l'inétanchéité du clapet 2RCV265VP

Lors de leur visite en salle de commande du réacteur n° 2, les inspecteurs ont examiné l'instruction temporaire n° 2011-00061 traitant de l'inétanchéité du clapet 2RCV265VP du circuit RCV6 depuis le 8 décembre 2012. Cette inétanchéité provoque une montée en pression de la ligne en amont de la pompe 2RCV191PO ce qui nécessite des dépressurisations contrôlées de la ligne. L'instruction

temporaire indique notamment qu'une ITS7 sera rédigée pour prendre en compte cette défaillance et qu'une analyse de sûreté a été émise par le service SEQ8.

Je vous demande de me transmettre l'analyse de sûreté portant sur l'inétanchéité du clapet 2RCV265VP. Vous veillerez à ce que cette analyse se prononce également sur l'impact de cette défaillance sur la conduite accidentelle.

Inspection n° INSSN-CAE-2011-0369 du 16 novembre 2011.

A.2. Analyse de pièces de rechange montées

Les services centraux d'EDF ont, en début d'année 2011, transmis aux centrales nucléaires une liste de pièces de rechange utilisées, entre autres, pour des matériels qualifiés aux conditions accidentelles et susceptibles de remettre en cause cette qualification. Ils ont demandé à chaque centrale de procéder à une analyse des matériels potentiellement impactés.

Vos représentants ont indiqué que le CNPE de Penly avait identifié que seules les vannes 2 REN 901 VP et 2 REN 433 VP étaient concernés. Les systèmes n'ayant pas d'exigences spécifiques de qualification aux conditions accidentelles, le CNPE de Penly n'a pas jugé utile de procéder à une analyse plus poussée. En outre, aucune fiche d'écart n'a été ouverte.

Les inspecteurs vous ont fait remarquer que les systèmes en questions étaient important pour la sûreté et avaient des exigences relatives notamment aux équipements sous pression et d'isolement enceinte.

Je vous demande d'analyser l'impact de l'usage de ces pièces de rechange sur les différentes exigences définies de ce matériel important pour la sûreté. Vous me transmettez le bilan de votre analyse et me décrivez les éventuelles actions prises.

B.4. Anticipation de l'obsolescence des matériels

En ce qui concerne la thématique de la gestion de l'obsolescence, il ressort que les CNPE sont notamment en charge de faire remonter auprès des services centraux d'EDF les difficultés auxquelles ils sont confrontés lors des approvisionnements de pièces de rechange.

Ces informations permettent aux services centraux d'EDF de définir les pièces de rechanges à utiliser et de vérifier, le cas échéant, qu'elles permettront de maintenir la qualification aux conditions accidentelles des équipements dont elles font partie.

Vos représentants ont précisé qu'il n'existait pas à leur connaissance de démarche systématique d'anticipation des problématiques d'obsolescence portant, par exemple, sur l'identification chez les fournisseurs des pièces qui ne sont ou ne seront plus fabriquées, sur l'information ciblée en conséquence des CNPE impactés ou sur une démarche locale pro-active. Ainsi, la détection de l'obsolescence par le CNPE n'a lieu que lors de la préparation des interventions, quelques mois auparavant.

Je vous demande de m'informer des dispositions prises à ce jour par EDF, en ce qui concerne l'anticipation de l'obsolescence de matériel. Vous préciserez, le cas échéant, si des évolutions sont prévues dans ce domaine.

Vos représentants ont indiqué, en outre, qu'ils ne disposaient pas des informations permettant de se prononcer eux même sur l'adéquation des pièces proposées avec le niveau de qualification des équipements dont elles font partie. Cette démarche de vérification est portée uniquement par les services centraux d'EDF. Les CNPE ne disposent pas, par exemple, des fiches de maintien de la qualification qui peuvent contenir des informations relatives au montage de l'équipement.

Je vous demande de vous positionner, avec l'appui de vos services centraux, sur la suffisance de ces dispositions.

Inspection n° INSSN-CAE-2011-370 du 19 octobre 2011.

L'inspection du 19 octobre 2011 portait sur l'organisation retenue par le CNPE concernant les systèmes importants pour la sûreté VVP, GCT, KRT, et SAR₁. Les inspecteurs se sont concentrés sur la réalisation des essais périodiques et la maintenance de chaque système. La visite des installations a été effectuée sur le réacteur n° 1 qui est en arrêt pour sa visite décennale.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en oeuvre sur le site pour assurer le fonctionnement des circuits IPS précités est satisfaisante. La mise en place de fiches supports d'aide aux opérateurs sur certains essais à enjeu de sûreté est de nature à fiabiliser les pratiques. Les problèmes récurrents de fonctionnement de la vanne 2 VVP 113 VV ont conduit les inspecteurs à confirmer la nécessité d'un suivi renforcé de ce matériel en l'étendant aux autres vannes identiques des circuits VVP du site.

A . Demandes d'actions correctives

A.1 Fiche saphir de la vanne 2 VVP 113 VV

Dès leurs survenues, à partir du 25 juillet 2011, les problèmes de dysfonctionnement de la vanne 2 VVP 113 VV ont donné lieu à la création d'un dossier complet de situation ou « fiche saphir » sous le n° 9687416 qui au jour de l'inspection, était vierge de tout renseignement.

