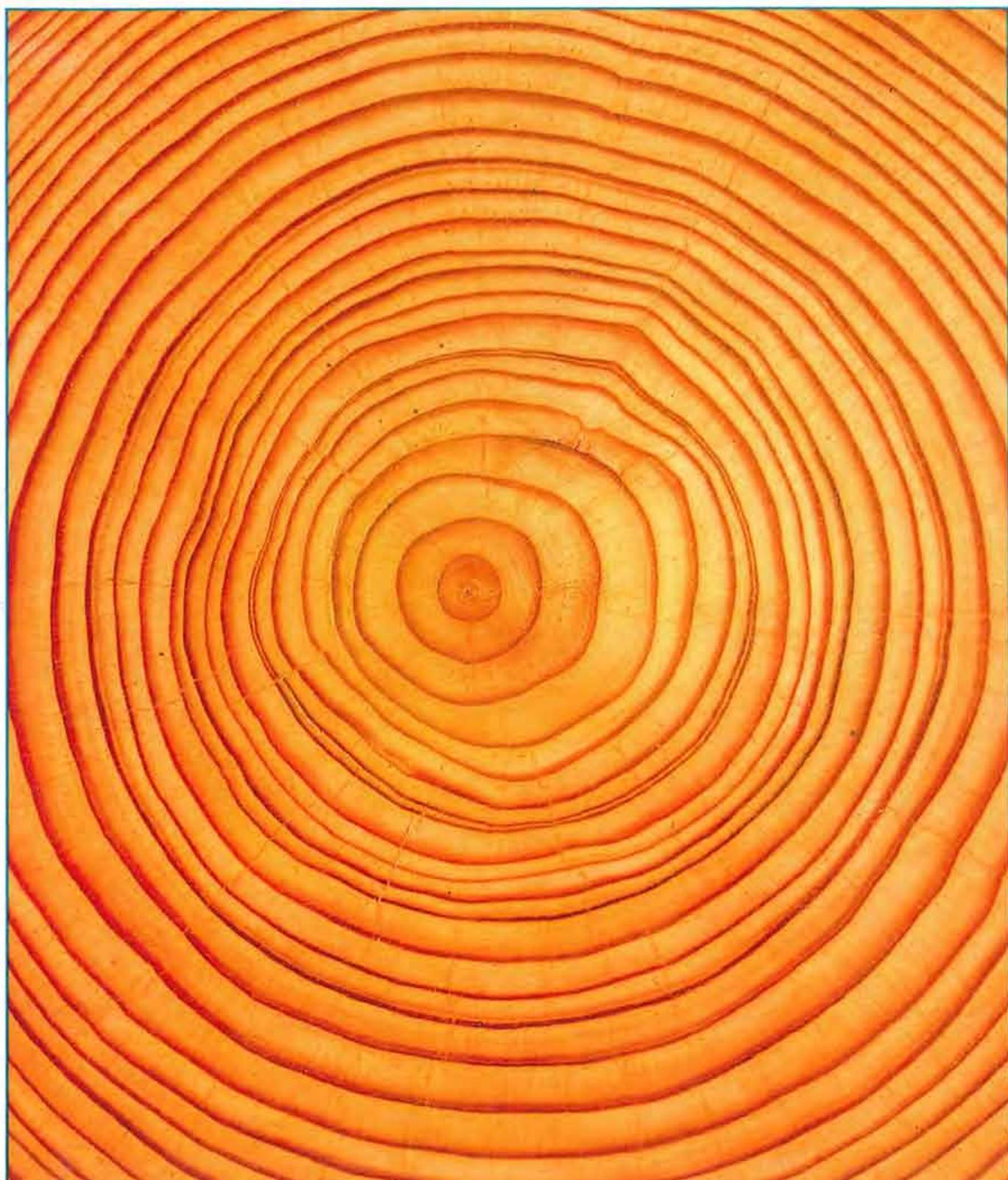


C O N T R O L E



Dossier : Le vieillissement des installations nucléaires



Les installations

- 1 Belleville ▲
- 2 Blayais ▲
- 3 Brennilis ▲
- 4 Bugey ▲
- 5 Cadarache ●
- 6 Caen ○
- 7 Cattenom ▲
- 8 Chinon ▲ ○
- 9 Chooz ▲
- 10 Civaux ▲
- 11 Creys-Malville ▲
- 12 Cruas ▲
- 13 Dagneux ○
- 14 Dampierre-en-Burly ▲
- 15 Fessenheim ▲
- 16 Flamanville▲
- 17 Fontenay-aux-Roses ●
- 18 Golfech ▲
- 19 Gravelines ▲
- 20 Grenoble ●
- 21 La Hague 🏭 ■
- 22 Marcoule ▲ 🏭 ●
- 23 Marseille ○
- 24 Maubeuge ○
- 25 Miramas ○
- 26 Nogent-sur-Seine ▲
- 27 Orsay ●
- 28 Osmanville ○
- 29 Paluel ▲
- 30 Penly ▲
- 31 Pouzauges ○
- 32 Romans-sur-Isère 🏭
- 33 Sablé-sur-Sarthe ○
- 34 Saclay ●
- 35 Saint-Alban ▲
- 36 Saint-Laurent-des-Eaux ▲
- 37 Soulaines-Dhuys ■
- 38 Strasbourg ○
- 39 Tricastin / Pierrelatte ▲ 🏭 ● ○
- 40 Veurey-Voroize 🏭



- ▲ Centrales nucléaires
- 🏭 Usines
- Centres d'études
- Stockage de déchets (Andra)
- Autres

Le parc des installations nucléaires en France ne comprend pas que des installations récentes : sur 131 installations nucléaires de base recensées comme étant en fonctionnement fin 1998, 32 ont été créées par voie de déclaration, c'est-à-dire qu'elles étaient établies avant le décret du 11 décembre 1963 qui a instauré l'obligation d'autorisation par décret. Les installations les plus importantes, c'est-à-dire les réacteurs exploités par EDF et les unités modernes de l'usine de retraitement de La Hague, sont certes plus récentes, mais les problèmes liés à l'âge des installations commencent ou vont commencer aussi à s'y faire sentir.

Ces problèmes sont, schématiquement, de deux ordres : d'une part, un phénomène purement physique de vieillissement fait baisser les performances de sûreté des installations ; d'autre part, une certaine obsolescence apparaît quand on compare les exigences de sûreté demandées aux anciennes installations à celles qu'on requiert couramment des installations plus récentes.

Cette double problématique, qui n'est bien sûr pas propre au secteur nucléaire mais qui y prend une grande acuité en raison de l'importance accordée aux exigences de sûreté, est développée dans le présent numéro de Contrôle.

A noter également l'introduction d'une nouvelle rubrique, qui sera par définition provisoire : celle qui concerne la préparation de l'activité nucléaire au problème informatique de l'an 2000, problème suffisamment important pour qu'il soit évoqué régulièrement dans ces colonnes d'ici l'échéance.

André-Claude Lacoste



Sommaire



- 3** Les installations
- 23** Le transport des matières radioactives
- 28** En bref... France



- 31** Relations internationales



- 34** Le passage à l'an 2000 sur les installations nucléaires



- 36** Dossier :
Le vieillissement des installations nucléaires



Centrale du Bugey

Les installations

Au cours des mois de mars et avril, 23 événements ont été classés au niveau 1 et 1 événement a été classé au niveau 2 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES, dont 19 dans les centrales et 4 dans les autres installations. Ces événements ont tous fait l'objet d'une information dans le magazine télématique (3614 MAGNUC) et sont repris ci-après. Les événements classés au niveau 0 de l'échelle INES ne sont pas systématiquement rendus publics par l'Autorité de sûreté. Quelques-uns sont néanmoins signalés : il s'agit d'événements qui, bien que peu importants en eux-mêmes, sont soit porteurs d'enseignements en termes de sûreté, soit susceptibles d'intéresser le public et les médias.

Par ailleurs, 95 inspections ont été effectuées, dont 87 concernant les INB et 8 dans les transports de matières radioactives. Les installations non mentionnées dans cette rubrique n'ont pas fait l'objet d'événements notables en termes de sûreté nucléaire. Le repère ► signale le ou les différents exploitants d'un même site géographique.

Anomalie générique

Le 6 avril, un débit de dose dépassant les limites réglementaires a été détecté à la centrale de Chinon B à l'extérieur des zones surveillées au titre de la radioprotection. Des débits de dose compris entre 2,5 et 250 microSievert/heure ont été mesurés en limites extérieures de zones surveillées et au contact de conteneurs disposés sur plusieurs aires d'entreposage, alors que le débit de dose à ces endroits ne doit réglementairement pas dépasser 2,5 microSievert/heure. Cette anomalie fait suite à celles déjà découvertes les 22 et 30 mars 1999 sur l'Atelier des Matériaux Irradiés, également exploité à Chinon. Ces anomalies avaient fait l'objet d'un classement au niveau 1 de l'échelle INES par l'Autorité de sûreté.

Des investigations ont été menées sur les autres sites nucléaires : leur résultat a conduit EDF à déclarer un incident générique.

Une installation nucléaire est divisée en plusieurs zones de radioprotection en fonction des risques d'irradiation et de contamination. Des balisages déterminent les limites entre les différentes zones. Des défauts de contrôle de ces zones, notamment lors de la mise en place d'entreposages de matériels ou de déchets faiblement radioactifs, ont conduit au maintien de balisages inadaptés.

L'Autorité de sûreté s'assurera qu'EDF réalise bien sur chaque site les vérifications relatives à la dosimétrie au voisinage des zones sensibles. D'ores et déjà, EDF a entrepris la remise en conformité des installations détectées non conformes par la mise en place de balisages adaptés.

En raison de l'utilisation de procédures inadaptées, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Le 23 mai 1997, alors que le réacteur 4 du Bugey était en cours de redémarrage, l'exploitant a constaté la rupture de trois silent-blocs (dispositifs antisismiques) du système de relayage.

Le système de relayage assure l'alimentation électrique des automatismes du réacteur. Le bâti abritant ce système est fixé au moyen de silent-blocs qui sont des plots antivibratoires destinés à assurer le supportage du système de relayage. Un défaut de ces dispositifs peut conduire en cas de séisme à un mauvais fonctionnement des automatismes concernés.

La rupture des silent-blocs a été provoquée par le vieillissement de l'élastomère qui les constitue.

Des investigations ultérieures menées sur les réacteurs 2 et 5 ont montré l'existence de dégradations similaires sur d'autres silent-blocs.

Un contrôle identique, réalisé sur les réacteurs 1 et 2 de Fessenheim le 4 février 1998 ainsi que sur le réacteur 1 du Tricastin le 26 mars 1998, a mis en évidence le même défaut.

Par ailleurs, les premières investigations réalisées sur le reste du parc ont montré que les réacteurs 1 et 2 de Nogent contrôlés le 05 août 1998, le réacteur 2 de Saint-Alban contrôlé le 16 septembre 1998 ainsi que le réacteur 1 du Blayais contrôlé le 8 septembre 1998 étaient également affectés par cette dégradation.

De plus, sur le réacteur 3 de Chinon le 28 juillet 1998, il a été constaté une absence de quatre silent-blocs. Ce défaut, datant de la construction de

la centrale, a été considéré au même titre qu'une dégradation.

Par ailleurs, le contrôle des silent-blocs des réacteurs de Belleville et de Cattenom, réalisé respectivement le 25 août 1998 et le 24 décembre 1998, a mis en évidence un nombre significatif de silent-blocs fissurés sur l'ensemble des réacteurs de ces sites. Cette fissuration n'a pas les mêmes conséquences que la rupture de silent-blocs, étant donné qu'un silent-bloc fissuré continue à assurer, même de manière incomplète, sa fonction. Néanmoins, cette fissuration peut être considérée comme précurseur d'une future rupture et, compte tenu du nombre important de silent-blocs fissurés découverts sur ces sites, ces anomalies ont été rattachées à l'incident générique.

La DSIN considère que ces anomalies, si elles n'ont pas de conséquences immédiates sur la sûreté des réacteurs, doivent faire l'objet d'un traitement rigoureux par l'exploitant. Un nouveau dispositif de supportage, destiné à remplacer les silent-blocs du palier 900 MWe, a été qualifié au séisme par EDF au printemps 1998. Ce nouveau dispositif consiste en la rigidification du bâti abritant le système de relayage.

La remise en conformité des réacteurs les plus affectés du palier 900 MWe a débuté à l'été 1998 et sera terminée à la fin de l'année 1999. La mise en place d'un nouveau dispositif sur l'ensemble du palier 900 MWe doit s'achever en 2001.

Sur les paliers 1300 MWe et N4, un nouveau dispositif de supportage, similaire à celui mis en œuvre sur le palier 900 MWe, a été qualifié au séisme par EDF à la fin de l'année 1998. Ce dispositif, ainsi que la stratégie de réparation envisagée par EDF, sont

en cours d'examen par la DSIN et EDF prévoit de commencer les réparations de ces deux paliers par le réacteur 1 de Paluel dont l'arrêt débute en avril 1999.