Je vous demande de compléter la fiche saphir par l'historique des problèmes survenus sur la vanne et de me communiquer cette fiche qui devra au minimum être à l'état de validation de « bon à diffuser ».

A.2 Dossier de modification PNRL 3014

Un état des dossiers de modifications réalisées sur les circuits IPS inspectés à été remis en séance. Concernant le dossier de modification PNRL 3014 relatif au « bouchage REN filtration des chaînes KRG-APG », qui est mis en oeuvre sur les deux réacteurs depuis 2007 et 2008, il est indiqué dans le document remis, qu'il « *reste à requalifier l'installation en configuration filtration isolée (GV 42 tranche 1)* ».

Je vous demande de solder définitivement, la mise en oeuvre de ce dossier de modification sur le réacteur n° 2.

Inspection n° INSSN-CAE-2011-0374 du 11 octobre 2011

L'inspection du 11 octobre 2011 concerne les conditions d'intervention en zone contrôlée, notamment sur les chantiers en cours pendant l'arrêt pour visite décennale du réacteur numéro 1.

Au vu de cet examen par sondage, l'organisation définie et mise en oeuvre sur le site pour maîtriser la radioprotection semble satisfaisante. Toutefois, la gestion des appareils de mesure de débit de dose et de contamination devra être améliorée de façon à garantir une disponibilité permanente et la qualité des analyses de postes devra être optimisée pour que le prévisionnel dosimétrique corresponde mieux à la réalité.

A.1 Gestion du matériel de radioprotection (articles R 4451-24 et R.4451-23 du Code du Travail, article 26 de l'arrêté du 15 mai 20061)

Les inspecteurs ont constaté en sortie de plusieurs chantiers ou locaux potentiellement contaminants, l'absence (cas du local 1RC0602) ou la présence de contrôleurs MIP 10 non branchés (sur des chantiers sur 1 RCV 094 VP et sur 1 RCP 023 VP) faute de prise de courant ou d'adaptateur disponibles. Les appareils disposent néanmoins d'une batterie leur permettant de fonctionner en autonomie pendant un certain temps mais dans le dernier cas, l'appareil indiquait une décharge imminente. Cette situation pourrait conduire à rendre impossible le contrôle de la contamination en sortie du chantier.

S'agissant du local 1RC0602 où l'absence de MIP 10 a été constatée, les inspecteurs ont noté que le document de suivi du chantier concernant le chantier des diaphragmes RRA prévoit un point de contrôle des conditions d'interventions en terme de radioprotection qui a été levé par votre service de radioprotection.

Les inspecteurs ont également constaté que les consignes d'utilisation des MIP 10 et les règles à suivre en cas de contamination ne sont pas systématiquement affichées de façon lisible et facilement compréhensible sur ou à proximité des appareils, tant sur les chantiers que pour les MIP 10 ou les contrôleurs de mains/pieds ou de petits objets affectés à poste fixe, notamment en sortie du bâtiment réacteur (BR).

Les inspecteurs ont constaté que des personnes sortant de zone contrôlée n'effectuaient pas le précontrôle requis au MIP10.

Enfin, à leur deuxième entrée en zone contrôlée vers 15h, les inspecteurs ont constaté que plus aucun radiamètre n'était disponible au magasin. Le radiamètre est pourtant un outil de sécurité indispensable pour toute équipe de travail intervenant en zone contrôlée.

Je vous demande de vous assurer que le matériel de radioprotection est disponible en quantité suffisante et disposé aux endroits où il est requis, de compléter l'affichage des consignes

d'utilisation des équipements de contrôle de contamination et de le rendre plus intuitif en terme de compréhension. Je vous demande également de vous assurer de l'application des consignes que vous avez définies en terme de contrôle de contamination.

B . Compléments d'information

B.5 Chantier sur la vanne 1 RCV 094 VP

Les inspecteurs ont observé qu'un sas avait été mis en place pour intervenir sur cet organe démonté. Les échanges avec les intervenants ont fait apparaître que l'opération devait initialement être réalisée dans un autre sas à proximité de la vanne. A la suite d'un dysfonctionnement sur la borne à air qui devait être utilisée pour le sas initial, le chantier a été reporté puis la vanne (environ 20kg) a été déplacée manuellement dans un autre sas situé à un autre étage du BR. Ce défaut d'organisation engendre à plusieurs titres une démarche ALARA non maîtrisée ainsi qu'une augmentation des risques :

- temps d'intervention et donc dosimétrie plus élevés ;
- déplacement manuel d'un équipement contaminé.

Je vous demande de m'indiquer les dispositions que vous allez mettre en place pour optimiser l'organisation des interventions de façon à limiter la durée des interventions en zone contrôlée et éviter l'accroissement du risque d'exposition aux rayonnements ionisants par la réalisation de manutentions non indispensables.

Inspection n° INSSN-CAE-2011-0852 des 28, 29, 30 juin et 1er juillet 2011.

L'Autorité de sûreté nucléaire a engagé en 2011 une campagne d'inspections ciblées sur le premier retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Les inspections ciblées ont pour but de contrôler la conformité des installations au référentiel existant vis à vis de la gestion des situations d'urgence, des risques de séisme, d'inondation, de perte des alimentations électriques et de perte du refroidissement. Ces inspections ciblées sont réalisées en supplément des évaluations complémentaires de sûreté prescrites à EDF par la décision n°2011-DC-02131 de l'ASN.

Pour le CNPE de Penly, l'inspection a été menée du 28 juin au 1er juillet 2011 sur les cinq thèmes précités. Les quatre inspecteurs de l'ASN étaient accompagnés de représentants de l'IRSN. Deux représentants de la commission locale d'information auprès des centrales nucléaires de Paluel et de Penly ont participé en tant qu'observateurs à deux journées d'inspection.

L'objet de l'inspection était d'examiner pour chaque thème, l'organisation du site, la déclinaison des référentiels applicables, la conformité des installations, la gestion des matériels importants pour la sûreté, les moyens humains disponibles et la prise en compte du retour d'expérience tant interne que national. Sur le terrain, plusieurs installations ont été inspectées dont notamment les locaux d'instrumentation sismique et les deux stations de pompage. Les inspecteurs ont également mené

plusieurs exercices inopinés de mise en situation et de déploiement des moyens prévus par le plan d'urgence interne (PUI) de la centrale.

L'évaluation finale est satisfaisante sur les cinq thématiques inspectées. Les inspecteurs portent un jugement positif sur les dispositions organisationnelles mises en place et sur la prise en compte de ces risques par le CNPE. Concernant les stations de pompage, une notable amélioration de la situation a été constatée par rapport à un précédent état effectué en 2006.

En revanche, la prise en compte de la thématique « séisme » doit être améliorée sur le site. Un constat d'écart notable a ainsi été relevé sur cette thématique pour une non conformité réglementaire de la position d'un accéléromètre sismique dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires.

A.8 Alimentation électrique : grille d'analyse des essais périodiques

Lors de l'examen par sondage des gammes d'essais périodiques (EP) renseignées, les inspecteurs ont constaté que la demande de vos services centraux (réf : courrier DPN/UNIE/D4550.34-10/2890 du 28 juin 2010) relative à l'intégration d'une nouvelle grille d'analyse des conditions d'acceptabilité des EP du chapitre IX des règles générales d'exploitation (RGE) et des essais physiques du coeur n'est pas prise en compte par tous les services concernés, ni déclinée dans toutes les gammes d'EP du site.

Je vous demande de prendre en compte dans les meilleurs délais, la demande de vos services centraux par tous les services concernés et de m'indiquer les délais dans lesquels ce courrier sera intégralement pris en compte dans les gammes d'EP du site.

A.9 Alimentation électrique : contrôle-commande de la turbine à combustion

Dans la réponse du 18 novembre 2010 à la question « B7 » de l'inspection « alimentation de secours » du 8 septembre 2010, vous avez indiqué avoir demandé à vos services centraux une dérogation au programme de base de maintenance préventive « PBMP PB-AM 764-03, indice 01 » pour mettre en place une maintenance préventive sur le contrôle-commande modifié de votre turbine à combustion (TAC).

Pour l'heure, vous n'avez pas de retour formel sur l'acceptation ou non, des adaptations que vous proposez. Ces adaptations sont toutefois déjà mises en oeuvre sur la TAC.

Je vous demande de préciser après validation par vos services centraux, les mesures mises en place pour la maintenance du contrôle-commande de la TAC de Penly.

A.10 Alimentation électrique : résultats d'analyse de fluides

L'examen des résultats d'analyse du liquide de refroidissement des moteurs Diesel des groupes électrogènes de secours a montré que les teneurs en zinc et en phosphate ne sont pas prises en compte alors qu'il s'agit d'une prescription du programme de maintenance préventive des diesels LHP/LHQ.

Par ailleurs, dans une analyse d'huile moteur sur 1LHP, un écart a été détecté par les inspecteurs sur une mesure de la teneur en eau ressortant à 0,08 % alors que le critère fixé par le PBMP est de 0,05 %. Aucune justification du traitement de cet écart n'a pu être apportée le jour de l'inspection.

Dossier relatif à l'accident de l'UP 2 de la CNPE de Penly, 05 avril 2012

Enfin, un prélèvement de cette huile a été effectué le 31 mars 2011 alors que le résultat de l'analyse n'a été reçu que le 10 juin, soit plus de deux mois après. Ce point avait déjà fait l'objet de la question « A2 » lors de l'inspection du 8 septembre 2010. Il n'est donc toujours pas soldé malgré les éléments de réponse que vous aviez alors apportés quant à l'amélioration du délai entre la date de prélèvement et la date de réception des résultats d'analyse.

Je vous demande à nouveau, de mettre en place une organisation permettant d'assurer un suivi régulier et rigoureux des résultats d'analyses des fluides des diesels LHP/LHQ sur les deux réacteurs.

Je vous demande de m'informer des suites données au traitement de l'écart constaté sur la mesure de la teneur en eau de l'huile du diesel 1 LHP.

Inspection n° INSSN-2011-0377 des 19 et 22 avril 2011.