En raison du constat sur plusieurs réacteurs d'une dégradation pouvant affecter le fonctionnement des automatismes du réacteur en cas de séisme, ces anomalies sont classées au **niveau 1** de l'échelle INES.



Belleville
(Cher)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

L'**inspection** du 4 mars avait pour but d'examiner le respect des prescriptions de maintenance et de contrôle applicables en arrêt de tranche. Les inspecteurs ont examiné l'articulation entre les recueils de textes prescriptifs national et local et le document justifiant les écarts identifiés par l'exploitant, l'organisation mise en place pour l'élaboration de ces documents, l'exhaustivité de la déclaration des écarts et la bonne programmation des différents travaux pour l'arrêt.

L'**inspection** du 7 avril avait pour objet l'examen des conditions de rejets d'effluents. Les inspecteurs ont examiné l'organisation et les interfaces entre les sections environnement et laboratoire du service technique logistique nucléaire et le service conduite du site, l'application des dispositions réglementaires de prélèvements et rejets des effluents du site, la réalisation d'opérations de maintenance ainsi que l'examen d'événements ou incidents extraits de la base de données Saphir. Sur le terrain, ils ont procédé à une vérification des alarmes, des consignes permanentes et temporaires de conduite en salle de commande ainsi que de la surveillance réalisée à la station « effluents » en sortie de site.

L'**inspection** du 12 avril, à caractère inopiné, avait pour but de s'assurer du respect des spécifications techniques d'exploitation en fonctionnement pour le réacteur 1. Un examen des procédures de conduite a été réalisé par sondage ainsi qu'une visite au panneau de repli du réacteur 1. Enfin, la surveillance en

exploitation du bon fonctionnement du circuit de mise en dépression de l'espace inter-enceintes de confinement a été examinée pour les deux réacteurs.



Blayais
(Gironde)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

L'**inspection** du 19 mars 1999 a eu pour thème l'assurance qualité des colis de déchets destinés au stockage en surface.

L'**inspection** du 13 avril a eu pour but d'examiner la mobilisation et l'organisation mise en place par l'exploitant pour préparer le passage à l'an 2000, compte tenu des problèmes que sont susceptibles de poser les systèmes informatiques.

L'**inspection** du 1^{er} avril a porté sur l'entretien et les contrôles périodiques réalisés sur les batteries et onduleurs.

Réacteur 1

Le réacteur a été mis à l'arrêt du 4 au 13 avril, afin de procéder à des vérifications sur l'état d'étanchéité des joints de volute des pompes primaires 2 et 3 PO. A la suite de cet examen, l'exploitant a procédé au changement de deux goujons corrodés par du bore sur la pompe 3 PO.

Un **incident** est survenu le 16 avril, alors que le réacteur 1 était en phase de redémarrage consécutivement à un arrêt pour maintenance. L'exploitant a rendu indisponible pendant cinq heures de façon involontaire une des deux voies redondantes du système d'injection de sécurité.

Le circuit d'injection de sécurité permet, en cas d'accident, par exemple une fuite importante du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans celui-ci afin d'étouffer la réaction nucléaire et d'assurer le refroidissement du cœur. Il dispose de trois pompes haute pression et de deux pompes basse pression. Selon l'état du réacteur (pression du circuit primaire) l'injection de sécurité s'effectue via l'un ou l'autre des types de pompes.

A l'arrêt du réacteur et dans les premières phases de démarrage à faible pression dans le circuit primaire, seules les pompes basse pression sont utilisées. Aussi une procédure prévoit-elle d'inhiber provisoirement les pompes haute pression au moyen de commutateurs à clés, et, lorsqu'on poursuit les opérations de démarrage, la pression du primaire devenant suffisante, de les connecter en manoeuvrant ces mêmes commutateurs.

Du fait d'une mauvaise communication entre l'agent chargé de l'exécution de la procédure et l'opérateur en salle de commande chargé de manipuler les commutateurs, la remise en service des pompes hautes pression n'a pas été réalisée correctement. Une voie du système d'injection de sécurité haute pression est restée inhibée durant près de cinq heures, jusqu'à ce qu'un ingénieur chargé du contrôle de la sûreté remarque l'alarme correspondante et fasse corriger la situation.

Comme les différents agents de conduite n'ont relevé ni le défaut de commutation ni l'alarme associée, y compris à l'occasion de la relève de quart effectuée trois heures après l'intervention, l'incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES, cette attitude relevant d'un défaut de culture de sûreté.

Un **incident** est survenu le 30 avril : alors que le réacteur 1 était en production, une grappe de commande est restée plusieurs minutes dans une position incorrecte. Un document de conduite erroné est à l'origine de l'incident.

Pour contrôler la réaction nucléaire dans le cœur du réacteur, l'exploitant dispose de deux moyens principaux :

- ajuster la concentration en bore dans l'eau du circuit primaire, le bore ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire,
- introduire des grappes de commande dans le cœur ou les en retirer ; ces grappes de commande contiennent des matériaux absorbant les neutrons.

Il convient, en marche normale du réacteur, de maintenir ces grappes à un niveau suffisant, fixé par les Spécifications Techniques d'Exploitation, d'une part pour que leur chute puisse étouffer efficacement la réaction nucléaire en cas d'arrêt

d'urgence, d'autre part pour assurer une bonne répartition du flux de neutrons.

Certaines de ces grappes servent à réguler la température de l'eau du circuit primaire refroidissant le combustible nucléaire.

Lors d'un contrôle de maintenance d'une turbo pompe d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, l'intervenant en a involontairement déclenché l'arrêt, ce qui s'est traduit par un réchauffement du circuit primaire. En conséquence, le groupe de grappes de régulation de température s'est automatiquement inséré dans le cœur du réacteur pour compenser cet effet. Une alarme a alors signalé la stabilisation de ces grappes de commandes en position incorrecte. L'opérateur en salle de commande a appliqué les dispositions de la procédure de conduite correspondante. Il est apparu que sa rédaction prévoyait des dispositions inadaptées au traitement du défaut constaté. Ce groupe de grappes de commande est donc resté près de 20 minutes en position inadéquate.

Le système d'assurance qualité de l'exploitant n'ayant pas permis de déceler et de corriger l'erreur dans la procédure, l'incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle **INES** en considérant que celui-ci relevait de l'utilisation d'une procédure inadéquate.

Réacteur 3 et 4

L'**inspection** du 31 mars a porté sur les dispositions prises par l'exploitant pour garantir les alimentations internes du site. En particulier, il a été procédé à un examen des systèmes LHP/LHQ (groupes de production de courant 6,6 kV alternatif secours), LLS (distribution de courant 380 V alternatif permanent et secours) et GUS (groupe d'ultime secours).

4

Bugey
(Ain)

► Centrale EDF

Ensemble du site

Un **incident** est survenu le 2 mars : trois points de contamination surfacique ont été détectés en gare ferroviaire de Valognes, au cours des

contrôles effectués par COGEMA, à l'intérieur d'un wagon transportant un emballage contenant des combustibles irradiés, en provenance de la centrale EDF du Bugey ; la contamination la plus élevée a atteint 1036 Bq/cm², pour un seuil réglementaire à ne pas dépasser de 4 Bq/cm². Ces points de contamination étaient tous localisés sur des parties inaccessibles aux travailleurs et au public.

Ces dépassements seraient dus à la présence de fines particules radioactives, apparemment non détectées au départ de la centrale.

Compte tenu de l'inaccessibilité des parties contaminées, ces dépassements n'ont eu aucune conséquence sanitaire, ni sur le personnel SNCF, ni a fortiori sur le public.

L'exploitant a déclaré cet événement, en tant qu'incident significatif, à l'Autorité de sûreté.

Celle-ci a aussitôt procédé à une inspection à la centrale du Bugey, qui a eu lieu le 4 mars. Cette inspection a montré un dysfonctionnement dans les contrôles de contamination effectués au départ de la centrale ; une analyse détaillée des causes de ces contaminations et de leur non-détection a été demandée.

Cet incident n'est pas classé sur l'échelle INES des événements nucléaires, qui n'est pas encore applicable au transport des matières radioactives.

L'**inspection** du 4 mars avait pour objet de faire le point, aussitôt après la déclaration par l'exploitant de cet incident.

Le but de l'**inspection** du 5 mars était de faire le point sur la gestion par le site des essais périodiques, essentiellement à l'aide d'exemples choisis par sondage.

L'**inspection** du 9 avril avait pour objet de vérifier les compétences, l'organisation et le contrôle dans le domaine de l'ingénierie, dans le cadre de la politique de décentralisation d'EDF vers les sites.

L'**inspection** des 11 et 12 mars avait pour objectif de faire le point sur la situation en cas d'incendie sur le site du Bugey.

Une **inspection** a été menée le 20 avril 1999 avec pour thème la comptabilisation des situations. Elle

a été centrée sur l'action en cours menée par le CNPE et dite de « mise à niveau », qui consiste à vérifier l'exhaustivité des détecteurs depuis le démarrage des tranches et à convertir les situations détectées antérieurement dans une nouvelle liste plus adaptée aux conditions réelles d'exploitation des réacteurs.

Le but de l'**inspection** du 27 avril était de vérifier l'organisation et les actions mises en place dans le cadre du passage à l'an 2000 sur les plans correctif, préventif et défensif.

Réacteur 1

L'**inspection** du 20 avril avait pour objectif principal de constater l'avancement de la mise à l'arrêt définitif (MAD) du réacteur et plus particulièrement du chantier d'assainissement de la piscine. Sur le réacteur, l'évacuation des matériaux conventionnels est terminée. La piscine est vide de tout matériel et les boues qu'elle contenait ont été aspirées et conditionnées. La présence d'émetteurs alpha résiduels dans l'eau, qui interdit son rejet en l'état, constitue la principale difficulté pour la fin du chantier piscine. L'exploitant envisage de la résoudre en piégeant les particules alpha sur résines, solution qu'il développe avec ses prestataires. Hormis l'épuration de l'eau de la piscine, trois chantiers de démontage restent à réaliser pour atteindre l'état de MAD prévu pour fin 1999.

Réacteur 3

Le réacteur, à l'arrêt depuis le 20 mars pour visite partielle et rechargement en combustible, a été autorisé à redémarrer par le directeur de la sûreté des installations nucléaires le 30 avril.

L'**inspection** du 27 mars, inopinée, a consisté principalement à vérifier les mesures de radioprotection prises pour la préparation des chantiers de maintenance du réacteur n° 3, à l'arrêt pour rechargement du combustible. Les inspecteurs ont été, à cette occasion, accompagnés par une équipe de télévision FR3 régionale, qui a souhaité s'intéresser à la pratique de l'inspection.

Cadarache
(Bouches-du-Rhône)

► **Centre d'études du CEA**

Ensemble du site

Le 5 mars, la DRIRE a participé à deux réunions sur le site.

La première réunion avait pour objet la présentation, par l'exploitant de l'INB 24 SURA, de l'avancement des investigations sur l'origine de la fuite et de la contamination du forage sud du réacteur Cabri.

La seconde réunion avait pour objet la présentation par la cellule de sûreté (CSNQ) du Centre l'avancement des dossiers de demande d'autorisation de rejet et de prélèvement d'eau qui seront prochainement révisés.

L'inspection du 8 avril s'inscrit dans le cadre du thème prioritaire de la DSIN pour 1999 « application des arrêtés de rejets ». Le CEA Cadarache prépare un dossier devant conduire à une mise à jour des arrêtés de rejets des INB, en application du décret du 4 mai 1995, qui pourrait intervenir peu après l'an 2000. Les inspecteurs ont procédé à la visite de la station des rejets du Centre et de l'exutoire final en Durance des rejets liquides.

Réacteur Masurca

Un incident est survenu le 4 mars 1999. L'une des étapes du chargement du cœur du réacteur Masurca a conduit à une augmentation de réactivité dépassant la valeur limite imposée par les règles générales d'exploitation d'environ 5 %. Cet écart a été détecté par les inspecteurs de l'Autorité de sûreté nucléaire, lors de la visite de surveillance du 14 avril 1999, par consultation du cahier de quart de l'installation.

Le réacteur expérimental Masurca est une maquette critique destinée à étudier les propriétés des combustibles nucléaires et celles des autres éléments d'un cœur de réacteur, par exemple les matériaux modérateurs. Sa puissance thermique maximale autorisée est de 5 kW. Il est refroidi par circulation d'air.

Au cours du programme expérimental en cours, l'obtention des différentes configurations de cœur étudiées (sensiblement différentes les unes des autres) nécessite des opérations de chargement et de dé-

chargement des éléments combustibles et des éléments modérateurs. Au cours de ces opérations, l'exploitant doit suivre avec vigilance la réactivité du cœur, car la maîtrise de la réactivité est une fonction de sûreté essentielle.

La réactivité d'un cœur, comme l'écart à la criticité d'un cœur, sont des paramètres qui caractérisent l'évolution de la population des neutrons ou plus exactement l'évolution du nombre de fissions d'une génération de neutrons à l'autre. Ces paramètres permettent d'apprécier les marges dont on dispose vis-à-vis du démarrage de la réaction nucléaire en chaîne.

Pendant cet incident, l'écart à la criticité du cœur est resté tel (6000 pcm) qu'une marge de sécurité suffisante a, à tout moment, été conservée. Les dispositifs automatiques de protection du cœur (arrêt d'urgence de l'éventuelle réaction nucléaire, en cas d'évolution de certains paramètres physiques) sont, par ailleurs, restés disponibles.

Cet incident n'a pas eu de conséquence sur l'environnement, le personnel de l'installation ou ses équipements. Néanmoins, en raison du franchissement d'une limite du domaine de fonctionnement autorisé affectant la maîtrise de la réactivité, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'inspection du 14 avril, d'ordre général, est l'unique visite du réacteur inscrite au programme 1999. Elle a porté plus particulièrement sur les thèmes suivants : respect des dispositions de sûreté prévues dans le dossier d'expérience et dans les règles générales d'exploitation relatives aux expériences, test des chaînes neutroniques, suites données aux incidents significatifs, gestion des clés d'inhibition de sécurité.

Réacteur Phébus

L'inspection du 30 mars, qui se situe trois mois avant la date prévue pour l'essai de dégradation de combustible nommé FPT4, lequel a fait l'objet d'une présentation au Groupe permanent d'experts chargé des réacteurs le 18 février 1999, a également porté sur l'exécution de quelques essais périodiques.

Parc d'entreposage des déchets solides

L'inspection du 13 avril avait pour objet principal de vérifier la mise en

œuvre des dispositions de sûreté annoncées par l'exploitant en réponse aux demandes de la DSIN, comme suite à l'examen par le Groupe permanent du référentiel de sûreté de l'INB 56. Une attention particulière a été apportée aux points concernant l'hydrogéologie et la contamination des sols. Un point a également été fait sur l'incident survenu le 27 janvier 1999 lors du reconditionnement d'un colis de déchets anciens ; les inspecteurs ont visité le local où s'est produit l'incident et le hangar où se trouvent les colis anciens qui restent à reconditionner.

Laboratoire d'études et de fabrications expérimentales de combustibles avancés (LEFCA)

L'inspection du 4 mars avait pour objet, dans le cadre de la demande de redémarrage partiel de l'installation, de faire le point d'avancement de l'inventaire des matières nucléaires présentes dans l'installation et d'examiner les conditions organisationnelles prévues, notamment en ce qui concerne le suivi des matières vis-à-vis du risque de criticité. L'inspection n'a fait l'objet d'aucun constat d'écart notable.

Irradiateur de Cadarache (IRCA)

L'inspection du 21 avril (la seule inscrite au programme 1999) a eu pour objet, en ce qui concerne la partie exclusivement INB, d'examiner les résultats des quelques contrôles périodiques ; l'irradiateur justifiant le classement comme INB ne contient plus de source radioactive depuis le printemps 1996.

En revanche, plusieurs installations présentes dans le périmètre de l'INB IRCA et visées par la nomenclature des ICPE sont toujours en activité : les inspecteurs ont vérifié, par sondage, l'application des dispositions de l'arrêté ministériel qui les réglemente, notamment en matière de comptabilité des sources radioactives.

Installation CHICADE

L'inspection du 19 mars avait comme objet de faire le point sur la situation incendie. Elle a porté notamment sur la sécurité incendie, la sectorisation, les potentiels calorifiques, la formation des équipes locales de première intervention et les permis de feu.

Atelier de technologie du plutonium (ATPu)

L'inspection du 30 mars a porté, d'une part sur les engagements pris par l'exploitant pour la zone dite « poudre », dans le cadre du suivi des visites de surveillance de l'exercice 1998, d'autre part sur les dispositions de prévention des risques liés à l'incendie et au séisme.

Un **incident** est survenu le 25 avril. Lors d'une opération normale d'exploitation, un opérateur a été piqué et contaminé par une écharde métallique.

L'Atelier de technologie du plutonium fabrique, par campagne, des éléments combustibles d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium (MOX) pour la filière des réacteurs à eau pressurisée. La poudre d'oxyde de plutonium utilisée lors du procédé est contenue dans des jarres métalliques. Lors des changements de campagne de fabrication, les jarres sont nettoyées à l'intérieur de boîtes à gants étanches.

Au cours d'une de ces opérations, une écharde métallique, qui était présente sur la jarre pour une raison qui reste à déterminer, a piqué l'agent au pouce gauche en traversant ses deux gants de protection.

L'agent a immédiatement été pris en charge par les services médicaux. Il a fait l'objet d'un traitement de la plaie en milieu hospitalier. L'évaluation de la dose qu'il a reçue est en cours.

Aucune autre contamination de personne ni de locaux n'a été mise en évidence à la suite de cet incident.

En raison d'une anomalie d'exploitation ayant conduit à une blessure avec contamination d'un agent, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

Atelier d'uranium enrichi (ATUE)

L'inspection du 29 mars avait comme objectif de faire le point sur les opérations de cessation définitive d'exploitation (CDE) et sur les matières premières nucléaires encore présentes. Dans un deuxième temps, les inspecteurs ont vérifié l'organisation mise en place pour le suivi du confinement et de la bonne marche de la ventilation.

Station de traitement des effluents liquides et déchets solides (STED)

L'inspection du 31 mars a porté dans un premier temps sur les suites données à la lettre envoyé après le Groupe permanent du 20 avril 1998, notamment sur les propositions que l'exploitant doit faire dans un délai de 6 mois. Dans un deuxième temps, il a été examiné par sondage le suivi des opérations de contrôle sur le confinement et la ventilation.

Un **incident** est survenu le 21 avril. Alors que l'incinérateur de l'INB 37 était en fonctionnement normal et traitait des déchets très faiblement radioactifs (surbottes, gants, palettes, etc.), les opérateurs ont constaté un fonctionnement anormal, accompagné de flammes au niveau du dispositif d'alimentation constituée d'une vis sans fin.

Après le lancement de la procédure de mise en sécurité de l'incinérateur (isolement du four et de son alimentation, injection de gaz d'extinction inertes), une surpression à l'intérieur du dispositif d'alimentation a provoqué, pour des raisons qui restent à déterminer, l'éjection d'un hublot, laquelle a entraîné une rupture de la première barrière de confinement. Un confinement provisoire a été rétabli, ensuite, par les équipes d'intervention.

Durant ces événements, les systèmes de ventilation du procédé et du local sont restés en fonctionnement. Les contrôles de radioactivité au niveau de la cheminée et à l'intérieur du local n'ont pas montré d'activité décelable.

L'ensemble des contrôles radiologiques réalisés sur les personnels présents dans l'installation se sont révélés négatifs.

En raison de la sortie du domaine de fonctionnement autorisé de l'installation, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

mande des grappes de contrôle. Les inspecteurs ont examiné par sondage des gammes d'essais périodiques concernant les réacteurs 2 et 4, ainsi que les conditions d'application des programmes de maintenance préventive des composants de ce système. Le respect des engagements pris à la suite d'incidents significatifs a été contrôlé, ainsi que les conditions d'application de certains courriers prescriptifs. Une visite en salle de commande du réacteur 2 a été réalisée.

Une **inspection** a été effectuée le 28 avril sur le thème des relations entre l'ingénierie de site et les services centraux d'EDF en ce qui concerne le génie civil. Les inspecteurs se sont intéressés à l'organisation mise en place à ce titre et ont examiné à la lumière de quelques dossiers spécifiques les liaisons correspondantes (chantiers de pose de la peau d'étanchéité sur les enceintes internes, contrôles du génie civil, ancrage des lignes VVP, joints interbâtiments). Une visite a eu lieu dans la galerie de liaison entre les bâtiments des auxiliaires nucléaires des réacteurs 1 et 2 et le bâtiment de traitement des effluents, par où transitent les canalisations d'effluents à traiter.

Réacteur 1

Le réacteur n° 1 est en prolongation de cycle depuis début mars 1999.

Réacteur 4

Une **inspection** a été réalisée le 1^{er} mars sur le thème de la propreté radiologique et de la contamination. Elle a comporté essentiellement une visite de terrain au niveau des chantiers d'intervention sur les générateurs de vapeur et en sortie de zone chaude du laboratoire de chimie.

Le réacteur mis à l'arrêt depuis le 30 janvier 1999 pour rechargement partiel et maintenance, a été autorisé à diverger le 12 mars.



Cattenom (Moselle)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

Une **inspection** a eu lieu le 30 mars et a concerné le système de com-



Chinon (Indre-et-Loire)

► **Centrale EDF**

Centrale B

Un **incident** est survenu le 6 avril : un débit d'équivalent de dose signi-

ficatif a été détecté hors zone surveillée et hors zone contrôlée. Cette anomalie fait suite à celles déjà découvertes sur l'Atelier des matériaux irradiés les 22 et 30 mars, qui ont fait l'objet de deux déclarations d'incident.

Une installation nucléaire est divisée en plusieurs zones de radioprotection en fonction des risques d'irradiation et de contamination.

Des débits de dose compris entre 2,5 et 250 Sv/h ont été mesurés en limites extérieures de zones contrôlées et au contact de conteneurs disposés sur plusieurs aires d'entreposage, alors que le débit de dose à ces endroits ne doit pas dépasser 2,5 Sv/h. Depuis la mise en place de ces entreposages, des défauts de contrôle et de fréquence de contrôle de ces zones avaient conduit à la mise en place de balisages inadaptés.

L'exploitant a remis en conformité ces installations par la mise en place d'un balisage adapté aux débits de doses mesurés.

En raison de l'utilisation de procédures inadaptées, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Réacteur B1

Le réacteur est passé en prolongation de cycle depuis le 6 avril.

Réacteur B4

Un **incident** est survenu le 27 février 1999 : alors que le réacteur était en arrêt à chaud pour contrôles, l'exploitant a constaté une corrosion hors critères sur les goujons d'assemblage de la pompe primaire n°1. La profondeur de cette corrosion était supérieure aux limites fixées par les règles de conception et de construction des matériels mécaniques des îlots nucléaires (RCCM). Les trois pompes primaires assurent la circulation de l'eau dans le circuit primaire et donc le refroidissement du cœur. L'étanchéité entre le corps de pompe et le support du moteur est assurée par un joint serré entre deux brides par l'intermédiaire de 18 goujons.

Depuis le cycle précédent, la pompe n°1 présentait une fuite qui se caractérisait par des dépôts de bore sur les brides et sur certains goujons. Cette fuite s'est accrue au redémarrage après le dernier arrêt pour rechargement en novembre 1998. Le bore est un corps ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par

la réaction nucléaire. Il est mélangé à l'eau du circuit primaire et permet de contrôler et, le cas échéant, d'arrêter la réaction nucléaire. C'est un produit acide qui présente un risque de corrosion des métaux en cas de fuite.

Un programme de surveillance établi par l'exploitant prévoyait un suivi journalier de cette fuite par caméras et une visite en arrêt à chaud pour effectuer un contrôle des dégradations des goujons après 3 mois de fonctionnement.

C'est lors de cette première visite que l'exploitant a constaté une corrosion hors critères sur 2 des 18 goujons de la pompe n° 1.

La rupture des goujons pourrait créer une brèche sur le circuit primaire principal et entraîner une perte de réfrigérant primaire.

Le remplacement du joint défectueux et des goujons corrodés a nécessité un arrêt du réacteur avec déchargement complet du combustible.

Compte tenu de l'utilisation d'une procédure de maintenance inadéquate qui n'a pas permis de détecter l'évolution de la corrosion avant qu'elle ne dépasse les critères à respecter, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Atelier des matériaux irradiés (AMI)

L'**inspection** du 25 mars a eu pour principal objet la vérification de l'organisation mise en place et des actions menées en matière de gestion des déchets dans l'Atelier des matériaux irradiés et sur le site de Chinon pour ce qui concerne les déchets destinés à l'ANDRA. Elle a permis de répondre aux attentes du thème d'inspection prioritaire pour 1999 « assurance qualité des colis de déchets ».

Un **incident** a été mis en évidence le 22 mars. Un débit d'équivalent de dose significatif a été détecté dans des bureaux situés hors zone surveillée et hors zone contrôlée. La dose totale intégrée par chaque agent concerné a été évaluée de 2 à 5 mSv sur 3 mois en fonction de sa place dans les bureaux.