A . Demandes d'actions correctives

A.1. Levée des préalables

Lors de l'inspection du 19 avril 2011, les inspecteurs ont examiné le programme de surveillance du chantier relatif aux opérations de maintenance des GMPP. Ils ont constaté que le procès verbal de levée des préalables n'avait pas été rempli (et par suite, non validé) alors que les autorisations relatives à l'ouverture du chantier avaient été délivrées aux intervenants lors de la levée des préalables.

Je vous demande, vis à vis notamment de la directive interne n° 116, de veiller à remplir et à valider les procès verbaux de levée de préalable lors de l'ouverture des chantiers.

B . Compléments d'information

B.2. Capteurs de température des GMPP

Le 19 avril 2011, les inspecteurs ont constaté que les intervenants du chantier relatif à la maintenance des groupes motopompes primaires principales (GMPP) ont utilisé, pour réaliser les opérations de dépose et de repose des capteurs de température sur le logement du joint n° 1 des GMPP, la spécification technique référencée « 6 MN 12262 – ind. B » du 19 octobre 2004. Néanmoins, cette spécification technique ne fait pas partie de la liste des documents applicables du chantier.

Je vous demande de vous positionner, par rapport à l'impact éventuel sur la sûreté, sur l'absence de cette spécification technique dans la liste des documents applicables au chantier de maintenance des GMPP. Vous m'indiquerez par ailleurs les raisons pour lesquelles cette spécification ne fait pas partie de la liste précitée des documents applicables.

B.3. Conditions d'accès au chantier du puisard 2 RIS 011 BA

Les inspecteurs se sont rendus, le 19 avril 2011, sur le chantier du puisard 2 RIS 011 BA. Les risques ainsi que les prescriptions particulières associés à ce chantier n'étaient pas indiqués sur le panneau d'accès (seule l'indication « *port des EPI individuels* » était mentionnée sur le panneau précité).

Pourtant, l'accès au chantier comportait un saut de zone au regard duquel il apparaissait que ladite zone était contaminée et que des sur-bottes devaient y être portées.

Je vous demande de m'indiquer les conditions d'accès qui étaient fixées pendant le déroulement de ce chantier. Par ailleurs, vous veillerez à ce que les conditions d'accès aux chantiers soient distinctement précisées lors des prochains arrêts de réacteur.

Inspection n° INSSN-CAE-2011-0368 du 29 mars 2011.

A.3 Revue technique « confinement-ventilation ».

Il a été indiqué aux inspecteurs qu'une revue technique de la fonction « confinement-ventilation » doit être réalisée annuellement.

A cet égard, il convient de noter que le mode opératoire organisationnel intitulé « Rédaction des revues techniques » référencé D 5039-GO-IN.039 du 30 mars 2010 précise qu'une « *revue technique d'exploitation est un document listant l'ensemble des problèmes techniques recensés au niveau de la fonction étudiée* ». Ce mode opératoire indique également qu'une « *revue technique est un document présentant un bilan de l'année d'une partie de l'installation de production* ».

Malgré ce qui précède, il a été constaté qu'aucune revue technique de la fonction « confinement-ventilation » n'a été réalisée en 2010 (la dernière revue technique de cette fonction a été réalisée le 02 juillet 2009).

Je vous demande de réaliser une revue technique de la fonction « confinement-ventilation » en 2011.

Vous m'indiquerez également :

- les raisons pour lesquelles cette revue technique n'a pas été réalisée en 2010,
- les dispositions prises pour éviter qu'une telle situation ne se reproduise.

A.4. Eléments importants pour le confinement dynamique.

La note intitulée « Suivi et contrôle en exploitation du confinement dynamique des locaux de l'îlot nucléaire des centrales REP » référencée D4550.09.04.1217 du 08 octobre 2004 dispose que les éléments importants pour le confinement dynamique qui ne sont pas pris en compte dans les programmes « risques incendie ou inondation interne » font l'objet d'un programme de contrôle complémentaire. Néanmoins, il a été indiqué qu'aucun programme de contrôle complémentaire n'a été mis en place pour ces éléments.

Je vous demande d'établir un programme complémentaire de contrôle pour ces éléments importants pour le confinement dynamique qui ne sont pas pris en compte dans les programmes « risques incendie ou inondation interne ».

Inspection n° INS-2010-EDFPEN-0005 du 30 novembre 2010.

A. Demandes d'actions correctives

A.1 Inétanchéité des clapets « 1 RCV 241 VP » et « 2 RCV 242 VP »

Vous avez indiqué que des problèmes d'étanchéité ont été détectés sur les clapets « 1 RCV 241 VP » et « 2 RCV 242 VP ». Dans l'attente de leur réparation, les pompes de charge « 1 RCV 171 PO » et « 2 RCV 172 PO » sont maintenues en fonctionnement permanent (sans réaliser les permutations de fonctionnement avec les pompes « 1 RCV 172 PO » et « 2 RCV 171 PO ») afin de ne pas solliciter les clapets précités. Néanmoins et dans l'hypothèse où les deux pompes devraient être arrêtées, l'isolement de la partie de circuit où sont installées les pompes ne pourrait plus être assurée du fait de l'inétanchéité des clapets.