Une installation nucléaire est divisée en plusieurs zones de radioprotection en fonction des risques d'irradiation et de contamination. Hors zone, le débit d'équivalent de dose ne doit pas dépasser 2,5 µSv/h et l'ex-

position annuelle d'une personne doit être inférieure à 5 mSv/an. En zone surveillée, le débit d'équivalent de dose peut atteindre jusqu'à 25 µSv/h. En zone contrôlée dite jaune, ce débit d'équivalent de dose est compris entre 25 µSv/h et 2 000 µSv/h. L'origine du débit d'équivalent de dose anormal constaté était une coque de béton, contenant des déchets radioactifs, entreposée en zone contrôlée à l'aplomb inférieur des bureaux. Cette coque, sans couvercle biologique, dégagait, en partie supérieure, un débit de dose au contact de 1 600 µSv/h. Ce débit était compatible avec le classement radioprotection du local concerné : zone contrôlée jaune.

La présence des bureaux au-dessus de ce local n'a été identifiée que le 22 mars, alors que la coque était entreposée à l'étage inférieur depuis le 21 décembre 1998.

La pose d'un couvercle biologique sur la coque a ramené le débit d'équivalent de dose dans les bureaux à une valeur inférieure à 2,5 µSv/h.

En raison de la non-identification du risque lors de l'entreposage de la coque de déchets et de la détection tardive de cet incident, celui-ci a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Un **incident** a été mis en évidence le 30 mars. Un débit d'équivalent de dose significatif a été détecté hors zone surveillée et hors zone contrôlée.

Une installation nucléaire est divisée en plusieurs zones de radioprotection en fonction des risques d'irradiation et de contamination. Hors zone, le débit d'équivalent de dose ne doit pas dépasser 2,5 microsieverts/heure.

Des containers contenant des fûts de déchets sont entreposés sur une zone de cette installation où le débit d'équivalent de dose ne doit pas dépasser 2,5 microsieverts/heure. Or, sur environ 50 m² autour de ces containers, le débit de dose était compris entre 2,5 et 40 microsieverts/heure.

Lors de la mise en place de l'entreposage, le débit de dose de chaque fût de déchets a été contrôlé, mais pas le débit de dose global de chaque container. Le 22 mars, un dépassement de débit de dose avait déjà été constaté dans un bureau de l'AMI. A la suite de cet incident, l'exploitant a effectué des mesures de débit de dose de cet entreposage.

Cet entreposage était situé hors zone de travail et de circulation, il n'y a pas eu d'incidence sur le personnel. En raison du manque de culture de sûreté, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

9

Chooz (Ardennes)

► Centrale EDF

Ensemble du site

Exercice local de crise dans la région de Chooz (cf. En bref... France).

Centrale A

Le Journal officiel de la République française a publié, le 21 mars, le décret n° 99-213 du 19 mars 1999 autorisant Electricité de France à créer une installation nucléaire de base destinée à conserver sous surveillance dans un état intermédiaire de démantèlement l'ancienne centrale nucléaire des Ardennes, arrêtée définitivement et constituée par les installations nucléaires de base n°1, 2 et 3.

Ce décret autorise le démantèlement partiel de la centrale nucléaire des Ardennes et son remplacement par une nouvelle installation destinée à l'entreposage des matières radioactives laissées en place (INB n° 163). Les travaux consistent notamment à aménager les circuits, modifier les exutoires de rejets d'effluents gazeux et démolir les bâtiments en colline. En outre, les ouvrages souterrains dans lesquels se situent les circuits nucléaires seront confinés statiquement.

L'article 8 du décret impose à l'exploitant la fourniture, au plus tard le 21 mars 2000, d'une étude portant sur la faisabilité d'un démantèlement définitif plus rapide qu'envisagé actuellement (50 ans après l'arrêt).

Une procédure de modification de l'arrêté d'autorisation de rejet des effluents gazeux est par ailleurs en cours afin d'adapter les limites et conditions de rejet à la nouvelle configuration technique de l'installation. Les limites de rejet seront notamment revues à la baisse.

Centrale B

Les représentants de la Direction régionale de l'industrie, de la re-

cherche et de l'environnement de Champagne-Ardenne et de l'IPSN ont tenu une **réunion technique** avec l'exploitant le 17 mars. Cette réunion a porté sur l'exploitation des installations au cours de l'année 1998, le bilan des missions d'inspection et de contrôle du site par l'Autorité de sûreté, ainsi que les organisations et les priorités respectives des différents acteurs pour 1999.

L'**inspection** du 18 mars a porté sur l'organisation du site pour maîtriser la qualité des opérations d'exploitation et de maintenance des installations. Les inspecteurs ont en particulier examiné l'organisation du service sûreté-qualité du site, la formation de ses personnels et la réalisation des opérations de contrôle et d'inspection internes.

Réacteur 1

EDF a présenté aux représentants de la DRIRE Champagne-Ardenne et de l'IPSN au cours d'une **réunion technique** le 10 mars le programme prévisionnel des travaux de maintenance et de contrôle pour la première visite complète lors de l'arrêt pour rechargement de combustible de ce réacteur, prévue au cours de l'automne.

L'Autorité de sûreté a **autorisé** le 19 mars le redémarrage du réacteur 1 pour un cycle de fonctionnement.

Ce réacteur sera ainsi le premier réacteur du palier N4 à remonter en puissance depuis l'incident survenu le 12 mai 1998 sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) du réacteur 1 de Civaux.

Après modification sur les réacteurs du palier N4 de la portion de circuit RRA affectée par l'incident de Civaux, l'Autorité de sûreté avait déjà autorisé en novembre 1998 le rechargement en combustible de Chooz B1 puis, début janvier 1999, le rechargement de Chooz B2 et enfin, début mars 1999, le rechargement de Civaux 1.

Par ailleurs, à la demande de l'Autorité de sûreté, EDF a présenté, pour l'ensemble des circuits importants pour la sûreté des réacteurs du palier, un recensement des zones potentiellement affectées par les phénomènes de fatigue thermique à l'origine de l'incident de Civaux, et procédé à des contrôles complé-

mentaires sur le circuit RRA et sur d'autres circuits.

Ces contrôles complémentaires ont mis en évidence des fissures sur le circuit RRA, dans une zone différente de celle affectée par l'incident du 12 mai 1998. Cette zone a en conséquence fait l'objet de réparations sur l'ensemble des réacteurs du palier N4.

Un programme de contrôles en service des zones sensibles identifiées sur le circuit RRA et les autres circuits a de plus été mis en place par EDF. Des mesures d'exploitation ont été prises pour réduire les sollicitations thermiques dans les zones sensibles identifiées.

Par ailleurs, EDF poursuit les études demandées par l'Autorité de sûreté sur la tenue des circuits RRA modifiés au delà du premier cycle de fonctionnement.

L'Autorité de sûreté considère donc que les conditions sont à ce jour réunies pour que les réacteurs du palier N4 puissent redémarrer pour un cycle de fonctionnement. Les réacteurs de Chooz B2 et Civaux 1 devraient remonter en puissance d'ici un mois.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN, le 19 mars.

Réacteur 2

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** la divergence de ce réacteur le 25 mars.

10

Civaux (Vienne)

► Centrale EDF

Ensemble du site

L'**inspection** du 16 mars a porté sur les systèmes ASG (alimentation auxiliaire des générateurs de vapeur), APG (purge des générateurs de vapeur) et DVG (ventilation des locaux des pompes ASG). En particulier, il a été procédé à un examen des événements importants pour la sûreté ayant affecté ces systèmes, des opérations de maintenance réalisées et des résultats de certains contrôles et essais périodiques prévus par les règles générales d'exploitation.

L'**inspection** du 25 mars, à caractère inopiné, avait pour but d'examiner la situation du site en matière de gestion et de traitement des déchets radioactifs et conventionnels. Le CNPE étant site pilote en matière de « zonage déchets », il a été procédé à un examen de l'efficacité des dispositions mises en place, ainsi qu'à une analyse de la nature des quelques dysfonctionnements détectés.

Le 25 mars 1999, le BCCN a effectué une visite de chantier afin de faire un point sur l'état d'avancement de la remise en état de la boîte à eau du générateur de vapeur n° 4 du réacteur 2 qui avait été endommagée par des objets migrants en 1998. Les travaux se déroulent normalement.

L'**inspection** du 13 avril a permis d'examiner les progrès réalisés depuis l'inspection du 6 mai 1998 en matière de suivi des essais périodiques (détection des anomalies et incidents importants pour la sûreté, rigueur dans la rédaction et l'utilisation des gammes d'essais périodiques, etc.).

L'**inspection** du 19 avril a permis d'évaluer la démarche engagée par le CNPE pour préparer le matériel et les équipes au passage à l'an 2000. Un état de l'avancement et des problèmes rencontrés jusqu'à présent a été fait.

Réacteur 1

Un **incident** est survenu le 3 mars : alors que le rechargement en combustible du réacteur avait débuté le jour même vers 9 heures, l'indisponibilité d'une des deux voies du circuit RRA a été constatée.

Dans l'état où il était, le réacteur nécessitait le refroidissement du circuit primaire par une voie du circuit RRA et la disponibilité de l'autre voie en secours en cas de défaillance de la première.

En préalable au rechargement, l'application de procédures spécifiques permet de d'assurer de la disponibilité de cette voie. Cependant, l'examen a posteriori par un ingénieur sûreté a permis de constater que le circuit n'était pas disponible dans sa totalité.

Chacune des voies du circuit RRA est dotée d'un échangeur de chaleur lui permettant d'assurer sa fonction de refroidissement. Ces échangeurs sont

refroidis par un circuit spécifique dit de réfrigération intermédiaire (RRI). Les vannes du circuit RRI alimentant l'échangeur de la voie A étaient fermées, ce qui n'aurait pas permis à cette voie d'assurer immédiatement sa fonction en cas de nécessité.

Cet écart est dû à une lecture et à une analyse erronée des procédures d'exploitation. Cet incident est resté sans conséquences matérielles sur la sûreté de l'installation, dans cette phase de début de rechargement du réacteur où la chaleur résiduelle du combustible à évacuer est faible. Néanmoins, il a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES par l'exploitant.

Un **incident** est survenu le 24 avril, alors que le réacteur était en phase d'essais à l'arrêt. Dans cet état, le combustible chargé dans la cuve du réacteur est refroidi par les échangeurs des deux voies indépendantes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). L'exploitant a rendu, durant 9 heures, indisponible le boremètre qui assure la fonction de surveillance de la concentration en bore du circuit primaire.

Le bore ajouté dans l'eau du circuit primaire, en fonction de sa teneur, permet soit d'inhiber la réaction nucléaire ce qui est le cas à l'arrêt, soit de la réguler en fonction du degré d'usure du combustible en cours de fonctionnement. La surveillance de la teneur en bore est assurée en continu par un boremètre.

Les manœuvres successives des deux voies du circuit RRA nécessitées par la réalisation des essais en cours ont conduit à devoir momentanément arrêter l'une des voies. Le boremètre initialement raccordé à cette voie devait donc normalement être raccordé au préalable sur l'autre voie afin de maintenir en permanence la représentativité de la mesure.

Par suite d'une erreur de positionnement de vannes sur les canalisations dans lesquelles circule l'eau prélevée dans le circuit primaire avant d'alimenter le boremètre, le prélèvement ne correspondait pas à la voie en service du circuit RRA. De ce fait, la mesure indiquée par le boremètre n'a plus été représentative du circuit primaire durant 9 heures, jusqu'à ce qu'un ingénieur chargé du contrôle de la sûreté détecte cette situation anormale à partir des informations disponibles en salle de

commande. La position des vannes a été immédiatement corrigée.

Bien que cet incident n'ait pas eu de conséquences matérielles sur la sûreté de l'installation puisque les autres moyens permettant de maintenir à l'arrêt et de contrôler la réaction nucléaire étaient tous disponibles, en particulier les barres de contrôle insérées entre les assemblages combustibles, il a été classé par l'exploitant au **niveau 1** de l'échelle INES. En effet, un événement similaire était survenu le 18 octobre 1997 et les actions mises en œuvre pour éviter qu'il ne se reproduise ne se sont pas avérées suffisamment efficaces.

11

Creys-Malville
(Isère)

Réacteur Superphénix (à neutrons rapides)

L'**inspection** du 11 mars a porté sur la mise en place d'un moyen complémentaire de chauffage du sodium primaire, en vue du déchargement complet du cœur et de l'arrêt définitif.

La visite a porté sur les qualifications des méthodes et des intervenants ainsi que sur les mesures de sécurité prises par l'exploitant pour ce chantier.

12

Cruas
(Ardèche)

► Centrale EDF

Ensemble du site

Le but de l'**inspection** du 10 mars était de vérifier, par sondage, la bonne application des programmes de contrôles, tant au niveau des essais périodiques (chapitre IX des règles générales d'exploitations) qu'au niveau de la maintenance, pour les systèmes REA et RCV.

L'**inspection** du 18 mars avait pour objet la surveillance des fuites du circuit primaire et notamment des fuites entre les circuits primaire et secondaire. Les procédures d'essais et la salle de conduite ont été examinées.