A cet égard, il apparaît qu'aucune analyse de sûreté n'a été réalisée en ce qui concerne les risques éventuels générés dans ces conditions de fonctionnement.

Je vous demande de réaliser et de me transmettre votre analyse de sûreté en ce qui concerne l'ensemble des risques susceptibles d'être générés dans le cadre du fonctionnement de ces installations dans les conditions précitées. Vous analyserez également les risques potentiels liés à l'inétanchéité des deux clapets dans l'hypothèse où les pompes « 1 RCV 171 PO » et « 2 RCV 172 PO » devraient être arrêtées. Vous m'indiquerez enfin, au regard notamment des résultats de cette analyse, l'échéance retenue pour la réparation des deux clapets.

Inspection n° INS-2010-EDFPEN-0006 du 11 juin 2010.

A. Demandes d'actions correctives

A.1. Expertises des matériels défaillants à l'origine des arrêts automatiques du réacteur n° 1 de Penly les 31 décembre 2009 et 22 avril 2010.

L'exploitant n'a pas été en mesure de présenter les exigences qui sont définies au titre des articles 6, 12 et 13-3 de l'arrêté du 10 août 1984 pour ce qui concerne :

- l'expertise de l'interrupteur d'arrêt d'urgence n° 1 RAM 205 JA qui a été défaillant et qui a fait l'objet de la déclaration de l'événement significatif pour la sûreté du 31 décembre 2009 ;
- l'expertise du mécanisme de commande de la grappe (MCG) P4 du groupe SA2 qui a été défaillant lors de l'arrêt automatique du réacteur n° 1 et objet de l'événement significatif pour la sûreté du 22 avril 2010.

Les exigences techniques et les délais de réalisation doivent être clairement définis pour les expertises nécessaires en application des articles précités de l'arrêté qualité. De plus, un contrôle technique doit être exécuté en application de l'article 8.

Or, ces matériels qui assurent une fonction importante pour la sûreté, ont été envoyés chez les constructeurs concernés pour expertises sans que les exigences associées soient explicitement définies.

Il a été indiqué que ce type d'expertise est normalement géré par les services centraux du groupe EDF et en particulier par l'Unité d'Ingénierie d'Exploitation (UNIE) et l'Unité Technique Opérationnelle (UTO).

Je vous demande de vous conformer aux exigences de l'arrêté du 10 août 1984 pour ce qui concerne les expertises des matériels concernés par les dysfonctionnements des 31 décembre 2009 et 22 avril 2010 et de m'en rendre compte. Vous voudrez bien me fournir les comptes rendus des expertises de l'interrupteur d'arrêt d'urgence n° 1 RAM 205 JA et du mécanisme concerné de commande de la grappe P4.

Inspection n° INS-2010-EDFPEN-0010 du 02 juin 2010

A . Demandes d'actions correctives

A.1 Fissures verticales sur l'enceinte externe du réacteur n° 1

Lors de la visite effectuée au niveau des soupapes VVP1 du GV n° 42 du réacteur n° 1, les inspecteurs ont noté la présence de fissures verticales sur la paroi extérieure en béton de l'enceinte externe du bâtiment réacteur (niveau 27,70 m), dans une zone où des panaches de vapeur assez fréquents peuvent être observés.

Je vous demande de me transmettre une analyse de nocivité liée à ces fissures.

Inspection n° INS-2010-EDFPEN-0003 du 19 janvier 2010

B. Compléments d'information

B.1. Demandes d'intervention

Les inspecteurs ont consulté les demandes d'intervention (DI) ouvertes sur les réacteurs n° 1 et 2 et ont relevé les points suivants :