Réacteur 3

L'inspection du 18 mars était consacrée à l'arrêt, pour rechargement, du réacteur 3 : les inspecteurs ont vérifié la bonne tenue des chantiers de maintenance, et se sont intéressés aux dispositions prises par l'exploitant en matière de radioprotection.

Un incident est survenu le 23 mars : alors que le réacteur était à l'arrêt depuis le 6 mars pour rechargement en combustible, l'exploitant a rendu indisponible le circuit de secours de refroidissement du réacteur à l'arrêt (circuit PTR en secours du circuit RRA).

Le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (circuit RRA) assure, lors des phases d'arrêt du réacteur, la circulation de l'eau du réacteur et son maintien à un niveau minimal dans le circuit primaire, afin d'évacuer la chaleur résiduelle provenant des combustibles encore présents dans le cœur du réacteur ; il est constitué de deux voies redondantes. Le circuit PTR assure les fonctions de filtration, de remplissage, de vidange et de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible.

Compte tenu de la configuration du réacteur le jour de l'incident, une voie du circuit PTR devait assurer le secours du circuit RRA ; or un robinet maintenu par erreur en position fermée rendait indisponible le circuit de secours de refroidissement du réacteur à l'arrêt. L'anomalie a été découverte de manière fortuite.

Aussitôt après cette détection, le circuit a été reconfiguré de manière correcte.

Cet incident n'a pas entraîné de conséquences pratiques.

Néanmoins, compte tenu de son caractère répétitif, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.



Dampierre-en-Burly (Loiret)

► Centrale EDF

Ensemble du site

Un incident a été détecté le 18 mars. Lors d'un contrôle préventif d'un chantier de réfection d'un puisard, un point ayant une activité d'environ 300 MBq en équivalent Co60 a

été détecté hors des zones contrôlées du site. Ce point a probablement été amené sur du matériel venant directement de zone contrôlée.

Les zones contrôlées sont des zones qui, en raison des risques d'irradiation et de contamination qu'elles peuvent présenter, sont confinées et soumises à une surveillance radiologique particulière.

Le chantier se situait dans une galerie située sous une zone contrôlée. Certes il bénéficiait d'une surveillance renforcée, mais pas au niveau des écoulements d'eau et des ventilations.

Or d'autres points de contamination ont déjà été découverts hors zones contrôlées en 1996, 1997 et 1998. La répétition de ce type d'événement révèle un manque de culture de sûreté. En conséquence cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'inspection du 25 mars a porté sur le thème « radioprotection » sous l'aspect assurance qualité et méthode de gestion de la dosimétrie. La dosimétrie opérationnelle gérée principalement à travers l'outil informatique MICADO et la dosimétrie réglementaire ont été examinées. Cette visite était une visite réactive faisant suite à l'événement dosimétrique sur un agent du service de radioprotection à Dampierre le 21 janvier 1999 (voir ci-dessous au paragraphe « réacteur 1 »).

L'inspection des 15 et 16 avril avait pour but de faire le point sur la situation vis-à-vis du risque incendie. Un exercice de mobilisation de l'équipe de première intervention a été réalisé à cette occasion.

Réacteur 1

Un incident est survenu le 21 janvier. A l'issue d'une intervention réalisée, la dose de radioactivité reçue par un agent EDF du service sécurité radioprotection n'a pu être établie avec certitude dans les conditions habituelles.

La dose individuelle reçue par chaque intervenant en zone contrôlée est mesurée en temps réel à partir d'un dosimètre électronique et en différé par le développement mensuel d'un film radiologique. Cette dernière mesure sert à établir la dosimétrie de référence intégrée par les intervenants en zone contrôlée. A l'issue de l'intervention, le bon fonctionnement du dosimètre électronique a été mis en cause, et

l'agent a évalué a posteriori la dose reçue à 1,8 millisievert sur la base des indications données par un moyen de mesure complémentaire utilisé sur le chantier. Ultérieurement, l'agent a perdu son film, ce qui ne permet pas de connaître avec certitude la dose qu'il a effectivement reçue.

Ce n'est que le 12 février que ces anomalies ont été mises en évidence par l'exploitant, et ce n'est que le 11 mars que les résultats d'une première analyse de l'exploitant ont confirmé la dose évaluée par l'agent. Toutefois, des investigations complémentaires sont menées afin de s'assurer que l'agent n'a pas reçu une dose supérieure à cette première évaluation.

La limite réglementaire est actuellement de 50 millisieverts par an, et sera ramenée prochainement à 20 millisieverts par an. Il n'y aurait donc pas, au vu des premières évaluations, dépassement de la limite réglementaire d'exposition aux rayonnements ionisants par l'agent.

Toutefois, compte tenu de l'incertitude actuelle sur la dose effectivement reçue par l'agent et du délai mis par l'exploitant pour détecter les anomalies et procéder à leur analyse, l'Autorité de sûreté a classé cet événement au niveau 0 de l'échelle INES. Un reclassement éventuel pourrait intervenir ultérieurement, notamment si les résultats des investigations complémentaires en cours faisaient apparaître un dépassement de la limite réglementaire d'exposition aux rayonnements ionisants de l'agent.

Un incident est survenu le 11 mars. Alors que le réacteur 1 était en fonctionnement, l'alarme signalant une température anormalement élevée de la bache ASG est apparue en salle de commande.

La bache ASG (alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur) fournit, en cas de défaillance de l'alimentation principale en eau des générateurs de vapeur, l'eau nécessaire au refroidissement du réacteur. Cette quantité d'eau doit être suffisamment froide pour obtenir un refroidissement efficace.

Les investigations ont montré que la température anormalement élevée de cette bache provenait de la mise en recirculation de façon prolongée de l'eau sur le dégazeur permettant d'extraire l'oxygène de l'eau.

L'exploitant a immédiatement suspendu cette recirculation de l'eau, et la température est redevenue normale au bout d'environ 5 h 30 min. Cependant, l'apparition de l'alarme demande d'arrêter le réacteur et d'amorcer son repli sur le circuit de refroidissement à l'arrêt conformément aux spécifications techniques d'exploitation, ce qui n'a pas été fait. En raison du non-respect des spécifications techniques d'exploitation, l'Autorité de sûreté a décidé de classer cet incident au **niveau 1** de l'échelle INES.

Réacteur 2

L'unité de production est passée en prolongation de cycle depuis le 29 mars.

Réacteur 3

Le réacteur est à l'arrêt pour maintenance et rechargement de combustible depuis le 16 avril.

Un **incident** est survenu jeudi 22 avril, alors que le réacteur de cette unité était en phase d'arrêt.

En début d'arrêt, le combustible est transféré de la cuve du réacteur à la piscine du bâtiment de stockage. Le déchargement est réalisé sous eau pour maintenir le refroidissement du combustible et limiter la dosimétrie ambiante. Il faut donc remplir en eau la piscine contenant la cuve. Lors de la mise en configuration des circuits pour réaliser ce remplissage, la réserve d'eau alimentant le circuit d'injection de secours a été malencontreusement isolée : le schéma indiquant la position des vannes des circuits concernés était mal préparé et comportait des erreurs qui n'ont pas été vues par l'équipe de conduite.

Le circuit d'injection de sécurité permet, en cas d'accident, par exemple une fuite du circuit de refroidissement du cœur, d'introduire de l'eau pour compenser la fuite et maintenir le refroidissement. Au moment de l'incident, une des deux voies, du circuit aurait dû rester disponible.

Dès que les vannes situées en aval de la réserve d'eau ont été détectées fermées, leur réouverture a été effectuée en quelques minutes. La disponibilité des deux voies a été rétablie au bout de 7 minutes pour l'une et 3 h 58 min pour l'autre.

Cet incident qui a conduit à l'indisponibilité simultanée des deux voies du circuit d'injection de sécurité est

classé au **niveau 1** de l'échelle INES, compte tenu que la procédure de mise en configuration des circuits était inadéquate du fait de lacunes dans l'assurance qualité.

Réacteur 4

Un **incident** est survenu le 4 mars. Alors que le réacteur 4 était en puissance, la réalisation d'un essai périodique d'alimentation électrique par un groupe électrogène de secours à moteur diesel a entraîné un dépassement du seuil de température de 75 °C dans le local situé sous la cuve du réacteur.

En effet, la température de ce local, appelé « puits de cuve », ne doit pas dépasser 75°C selon les spécifications techniques d'exploitation afin de préserver la qualité des massifs de béton. Le critère a été dépassé de quelques degrés pendant 1 h 45 min environ.

En conduite normale, le puits de cuve est refroidi par deux systèmes de ventilation, deux autres systèmes restant en secours. Lors de l'essai, un seul des quatre systèmes de ventilation fonctionnait, ce qui n'est pas suffisant pour garantir le refroidissement du puits de cuve. La procédure prévoit dans ce cas le réenclenchement en manuel d'un ventilateur par l'opérateur, ce qui n'a pas été fait et cela malgré l'apparition d'alarmes de « défaut de ventilation » et de « température haute » en salle de commande.

En raison de l'inobservation d'une procédure et de la non-prise en compte des alarmes, ce qui dénote un manque de culture de sûreté de la part de l'opérateur, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.



**Fessenheim
(Haut-Rhin)**

► **Centrale EDF**

Réacteur 2

Une visite d'**inspection** a été réalisée le 28 avril en vue d'examiner par sondage les conditions d'élaboration du dossier de l'arrêt de tranche 2 répertoriant les écarts par rapport aux documents et programmes d'intervention à mettre en œuvre lors des arrêts.



**Flamanville
(Manche)**

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

L'**inspection** du 17 mars avait pour objet de vérifier l'état des systèmes ASG et APG. Les points suivants ont été examinés :

- les événements et incidents sur trois ans,
- le retour d'expérience,
- les modifications.

L'inspection s'est terminée par une visite des locaux des motopompes et turbopompes ainsi que de la salle de commande. Les inspecteurs ont pu ainsi vérifier l'état des matériels et le respect des paramètres chimiques et des règles générales d'exploitation.

L'**inspection** du 27 avril a concerné la comptabilisation des situations, l'organisation du site, l'archivage, les résultats depuis 1996 et les situations en attente d'affectation.

Réacteur 2

Un **incident** est survenu le 26 mars : alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant du CNPE de Flamanville a constaté, à l'occasion de la réalisation d'un essai périodique, une erreur de programmation du système de régulation de la position des grappes de commande.

Pour contrôler la réaction nucléaire dans le cœur du réacteur l'exploitant dispose de deux moyens principaux :

- ajuster la concentration de bore dans l'eau du circuit primaire, le bore ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire ;
- introduire les grappes de commande dans le cœur ou les en retirer ; ces grappes de commande contiennent des matériaux absorbants les neutrons.

Il convient en marche normale du réacteur de maintenir certaines grappes à un niveau suffisant fixé par les spécifications techniques, d'une part pour que leur chute puisse étouffer efficacement la réaction nucléaire en cas d'arrêt d'urgence, d'autre part pour assurer une bonne répartition du flux de neutrons.

Tous les deux mois, à l'occasion d'un essai périodique, l'exploitant ajuste la programmation du système de ré-

gulation de la position de ces grappes de commande, pour tenir compte de l'épuisement du combustible.

L'exploitant a réalisé cet essai le 9 octobre 1998. Pour en dépouiller les résultats et déterminer les paramètres de régulation, il utilise une application informatique. Le développement et la gestion de cette application propre au site de Flamanville n'ayant pas été réalisés avec une rigueur suffisante, selon les règles d'assurance de la qualité, une erreur de programmation a été introduite et le paramétrage implanté a été erroné. Après un arrêt pour maintenance et deux mois de production, le 26 mars 1999, l'exploitant a procédé à la reconfiguration du système de régulation et a découvert l'erreur commise. Cette erreur de paramétrage, désormais rectifiée, a engendré de légères sur insertions des grappes de commande au cours de la période. Après vérification, il s'avère que les critères fixés par les exigences de sûreté n'ont pas été dépassés : cet incident n'a donc eu aucune conséquence pratique sur la sûreté de l'installation.

Néanmoins, compte tenu des manquements observés dans le processus d'assurance de la qualité, révélateurs d'une lacune de culture de sûreté, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

17

Fontenay-aux-Roses (Hauts-de-Seine)

► Centre d'études du CEA

Laboratoire de chimie du plutonium (LCPu)

Un **incident** est survenu le 15 avril. Au cours de sa manipulation, un fût métallique de déchets liquides faiblement radioactifs a basculé. Environ 5 litres de liquide se sont répandus sur le film polymère protégeant le sol. L'activité répandue a été de l'ordre de quelques centaines de kBq.

Cet incident a été classé au niveau 0 de l'échelle INES.

18

Golfech (Tarn-et-Garonne)

► Centrale EDF

Ensemble du site

La Commission locale d'information (CLI) s'est réunie le 23 avril (cf. en bref... France).