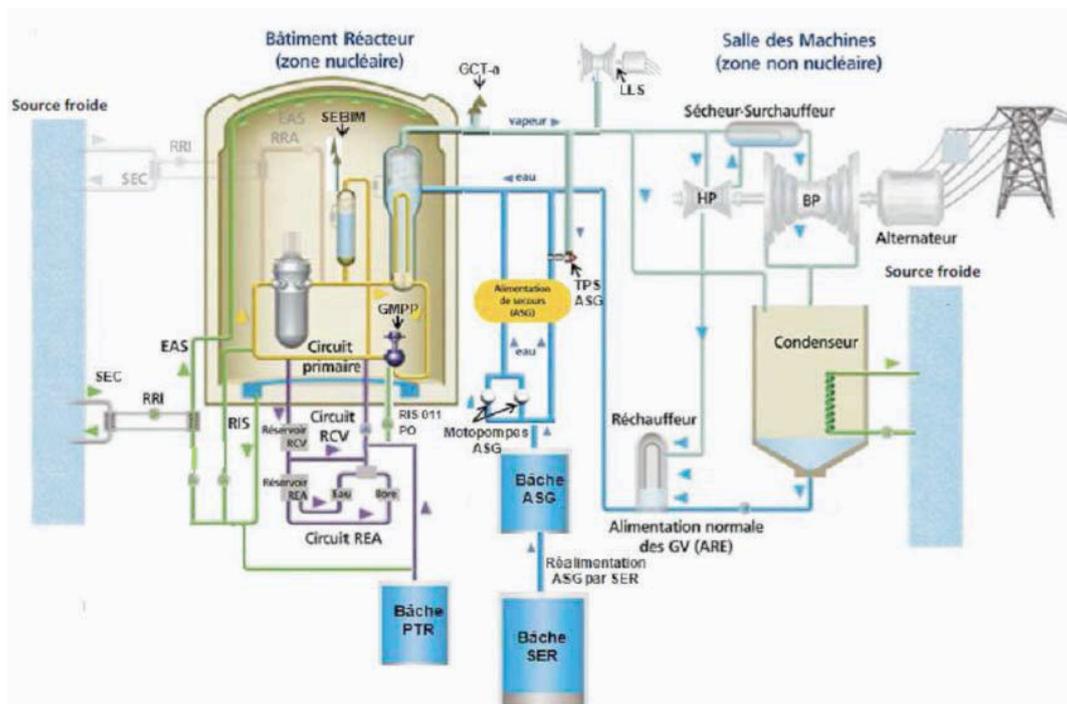
- DI 474287 : fuite au niveau de la tige de manoeuvre sur la vanne 2 ASG 161 VV, avec un traitement prévu lors de la prochaine visite décennale : pas d'analyse associée, la seule justification porte sur l'absence de pièce de rechange ;
- DI 481318 : ligne de vidange bouchée sur la bache 2 ASG 092 BA, avec une émission de la demande le 05/05/2008 et un traitement prévisionnel lors de la prochaine visite partielle. Un

arrêt pour maintenance a eu lieu en 2009 sur le réacteur n° 2 mais il semblerait qu'aucune action n'ait été réalisée ;

- DI 480894 : panache de vapeur sur l'arrêt principal vapeur du GV 42 : la dernière action renseignée dans la fiche ouverte le 28/04/2008 consiste à suivre l'éventuelle évolution des résultats d'essais (tests T3), mais aucune donnée supplémentaire n'est fournie ;
- DI 484259 : alarme RCP 003 AA présente en salle de commande, avec une date d'émission de la DI le 14/06/2008. Le traitement retenu pour ce défaut matériel n'est pas indiqué et les informations présentes ne permettent pas de savoir si l'écart est toujours présent ;
- DI 485904 : vérin légèrement fuyard sur le pressuriseur du réacteur n° 1, avec un traitement de l'écart prévu avant le 01/12/2008 mais pas d'informations complémentaires permettant de connaître les actions réalisées ;
- DI 505845 : demande de contrôle d'un capteur de débit sur une ligne de brassage du circuit EAS (aspersion de secours de l'enceinte) le 10/01/2009 et pas d'informations concernant les suites données à cette demande (en mesure préventive, le capteur devait être remplacé).

Je vous demande, pour chacune de ces anomalies matérielles, de me fournir votre analyse sûreté quant à l'impact de ces écarts sur le fonctionnement ainsi qu'un échéancier de traitement de ces DI dans des délais compatibles avec la sûreté de l'installation.

Je vous rappelle par ailleurs la demande formulée par la lettre de suites de l'inspection du 16 décembre 2009 (courrier CODEP-CAE-2009-000682 du 29 décembre 2009) portant sur la nécessité de mise à jour des demandes d'intervention afin d'avoir un état administratif de vos matériels en adéquation avec l'état réel de vos installations.



Inspection n°2009-EDFPEN-0009 du 16 décembre 2009

Lors de leur visite sur le terrain, ils ont constaté les points suivants :

- Trois traces blanchâtres en forme de « piqûre » ont été observées sous le coude du circuit d'aspiration de la pompe 1RIS052PO du circuit d'injection de sécurité RIS sans aucun affichage faisant état de la détection de cette anomalie.
- Des traces blanchâtres sèches, à la suite d'un écoulement, ont été observées sur le sol du local de la pompe 1EAS051PO du circuit d'aspersion et de recirculation de l'enceinte EAS sans aucun affichage faisant état de la détection de cette anomalie.
- Une poudre cristallisée blanche (fuite potentielle avec du bore cristallisé) a été observée autour d'un bouchon sur le corps de la pompe 1EAS051PO sans aucun affichage faisant état de la détection de cette anomalie.
- Une poudre cristallisée blanche (fuite potentielle avec du bore cristallisé) a été observée sur la vanne 1RCV266VP du circuit de contrôle volumétrique et chimique RCV sans aucun affichage faisant état de la détection de cette anomalie.
- D'importantes fuites d'huile avec écoulement au sol ont été observées sur les pompes 1RCV171PO et 1RCV172PO du circuit de contrôle volumétrique et chimique RCV avec un affichage affirmant que ces fuites ont été détectées le 17 novembre 2009 mais n'indiquant pas si le traitement de ces anomalies matérielles a fait l'objet de l'émission d'une DI. Ces fuites n'apparaissent pas dans la liste des « DI fuite » fournie en salle aux inspecteurs. Ces deux pompes redondantes sont requises au titre des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE).
- Une fuite collectée de la vanne 1PTR446VN du circuit de traitement et réfrigération d'eau des piscines PTR a été observée. Cette anomalie apparaît bien dans la liste des « DI fuite » fournie aux inspecteurs mais sans aucun affichage faisant état de la détection de cette anomalie. Cette fuite n'était toujours pas traitée le jour de l'inspection malgré une détection en 2008.
- Des fuites avec cristallisation importante de bore et écoulement au sol ont été observées sur les pompes voisines 1PTR051PO et 1PTR091PO avec un affichage affirmant que ces fuites ont été détectées le 4 janvier 2008 mais n'indiquant pas si le traitement de ces anomalies matérielles a fait l'objet de l'émission d'une DI. Ces fuites n'apparaissent pas dans la liste des « DI fuite » fournie en salle aux inspecteurs.
- Une fuite avec cristallisation de bore a été observée sur la pompe 1PTR021PO avec un affichage en local affirmant que l'anomalie matérielle est prise en compte dans une DI. Cette anomalie apparaît bien dans la liste des « DI fuite » fournie aux inspecteurs mais n'a toujours pas été traitée le jour de l'inspection malgré une détection en décembre 2008. Par ailleurs, une intervention était en cours du 24 novembre au 24 décembre 2009 sur la pompe redondante 1PTR022PO.
- Une fuite a été observée sur la vanne 1REA701VB du circuit d'appoint en eau et en bore REA avec un affichage indiquant que la fuite a été détectée le 2 avril 2007 et était traitée via la DI n°478730. Cette anomalie n'apparaît pas dans la liste des « DI fuite » fournie aux inspecteurs.

Données techniques sommaires

Manifestement, l'UP 2 de la CNPE de Penly a connu un incident grave le 05 avril 2012 en fin de matinée. La pompe primaire a pris feu rendant difficile l'intervention des secours dans le bâtiment réacteur.

Le circuit primaire comporte quatre éléments principaux :

- le cœur du réacteur composé de crayons de combustible UO_2 enrichi à environ 3 %, encapsulé dans une gaine en zirconium et contenu dans la cuve capable de résister aux conditions thermodynamiques de l'eau (155 bar, 300°C). La cuve est en acier ; elle a une épaisseur de 20 cm et est tapissée intérieurement d'un revêtement en acier inoxydable (protection contre la corrosion) ;
- le pressuriseur qui maintient le fluide caloporteur en phase liquide à 300°C. Comme l'eau du circuit primaire joue également le rôle de modérateur, elle doit être maintenue en phase liquide. La pression de saturation à cette température étant de 76 bar, le pressuriseur maintient le circuit primaire à une pression de 155 bar.
- les pompes primaires qui font circuler l'eau et permettent de compenser les pertes de charge du circuit;
- le générateur de vapeur qui est l'échangeur de chaleur entre le circuit primaire et le circuit secondaire. C'est la source chaude du cycle de Rankine. Il produit de la vapeur saturée sèche à 70 bar, 285°C (non surchauffée comme dans les centrales à combustibles fossiles), fluide moteur utilisé pour la production d'électricité. La mauvaise qualité (la faible exergie) de cette vapeur conduit à un mauvais rendement thermodynamique du cycle à vapeur (27,33) et à la nécessité de séparer les phases liquide et vapeur dans un système appelé sécheur/surchauffeur (SS).

En fait, le débit du circuit primaire est fixé à une valeur constante. On a intérêt à avoir un débit élevé pour que la différence de température de l'eau du circuit primaire entre l'entrée et la sortie du réacteur soit réduite, et que la température moyenne de l'eau soit élevée. En effet, la densité de flux de chaleur entre les circuits primaire et secondaire, est grosso modo proportionnelle à la différence entre les températures moyennes des fluides primaire et secondaire. Toutefois, si on augmente le débit d'eau du circuit primaire, on augmente également les pertes de charge et la puissance de pompage nécessaire. Un calcul d'optimisation conduit finalement à fixer le débit d'eau du circuit primaire à 51.200 t/h pour une unité de 900 MWe et à 68.760 t/h pour une unité de 1.300 MWe.

La pression de l'eau du circuit primaire est maintenue à 155 bar, ce qui correspond à une température de saturation de 345°C pour les deux types d'unités. Ainsi, grâce à cette marge de sécurité, même à la puissance maximale, l'ébullition en masse dans le cœur du réacteur est évitée.

La pression élevée du fluide primaire en fonctionnement normal impose des sollicitations importantes aux équipements et conduit à utiliser une technologie particulièrement élaborée à tous les stades de fabrication.

La circulation de l'eau primaire est assurée par trois moto-pompes (une sur chaque boucle). L'ensemble moto-pompe, à arbre vertical, a une puissance de l'ordre de 5 MW. Les pompes tournent à une vitesse de 1.500 tr/mn. Le rôle des pompes primaires est d'assurer un débit suffisant pour le transfert de chaleur et le refroidissement du combustible. Elles sont de simples accélérateurs du circuit d'eau destinés à faire passer un très grand débit dans le coeur du réacteur (20.000 m³/h chacune) et n'ont donc à vaincre que les pertes de charge. L'augmentation de pression est faible (de l'ordre de 8 bar).