L'**inspection** du 11 mars a porté sur les opérations de maintenance, les essais périodiques et les événements importants pour la sûreté des systèmes LHQ (groupe de production de courant 6,6 kV alternatif secouru), LLS (distribution de courant 380 V alternatif permanent et secouru) et TAC (turbine à combustion).

L'**inspection** du 25 mars, relative aux systèmes RIS (injection de sécurité) et EAS (aspersion de l'enceinte), a permis d'examiner l'organisation de la maintenance préventive sur le site, les modalités d'application des règles d'essais périodiques et certaines anomalies survenues sur ces systèmes.

19

Gravelines (Nord)

► Centrale EDF

Ensemble du site

La Commission locale d'information (CLI) s'est réunie le 1^{er} avril (cf. En bref... France).

L'**inspection** du 2 mars a porté sur l'examen de conformité aux prescriptions établies de plusieurs installations connexes aux réacteurs. L'unité d'enrobage des résines échangeuses d'ions qui vient juste d'arriver sur le site pour une campagne de quelques mois a été plus particulièrement contrôlée pour vérifier le respect des prescriptions techniques figurant dans l'autorisation d'exploitation donnée le 26 février dernier.

Les autres installations vérifiées sont le bâtiment des auxiliaires de conditionnement (BAC) et le local de stockage des sources.

L'**inspection** du 21 avril portait sur le thème Assurance Qualité des colis de déchets. Elle s'est déroulée en 3 phases :

① présentation par l'exploitant de l'organisation mise en place pour la gestion des déchets de la collecte jusqu'à la réalisation du colis ;

② visite sur le terrain d'une zone de collecte-tri (bâtiment des auxiliaires nucléaires des réacteurs 5 et 6) et des zones d'entreposage ;

③ examen de 3 dossiers de colis :

– fût métallique 99 837 58 destiné à CENTRACO,

– coque C1 398 0016 destinée à l'ANDRA,

– coque C1 397 0770 non conforme.

Cette inspection a mis en évidence une amélioration des conditions d'entreposage. La collecte et le tri des déchets semble bien organisée (notes d'organisation reprennent l'ensemble des exigences de l'ANDRA) ; toutefois l'absence de traçabilité des déchets interdits trouvés lors de l'ouverture des sacs au niveau du bâtiment des auxiliaires nucléaires ne permet pas de valider le bon fonctionnement de cette organisation.

Réacteur 2

L'**inspection** du 3 mars a porté sur le thème « confinement de la contamination – propreté radiologique ». Les inspecteurs ont en particulier examiné l'état d'avancement du « plan d'action propreté » présenté par EDF au niveau national et décliné sur chaque CNPE.

Les objectifs de cette visite étaient : d'examiner cette déclinaison locale ; de vérifier, au travers de plusieurs visites de chantiers, sa bonne application sur le terrain (visite de chantiers à risque, SAS 8 mètres, portique C1 et contrôle CP0).

Un **incident** est survenu le 13 mars : le réacteur étant en phase de rechargement du combustible en fin d'arrêt annuel pour maintenance, l'exploitant a constaté, lors d'un contrôle de configuration du circuit de surveillance atmosphérique de l'enceinte (ETY), que les deux voies de ce système n'étaient pas orientées sur piège à iode.

Le circuit ETY permet le filtrage de l'atmosphère de l'enceinte en cas de rupture accidentelle d'une gaine de combustible lors des manutentions. Pour ce faire, lors du rechargement ce circuit doit être orienté sur des pièges à iode. Ceux-ci ont pour rôle de fixer l'iode radioactif dans le cas d'une montée de la radioactivité.

Lors du rechargement du combustible, ce circuit doit être disponible. Dans le cas présent, deux volets étaient par erreur dans une mauvaise position et ainsi l'air ne passait pas sur les filtres à iode.

Cet incident n'a pas eu de conséquence réelle car il n'y a pas eu de problème de manutention de combustible.

Néanmoins, en raison d'un non-respect des spécifications d'exploitation ayant entraîné une dégradation de la fonction de sûreté « confinement », cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle internationale des événements nucléaires **INES**.

Réacteur 2 et 5

L'**inspection** du 1^{er} avril a porté sur l'examen des analyses de risque (impact sur la sûreté) réalisées lors des interventions. En effet, à la suite de divers incidents mettant en cause les opérations de maintenance recensées avant 1994, EDF a mis en place des mesures préventives, et parmi celles-ci l'analyse de risque. L'inspection a porté sur la méthodologie employée pour rédiger cette analyse. Le CNPE de Gravelines, par la structure « arrêt de tranche », définit les options « sûreté », puis des analyses des métiers (qui incluent également la sécurité) intègrent les exigences. L'application de ces principes a été contrôlée sur des interventions effectuées lors des deux derniers arrêts de tranche.

Réacteur 4

Le réacteur 4, en prolongation de cycle depuis le 5 mars 1999, a été mis à l'arrêt pour visite partielle et rechargement du combustible le 23 avril.

20

Grenoble (Isère)

► Centre d'études du CEA

Ensemble du site

L'**inspection** du 22 avril a porté sur le contrôle de la radioprotection. Les inspecteurs ont examiné les notes d'organisation du site puis ont procédé à une visite du LAMA et du réacteur Mélusine.

21

La Hague (Manche)

► Etablissement COGEMA

Ensemble du site

La Commission spéciale et permanente d'information (CSP) s'est réunie le 15 avril (cf. En bref... France).

L'**inspection** du 15 avril concernait les installations ne relevant pas directement des ateliers nucléaires du procédé de retraitement des combustibles usés. Les volumes du rapport de sûreté vérifiés sont ceux de la présentation générale de la sûreté de l'établissement de COGEMA La Hague. Les inspecteurs ont porté leurs investigations sur :

- l'atelier de maintenance des équipements des zones inaccessibles ;
- les alimentations de secours (réseau de 15 kV, dont un groupe électrogène est en cours de rénovation) ;
- la maintenance des batteries de démarrage des groupes électrogènes de sauvegarde ;
- les réseaux interconnectés d'air comprimé du site ;
- les réseaux de refroidissement dans la centrale de production des utilités nord.

A l'exception des équipements de sauvegarde (visités par ailleurs), les installations citées ci-avant ont été inspectées.

AD2-EDS (atelier de conditionnement et d'entreposage des déchets solides)

L'**inspection** du 16 mars avait pour thème la protection incendie. Les points abordés ont été principalement les consignes utilisées et la gestion des potentiels calorifiques. Un exercice d'incendie a été effectué.

Usine UP2 400

Atelier NPH

Par délégation des ministres en charge de l'industrie et de l'environnement, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** les opérations de transfert d'assemblages combustibles à base d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium non irradiés, destinés à des réacteurs à eau bouillante, d'emballages de type FS65 en emballage de type TN17/2. Ces assemblages neufs pro-

viennent d'usines de fabrication de ce type de combustibles et changent d'emballages de transport à la Hague pour leur expédition par voie maritime (lettre du 1^{er} mars).

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a également **autorisé** la réception et l'entreposage d'un lot de combustibles à base d'oxyde d'uranium et de plutonium non irradié, en provenance de l'usine de fabrication de Hanau (Allemagne), conditionné sous forme d'assemblages de type 18 x 16 (lettre du 27 avril).

MAPu (atelier de purification, de conversion en oxyde et de premier conditionnement de l'oxyde de plutonium)

L'**inspection** du 5 mars avait pour thème la protection incendie. Les inspecteurs ont examiné les consignes d'intervention des agents du groupe local d'intervention, l'élaboration des permis de feu par points chauds et les documents de maintenance des matériels de protection contre l'incendie. Un exercice d'incendie a été effectué.

BST1 (atelier de deuxième conditionnement et d'entreposage de l'oxyde de plutonium)

L'**inspection** du 8 avril avait pour objets :

- le point sur le bilan d'exploitation et l'état de l'entreposage de PuO₂ dans BST1 et son extension ;
- le point sur les modifications réalisées en 1998 et les modifications futures ;
- l'examen des actions correctives faisant suite aux constats radiologiques et écarts classés sûreté ;
- les suites données aux différents courriers de la DSIN.

L'**inspection** s'est terminée par une visite sur le terrain axée sur l'état de réalisation des modifications et la propreté de l'installation.

Usine UP2 800

L'**inspection** du 2 mars a essentiellement porté sur la prise en compte des demandes consécutives à la réévaluation de sûreté des laboratoires de contrôle de marche d'UP2 et sur l'application des prescriptions techniques. Les laboratoires de MAPu et de STE3 ont fait l'objet de contrôles sur sites.

R1 (atelier de cisailage des éléments combustibles, de dissolution et de clarification des solutions obtenues)

Lors de l'inspection du 27 avril, il a été réalisé une visite générale de la sûreté de l'atelier R1, alors que l'atelier était en exploitation normale. Les thèmes examinés ont été :

- le traitement des écarts et des actions préventives associées ;
- les modifications intéressant la sûreté ;
- les résultats des contrôles effectués par les agents de radioprotection ;
- les contrôles périodiques des filtres des dernières barrières des filtration des effluents gazeux.

Les inspecteurs ont réalisé une visite dans des zones contrôlées de l'installation, où se situent notamment des équipements de mise sous vide (filtres, réservoirs, tuyauteries et vannes) utilisés pour le système de prélèvement d'échantillons actifs, ces échantillons étant périodiquement analysés pour le contrôle du procédé.

R2 (atelier de séparation de l'uranium, du plutonium et des produits de fission (PF), et de concentration des solutions de PF)

Lors de l'inspection du 28 avril, il a été réalisé une visite générale de la sûreté de l'atelier R2. L'atelier fonctionnait à 2,7 t/j. Les thèmes examinés ont été :

- le traitement des écarts et des actions préventives associées ;
- le retour d'expérience des écarts de l'atelier de fonction similaire de l'usine UP3 ;
- les résultats des contrôles effectués par les agents de radioprotection ;
- les contrôles périodiques des filtres des dernières barrières des filtrations des effluents gazeux.

Les inspecteurs ont réalisé une visite en salle de conduite et en zone contrôlée de l'installation. Les actions correctives effectuées par COGEMA ont été vérifiées.

Usine UP3

T2 (atelier de séparation de l'uranium, du plutonium et des produits de fission (PF), et de concentration/stockage des solutions de PF)

L'inspection du 10 mars a essentiellement porté sur l'application des

prescriptions techniques, le traitement des écarts relevés et les modifications réalisées dans l'installation.

BSI (atelier de stockage de l'oxyde de plutonium)

L'inspection du 7 avril avait pour but d'examiner le respect des règles générales d'exploitation (chapitres 4 et 6) ainsi que le bilan de l'entreposage des conteneurs PuO₂ dans BSI. Une visite sur le terrain ainsi que la vérification des dépressions des salles ont été effectuées par les inspecteurs.

22

Marcoule (Gard)

► **Centre d'études du CEA**

Réacteur Phénix (filère à neutrons rapides)

Une réunion technique relative à la sûreté des générateurs de vapeur de la centrale Phénix s'est déroulée le 13 avril 1999 dans les locaux de Novatome à Lyon.

L'inspection du 25 mars a porté sur l'organisation mise en place par l'exploitant pour la réalisation du début des travaux de renforcement au séisme, demandés par la DSIN en avril 1998. En particulier, l'aptitude de cette organisation à respecter les exigences réglementaires de qualité et de sûreté a été examinée. Deux chantiers ont été visités dans les bâtiments des générateurs de vapeur et de la production d'électricité.

► **Usine MELOX de fabrication de combustibles nucléaire MOX**

L'inspection du 17 mars avait pour thème la gestion des modifications. Les inspecteurs ont vérifié les procédures de traitement des modifications mises en application sur le bâtiment 500 et son extension ; dans un deuxième temps, une présentation des essais consécutifs aux interventions a été faite avec une visite du contrôle commande.

L'inspection du 19 mars a été consacrée aux travaux de terrassement et de génie civil prévus dans le cadre de l'aménagement du local des expéditions, afin de permettre l'accueil, le chargement et l'expédition de nouveaux emballages de transport d'assemblages combustibles.

25

Miramas (Bouches-du-Rhône)

► **Etablissement COGEMA de Miramas Magasin d'uranium**

L'inspection du 16 mars, seule inspection programmée en 1999, avait pour objectif de vérifier, par sondage, le respect des dispositions inscrites dans le référentiel de sûreté vis-à-vis de sujets divers : radioprotection, déchets, confinement, protections contre les agressions extérieures (gare de triage proche) ou la malveillance, habilitations du personnel, modalités d'intervention des secours extérieurs... mais aussi de faire le point sur les suites données à certaines demandes formulées par la DRIRE à la suite de la visite précédente (du 17 juin 1998).

26

Nogent-sur-Seine (Aube)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

Des réunions en préfecture se sont tenues les 2 mars et 26 avril (cf. En bref... France)

L'inspection du 9 mars a porté sur les systèmes d'alimentation de secours et de purge des générateurs de vapeur. Les inspecteurs ont en particulier examiné les modalités de réalisation des opérations d'essais et de maintenance de ces matériels, ainsi que certains événements relatifs à leur exploitation. Ils ont procédé à une visite des locaux abritant ces matériels (turbopompes et motopompes de secours) sur les deux réacteurs.