Les pompes sont indispensables à la bonne marche et à la sécurité; en effet, le fonctionnement en thermosiphon est pratiquement nul (en régime de puissance) car la différence de température normalement tolérable entre l'entrée et la sortie de l'eau dans le réacteur est de 40° C environ (le fonctionnement en thermosiphon n'est toléré qu'après arrêt du réacteur dans certaines conditions).

Nous sommes donc bien en face d'un problème d'alimentation en source froide : problématique mise en évidence par les ECS

Lorsque le circuit primaire est fermé, l'évacuation de la puissance résiduelle du coeur du réacteur est assurée par le circuit secondaire. EDF identifie alors un effet falaise par suite d'épuisement des réserves en eau secondaire. Ce délai est évalué à « plusieurs jours ». EDF considère que la source froide (recouvrable en un ou trois jours selon les sites) aura été rétablie dans tous les cas avant le découverture du coeur. Dans les situations où le circuit primaire n'est pas pressurisable, la puissance résiduelle est évacuée par vaporisation de l'eau de la piscine du réacteur dans l'enceinte. Dans ces cas un appoint au circuit primaire, par l'intermédiaire du circuit RCV, est réalisé. L'effet falaise n'est pas précisé par EDF. Dans le cas particulier de l'EPR, un effet falaise est lié à l'autonomie en eau secondaire, évaluée à 2 jours environ. Elle correspond à l'autonomie affichée des bâches ASG. Celles-ci peuvent être alimentées par la suite par les bâches du système JAC dédié à cette réalimentation, portant l'autonomie à 9 jours.

Dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'ASN constate qu'EDF n'a pas calculé d'effet falaise pour la situation H1. L'ASN convient que le délai avant découverture du coeur serait plus long en situation H1 qu'en situation de perte totale des alimentations électriques (voir § 5.1 du présent rapport), du fait de possibilités supplémentaires d'appoint au primaire depuis la bêche PTR. Plus précisément, les délais calculés en situation « H3 » sont de 70 à 80 heures lorsque la piscine du réacteur est pleine ; plus d'un jour lorsque la piscine du réacteur n'est pas pleine, sous réserve toutefois de la robustesse des équipements utilisés dans la conduite H1 (pompes RCV, tableaux électriques...). Ce point fait l'objet de réserves dans le paragraphe suivant.

De même, la démarche de vérification de la tenue en température des équipements situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis n'a pas été exécutée de manière exhaustive. **L'ASN considère que certains équipements clés pourraient être perdus à terme par échauffement des locaux.** Entre autres, pour le parc en exploitation :

- les pompes RCV, dont les locaux sont refroidis par un système de ventilation qui n'est plus refroidi en situation H1 ;
- des matériels électriques ou de contrôle-commande supports à des équipements utilisés en situation H1 ;
- les pompes RIS-BP, utilisés en situation H1 alors que leurs moteurs (1300 MWe, 1450 MWe) et les pompes elles-mêmes (1300 MWe) sont refroidis par le circuit RRI, perdu à terme en situation H1.

L'ASN demande à EDF de compléter sa démonstration par une étude de sensibilité à la température des équipements requis pour gérer une situation H1 de site, situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis. Cette étude devra être menée en considérant une durée représentative de l'utilisation de ces équipements en cas de situation H1 durable, et en considérant que tout le site peut être affecté.

Une réserve de l'ASN porte sur la proposition d'EDF d'utiliser des équipements existants (pompes RCV ou RIS, tableaux électriques, matériels de l'ASG, bache PTR...) dans le cadre des dispositions complémentaires, sachant que certains de ces équipements ont pu être dégradés ou perdus. En effet la robustesse aux agressions au-delà du référentiel n'est pas acquise. A titre d'exemple, l'appoint ultime (pompage dans la nappe phréatique ou réservoirs) alimenté par le nouveau diesel d'ultime secours sera utilisé pour alimenter le circuit secondaire via la bache ASG, les lignes et une motopompe ASG existantes, et pour alimenter le circuit primaire via la bache PTR et les lignes existantes. Il importe qu'EDF garantisse leur robustesse, en tenant compte :

- de la fiabilité, de la robustesse aux agressions et de la simplicité de mise en oeuvre des équipements complémentaires ajoutés ;
- des risques de défaillance, intrinsèque ou liée à une agression, des équipements existants qu'EDF propose de réutiliser dans le cadre de ces parades ultimes (tableaux électriques, pompes RCV, équipements de l'ASG...).
- des risques de défaillance de mode commun (liés par exemple à une agression interne induite) ou de cause commune (liés à la conception, la fabrication, la maintenance...) entre les équipements clés existants et ceux ajoutés dans le cadre des dispositions complémentaires ;

L'ASN considère que les dispositions complémentaires qu'EDF propose vis-à-vis de la situation H3 de site permettent d'apporter de la robustesse vis-à-vis de la situation H1 (moins dégradée) et couvrent la défaillance des moyens utilisés spécifiquement dans cette situation. Mais dans une approche de défense en profondeur, il apparaît important d'éviter qu'une situation H1 ne se dégrade irrémédiablement vers une situation plus dégradée (de type H3 de site) dont la limitation des conséquences ne repose plus que sur un nombre réduit d'équipements.