Réacteur 2

Ce réacteur était en arrêt pour visite décennale et rechargement de combustible depuis le 11 février.

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a autorisé la divergence de ce réacteur le 28 avril. EDF a présenté aux représentants de la DRIRE Champagne-Ardenne, du Bureau de contrôle des chaudières nucléaires (BCCN) et de l'IPSN, au cours

de **réunions techniques** des 2 et 9 avril, les résultats des opérations de contrôle et de maintenance réalisées sur le réacteur.

Les inspecteurs de la Direction régionale de l'industrie de la recherche et de l'environnement de Champagne-Ardenne ont procédé le 3 mars à la **première réépreuve hydraulique du circuit primaire du réacteur**. Cette opération consiste à soumettre ce circuit à un test de résistance à une pression supérieure à sa pression de fonctionnement nominale, au cours duquel une inspection complète du circuit est effectuée.

L'**inspection** inopinée du 24 mars a porté sur la façon dont l'exploitant assurait la surveillance du stockage de combustible au cours de l'arrêt du réacteur, vis-à-vis du respect des spécifications techniques d'exploitation. Les inspecteurs ont effectué une visite de la salle de commande du réacteur et de locaux électriques contenant des matériels qui contribuent à l'alimentation électrique de matériels assurant le refroidissement du combustible.

L'**inspection** du 13 avril a été consacrée au contrôle par l'exploitant de la propreté radiologique des locaux nucléaires. Les inspecteurs ont en particulier examiné les conditions de préparation des interventions par l'exploitant, les modalités de suivi des chantiers, le recensement et l'analyse des résultats des contrôles effectués, ainsi que les vérifications périodiques des matériels de contrôle radiologique des personnels en sortie de zone nucléaire. Ils ont procédé à une visite des secteurs de collecte, de tri et de conditionnement des déchets dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires et dans le bâtiment réacteur.

27

Orsay
(Essonne)

► **Accélérateur linéaire d'Orsay**
Laboratoire pour l'utilisation du rayonnement électromagnétique (LURE)

L'**inspection** du 22 avril a porté sur l'exploitation générale de l'installation. Les inspecteurs ont vérifié l'application par l'exploitant de certaines

dispositions de son référentiel de sûreté, en particulier en ce qui concerne la protection contre les rayonnements, la gestion des sources radioactives et des déchets et la prévention de l'incendie.

Une visite générale de l'installation a enfin été effectuée, à l'occasion de son arrêt pendant les vacances scolaires.

29

Paluel
(Seine-Maritime)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

La Commission locale d'information (CLI) s'est réunie le 16 mars (cf. En bref... France)

L'**inspection** du 12 mars a porté sur l'organisation de l'exploitant en matière de rejets et d'effluents. Les inspecteurs ont examiné par sondage les documents relatifs :

- aux incidents significatifs et événements sur les deux dernières années,
- au respect des règles générales d'exploitation,
- aux modifications concernant les systèmes TEP et TEG.

Une visite de chantier au niveau du BAN, notamment en salle de commande et sur les matériels TEG et TEP, a été réalisée.

30

Penly
(Seine-Maritime)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

La Commission locale d'information (CLI) s'est réunie le 16 mars (cf. En bref... France)

L'**inspection** du 30 mars avait pour but de vérifier la qualité de la maintenance de certains capteurs et des chaînes fonctionnelles associées. Les inspecteurs ont concentré leur action sur les chaînes fonctionnelles liées au contrôle et à la sécurité du circuit primaire principal. Ils ont contrôlé visuellement l'état de certains matériels du réacteur 1.

31

Pouzauges
(Vendée)

► **Installation d'ionisation**
IONISOS

L'**inspection** du 16 avril a essentiellement porté sur la prise en compte des demandes de l'Autorité de sûreté consécutives d'une part, à la mise en service de l'installation et, d'autre part, à la mise à l'arrêt et à la remise en exploitation de celle-ci.

32

Phénix
(voir Marcoule)

32

Romans-sur-Isère
(Drôme)

► **Usine FBFC (usine de fabrication de combustibles nucléaires)**

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** la 8^e campagne de fabrication de combustible AEA à base d'uranium enrichi.

L'**inspection** du 11 mars a eu lieu à l'atelier de recyclage de l'installation nucléaire de base où sont fabriqués les éléments combustibles destinés aux réacteurs électronucléaires. A l'intérieur de cet atelier, sont mis en œuvre divers procédés physico-chimiques destinés à récupérer et recycler l'uranium contenu dans les rebuts de fabrication et dans les cendres d'incinération des déchets. Les inspecteurs ont examiné les résultats de différents contrôles périodiques intéressant la sûreté. Ils ont vérifié l'application des prescriptions techniques pour l'exploitation de l'atelier.

33

Sablé-sur-Sarthe
(Sarthe)

► **Installation d'ionisation**
IONISOS

Par délégation des ministres en charge de l'industrie et de l'environne-

ment, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** la mise en service de l'installation (lettre du 19 mars).

34

Saclay
(Essonne)

► **Centre d'études du CEA**

Ensemble du site

Les groupes de travail créés lors de la première réunion de la Commission locale d'Information le 3 février se sont réunis plusieurs fois pour définir le périmètre de leur activité.

Laboratoire d'études de combustibles irradiés (LECI)

Au cours de l'**inspection** du 8 avril, les inspecteurs ont examiné le fichier des écarts, les procédures d'autorisation des entrées de matières et de modification des dispositifs expérimentaux, le respect des engagements de l'exploitant et l'organisation qualité du projet d'extension. Une visite des installations a eu lieu.

Laboratoire de haute activité (LHA)

Au cours de l'**inspection** du 15 avril, les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place pour l'assainissement des cellules, le fichier des écarts, la gestion des déchets d'assainissement, la traçabilité du suivi des chantiers d'assainissement des cellules 14 et 19.

Une visite de toutes les cellules (0 à 17) a été effectuée.

Réacteur Orphée

Un **incident** est survenu le 24 mars 1999 : alors que le réacteur était en fonctionnement à puissance nominale (14 MW thermiques), une baisse de pression sur le réseau d'air comprimé a entraîné la perte momentanée du refroidissement des sources froides et l'arrêt automatique du réacteur.

Les sources froides du réacteur Orphée sont des dispositifs qui plongent dans le réflecteur d'eau lourde entourant le cœur et contiennent de l'hydrogène sous forme liquide. Elles ont pour fonction d'abaisser l'énergie des neutrons en vue de permettre leur utilisation par des phy-

siciens. L'hydrogène contenu dans les sources froides est maintenu en phase liquide par un circuit de réfrigération fonctionnant à l'hélium.

Le 24 mars 1999, la baisse de pression du circuit d'air comprimé a entraîné un dysfonctionnement de plusieurs organes du circuit d'hélium et, par voie de conséquence, la perte du refroidissement des sources froides. Les opérateurs ont alors entrepris de réduire la puissance du réacteur, afin d'éviter un échauffement excessif des sources froides et une montée en pression de l'hydrogène qu'elles contiennent, mais, à la suite d'une erreur de manipulation, ont au contraire commandé une hausse de puissance. Le franchissement du seuil de puissance maximale, réglé à 110 % de la puissance nominale, a alors entraîné l'arrêt automatique du réacteur.

Cet incident, qui n'a eu aucune conséquence pour le personnel et pour l'environnement, a été classé au niveau 0 de l'échelle INES.

35

Saint-Alban
(Isère)

► **Centrale EDF**

Ensemble du site

L'**inspection** du 1^{er} avril avait pour but de vérifier que le site avait bien développé une politique « facteur humain », conformément à la politique d'EDF. Les inspecteurs se sont surtout intéressés aux actions du consultant « facteur humain », à l'analyse des incidents significatifs, et à la communication opérationnelle.

36

Saint-Laurent-des-Eaux
(Loir-et-Cher)

► **Centrale EDF**

Le 2 février 1999, un arrêté interministériel a renouvelé les autorisations de prélèvements d'eau et de rejets d'effluents liquides et gazeux de la centrale. L'arrêté, signé par les ministres chargés de la santé, de l'environnement et de l'industrie et publié au Journal officiel du 30 avril 1999, précise les nouvelles disposi-

tions techniques que l'exploitant devra respecter.

Cet arrêté présente, par rapport aux prescriptions précédemment en vigueur, une évolution importante sur trois points :

1) il réglemente l'ensemble des rejets d'effluents, qu'ils soient liquides ou gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les prélèvements d'eau, en remplacement des différents arrêtés précédemment appliqués ;

2) dans la continuité des dispositions retenues en 1996 et 1997 pour les dernières centrales mises en exploitation par EDF, Chooz et Civaux, cet arrêté prévoit une réduction importante de la radioactivité maximale annuelle pouvant être rejetée dans l'environnement. Le carbone 14 fait désormais l'objet d'une limite individualisée ; la valeur limite autorisée pour les rejets en tritium a été divisée par un facteur de l'ordre de 2 ; les valeurs limites correspondant aux rejets radioactifs, hors tritium et carbone 14 pour les effluents liquides, ont été divisées par un facteur de l'ordre de 35 ;

3) le rejet des substances chimiques classiques présentes dans les effluents radioactifs a été plus complètement réglementé.

La réduction des limites de radioactivité rejetée vise à rapprocher les valeurs limites autorisées du niveau réel des rejets, très inférieurs à celles-ci. Les rejets réels sont en effet en baisse constante grâce au progrès d'exploitation et au retour d'expérience sur les 57 tranches nucléaires en service.

Cette évolution ne relève pas d'un problème sanitaire. Elle est cohérente avec un principe permanent en matière de protection de l'environnement qui veut que les valeurs limites de rejets soient fixées aussi bas que raisonnablement possible.

Cette réduction des limites de radioactivité rejetée sera introduite dans les arrêtés réglementant les rejets des autres centrales en service, au fur et à mesure de leur renouvellement.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN, le 30 avril.

Réacteurs A1 et A2 (filière uranium naturel-graphite-gaz)

Au cours de l'**inspection** du 4 mars, les inspecteurs ont examiné le fichier

des écarts et quelques problèmes ponctuels relatifs aux déchets. Une visite du chantier de démolition des salles des machines a été effectuée. De même, les locaux de la zone contrôle de Saint-Laurent A1 et le chantier d'assainissement des piscines de Saint-Laurent A1 ont été visités, ainsi que la salle des consignations et le bureau de surveillance des alarmes.

Centrale B

L'inspection inopinée du 11 mars sur le thème de la conduite avait pour objet la visite des salles de commande des réacteurs 1 et 2, afin de s'assurer du respect des spécifications techniques d'exploitation réacteur en puissance. Par ailleurs, l'application d'un certain nombre de documents prescriptifs a été vérifiée.

L'inspection du 21 avril avait pour objet de faire le point sur le thème de l'alimentation en fluide (air) au travers des systèmes SAR/SAP et SAT. Les événements, les modifications et les essais périodiques ont été notamment abordés au cours de la journée. L'inspection s'est terminée par une visite du local des compresseurs du réacteur 2.

Réacteur B1

Le réacteur est passé en prolongation de cycle depuis le 8 mars.

37

Soulaines-Dhuys (Aube)

► Centre de stockage de l'Aube (ANDRA)

Une réunion s'est tenu à la préfecture le 2 mars (cf. En bref... France).

L'inspection du 23 avril a porté sur le respect par l'ANDRA des engagements pris à la suite d'inspections antérieures et des comptes rendus d'incidents d'exploitation significatifs. Les inspecteurs ont également examiné l'organisation mise en place par l'ANDRA pour l'élaboration des courriers de réponse à l'Autorité de sûreté. Ils ont procédé à une visite des locaux des archives et de la zone d'entreposage de produits chimiques.

Un incident est survenu le 8 avril : l'exploitation de l'atelier de conditionnement des déchets a été poursuivie alors que les matériels desti-

nés à vérifier l'absence de rejet d'iode étaient indisponibles.

Le Centre de stockage de l'Aube, exploité par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), comporte des ouvrages de stockage de colis de déchets radioactifs et un atelier de conditionnement de certains colis préalable à leur stockage.

L'atelier de conditionnement des déchets est doté d'une installation de ventilation des locaux nucléaires, destinée en particulier à assurer leur confinement vis-à-vis de l'environnement. L'air de ventilation de ces locaux est rejeté dans l'environnement par une cheminée après filtration. L'efficacité de cette filtration, notamment vis-à-vis de l'iode radioactif, est contrôlée.

Le 8 avril, une opération de maintenance des matériels de prélèvement d'air nécessaires au contrôle de l'absence d'iode dans les rejets a nécessité leur mise hors service pendant une heure trois quarts. L'exploitation de l'atelier de conditionnement des déchets n'a pas été interrompue, alors que les règles d'exploitation applicables interdisent l'exploitation en cas de dysfonctionnement des matériels de contrôle de l'air extrait.

Les balises de surveillance de l'environnement du centre n'ont pas détecté de présence d'iode.

En raison du non-respect des règles d'exploitation, qui traduit une lacune dans la culture de sûreté de l'exploitant, l'Autorité de sûreté a demandé à l'ANDRA de déclarer cet incident, initialement déclaré le 12 avril au niveau 0 de l'échelle INES, au niveau 1 de cette échelle.



Superphénix (voir Creys-Malville)



Tricastin/Pierrelatte (Drôme)

► Centrale EDF

Ensemble du site

Un incident est survenu le 11 mars : un agent EDF du service de sécurité

et de radioprotection a reçu une dose de radioactivité anormale en intervenant dans une zone contrôlée de type « rouge » du réacteur 1 de la centrale nucléaire du Tricastin, alors en arrêt pour maintenance.

Sous la surveillance de l'OPRI, l'agent bénéficie du suivi médical approprié et des examens biologiques propres à confirmer la dose effectivement reçue.

Cette dose a été initialement estimée à 80 millisieverts à partir du dosimètre électronique porté par l'agent. La dose relevée sur le film radiologique, qui vient d'être développé, est évaluée à 340 millisieverts. La différence entre ces résultats a fait l'objet d'investigations, qui ont conclu à la mauvaise représentativité de la mesure par le dosimètre électronique.

Le seuil réglementaire est actuellement fixé à 50 millisieverts par an et sera prochainement ramené à 20 millisieverts par an.

Les zones contrôlées de type « rouge » sont les zones où la radioactivité est la plus élevée et dont l'accès est strictement réglementé.

L'intervention de l'agent a consisté à retirer de la zone rouge localisée en dessous de la cuve du réacteur 1 des outillages de maintenance mis en œuvre durant l'arrêt.

L'inspection immédiatement décidée par l'Autorité de sûreté a conclu que cette intervention a été réalisée sans l'autorisation de la direction de la centrale qui était pourtant requise pour pénétrer en zone rouge et sans l'analyse préalable de la dosimétrie individuelle et collective associée que prévoit la réglementation.

Elle a conduit également à constater que trois agents du service de sécurité et de Radioprotection, dont l'agent qui a reçu la dose de radioactivité, n'ont pas respecté la réglementation sur la radioprotection.

Un procès-verbal a donc été dressé par l'inspecteur du travail pour infraction aux dispositions du code du travail sur la radioprotection.

En raison du dépassement de la limite réglementaire d'exposition aux rayonnements ionisants par un agent EDF, l'Autorité de sûreté a confirmé le classement au niveau 2 de l'échel-

le INES de cet incident de radioprotection.

Cet incident, qui implique des agents du service chargé du contrôle de l'application des règles de radioprotection, met gravement en cause l'organisation du site en matière de radioprotection et les procédures mises en place par EDF pour assurer la protection contre les rayonnements ionisants des personnels travaillant dans les centrales.

Cet incident a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN.

Réacteur 1

Le but de l'inspection réactive du 11 mars était de faire les premières constatations relatives à l'incident déclaré le matin même par EDF, au niveau 2 de l'échelle INES, à savoir le dépassement du seuil dosimétrique annuel, par un agent du service de radioprotection qui avait pénétré dans une zone rouge, à accès fortement réglementé.

Le but de l'inspection du 2 avril était d'examiner par sondage quelques dossiers de modifications intégrées lors de l'arrêt du réacteur 1, en phase d'intégration du lot VD2. Ce sont les aspects réalisation et impact sur la documentation de conduite normale qui ont été plus particulièrement examinés.

A la suite des contrôles réalisés lors de la deuxième visite décennale, EDF a informé, le 16 mars, l'Autorité de sûreté de la découverte de défauts métallurgiques situés sous le revêtement intérieur en acier inoxydable de la cuve du réacteur 1 du Tricastin.

Les résultats de ces contrôles ont été présentés par EDF le 24 mars 1999. Ils font apparaître une dizaine de défauts allant jusqu'à 10 mm de profondeur pour une épaisseur de cuve de 200 mm. Ces défauts, probablement liés à la fabrication, se situent dans une zone soumise au vieillissement par irradiation.

Des défauts isolés de 5 à 6 mm de profondeur sous le revêtement avaient été détectés en 1993 et 1995 dans les cuves des réacteurs 2 et 1 de Saint-Laurent B ainsi qu'en 1997 dans celle du réacteur 6 de Gravelines. Leur tenue en service avait été justifiée en tenant compte des caractéristiques des défauts et des cuves concernés.

Le groupe d'experts compétent en la matière, à savoir la section permanente nucléaire (SPN) de la Commission centrale des appareils à pression, se réunissait précisément sur le sujet de la tenue des cuves des réacteurs de 900 Mwe en général le 17 mars. Il a été informé de la situation et ne pourra conclure qu'au vu des éléments complémentaires qu'il a demandés.

Le réacteur Tricastin 1 est actuellement à l'arrêt. Il ne redémarrera qu'après autorisation de l'Autorité de sûreté.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN, le 26 mars.

Réacteur 1 et 2

La DSIN a soumis à autorisation le passage à l'appel par états (APE) des réacteurs 1 et 2 du Tricastin, en raison des conditions particulières liées à ce passage.

L'inspection du 25 mars avait pour objet de vérifier que le passage à l'APE des réacteurs 1 et 2 s'était effectué conformément aux conditions préalablement définies.

Réacteur 3

Un incident est survenu le 9 février : alors que le réacteur était en puissance, un opérateur a commandé par erreur la fermeture d'une vanne d'arrêt du circuit d'évacuation de la vapeur produite par le générateur de vapeur n° 3.

Cette interruption du débit de vapeur a eu pour conséquence d'élever la pression dans le générateur de vapeur jusqu'à l'ouverture des soupapes de sécurité qui ont alors normalement évacué la surpression.

Simultanément, l'arrêt automatique du réacteur a été commandé.

Les réacteurs à eau sous pression de 900 Mwe comportent trois générateurs de vapeur.

Un générateur de vapeur est un échangeur thermique entre l'eau du circuit primaire, portée à haute température, et l'eau du circuit secondaire, qui se transforme en vapeur et alimente la turbine.

Dans une telle situation, le redémarrage du réacteur ne doit être envisagé qu'après avoir contrôlé les circuits sollicités et notamment le bon état des soupapes de sécurité.

L'exploitant a redémarré le réacteur sans avoir procédé à ces contrôles.

Cet événement a initialement déclaré par l'exploitant au niveau 0 de l'échelle INES. L'Autorité de sûreté a donc demandé son reclassement au niveau 1, bien que les contrôles réalisés depuis aient donné des résultats satisfaisants.

Réacteur 4

L'inspection inopinée du 28 avril dans le cadre de l'arrêt du réacteur 4 avait pour objectif de situer, après avoir prédéterminé certains chantiers, l'aspect qualitatif des interventions ainsi que le contexte dans lequel les prestataires doivent évoluer, ainsi que le suivi par le CNPE des aspects sécurité, propreté et radioprotection.

► Usine de préparation d'hexafluorure d'uranium de COMURHEX

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a autorisé l'exploitant de COMURHEX à utiliser le dépoussiéreur du four de l'atelier de conversion de la structure 2000 pour l'uranium à teneur isotopique en ²³⁵U inférieure à 2,25 % (lettre du 28 avril).

Un incident est survenu le 20 mars : l'exploitant de l'usine COMURHEX de Pierrelatte a mis en évidence, au niveau d'une cuvette de rétention de l'INB n° 105, une perte d'étanchéité d'un puisard.

L'activité de l'usine COMURHEX de Pierrelatte consiste à transformer l'uranium en hexafluorure d'uranium. Ce composé est le seul approprié pour l'opération d'enrichissement isotopique nécessaire à l'élaboration du combustible des centrales nucléaires françaises.

L'uranium traité est essentiellement de l'uranium naturel et de l'uranium récupéré des combustibles après retraitement. Ce dernier est transformé dans un sous-ensemble spécifique de l'usine qui constitue l'INB n° 105.

Les puisards et les bacs de rétention sont destinés à collecter les écoulements de liquides déversés accidentellement à la suite d'une défaillance du matériel ou des opérateurs. Ils sont vides en exploitation normale et font l'objet d'un contrôle périodique d'étanchéité.

Le contrôle du puisard référencé R 2046, effectué entre le 8 et le 20 mars derniers, a mis en évidence un taux de fuite de 0,1 Mh d0 au mauvais état de son revêtement.

A la demande de l'Autorité de sûreté, un contrôle de non contamination du béton est en cours. Ce contrôle doit permettre de déterminer si une fuite de liquide radioactif vers le sol de l'installation s'est effectivement produite.

L'exploitant a arrêté l'atelier jusqu'à la remise en état de l'installation et a décidé d'augmenter la fréquence des contrôles (trimestriels au lieu d'annuels).

S'agissant d'une anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES. Ce classement est susceptible d'être revu en fonction des résultats des expertises demandées.

► **Installation TUS et usine W de COGEMA**

L'objectif de l'inspection du 9 avril a été de vérifier le respect par l'exploitant des dispositions précisées dans les deux arrêtés d'autorisation de rejets d'effluents liquides et gazeux. L'inspection a porté sur l'examen des documents réglementaires et a comporté la visite de la station de traitement des effluents chimiques.

► **Installation SOCATRI (assainissement et récupération de l'uranium)**

Par lettre du 7 avril, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a indiqué à l'exploitant qu'il n'avait pas d'objection à ce que SOCATRI mette en œuvre une filière industrielle de valorisation, dans une aciérie classique, de ferrailles décontaminées et contrôlées par ses soins, issues d'activités de maintenance et de démantèlement de matériels provenant de l'industrie nucléaire. Ces ferrailles seront utilisées, après coupage avec d'autres ferrailles, pour la production d'aciers spéciaux de construction mécaniques, d'aciers pour roulement et d'aciers pour res-

sorts pour l'industrie automobile, les armées et la boulonnerie.

La mise en œuvre effective de cette filière reste subordonnée à l'autorisation administrative à cette fin de l'aciérie réceptrice des ferrailles.

Par lettre du 13 avril, le ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement et le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie ont autorisé l'exploitant à mettre en actif un poste de décontamination par circulation destiné au traitement des pièces de petites dimensions.

Cette autorisation a impliqué la modification des prescriptions techniques de l'installation qui ont été notifiées à l'exploitant par les ministres.

L'inspection du 29 avril a porté principalement sur l'assurance de la qualité attachée à la fabrication des colis de déchets destinés au centre de stockage en surface de Soulaïnes-Dhuys, dans le département de l'Aube (CSA). Ce sujet est un des thèmes prioritaires de visites de surveillance de la DSIN pour 1999. Les différentes procédures de réalisation des colis, en conformité aux agréments obtenus auprès des éliminateurs par les producteurs (EURODIF, ANDRA, certaines installations du centre d'études de Gramat), ont été étudiées et leur application examinée.

► **Usine de séparation des isotopes de l'uranium (EURODIF)**

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a autorisé l'exploitant d'EURODIF à mettre en place les dispositions remplaçant temporairement la mesure en continu d'uranium dans les solutions de lavage des évents de l'annexe U (lettre du 26 mars).

L'inspection du 25 mars avait pour but de vérifier les dispositions prises par EURODIF en matière de rejets d'effluents liquides et gazeux. Les bases réglementaires, l'organisation interne de l'exploitant, les modalités de contrôle des rejets liquides et gazeux et de leur impact dans l'environnement ont été examinées.

L'objectif de l'inspection du 15 avril était de vérifier le respect par l'exploitant des dispositions relatives au suivi des colis de déchets destinés au stockage au CSA, depuis la production du déchet primaire jusqu'au conditionnement final. Une visite des installations d'EURODIF et de SOCATRI a été effectuée.

► **Usine FBFC de Pierrelatte (usine de fabrication de combustibles nucléaires)**

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a pris acte de la cessation définitive d'activité de l'usine de fabrication de combustible (lettre du 28 avril).

L'inspection du 26 mars a eu pour effet principal de constater la bonne application des dispositions préalables à la cessation définitive d'exploitation (CDE).

► **Commissariat à l'énergie atomique**

Ensemble du site

Transfert de matières et déchets radioactifs entre INB civiles et INB classées secrètes

Par lettres du 9 mars et du 7 avril, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a approuvé, pour 1999, les transferts génériques demandés par le CEA concernant les matières et déchets radioactifs transitant entre INB et INB classées secrètes, en application de la convention du 4 mars 1997 signée entre le directeur de la sûreté des installations nucléaires et le Haut Commissaire à l'énergie atomique, Autorité de sûreté des INB classées secrètes. Le Haut Commissaire à l'énergie atomique a approuvé également ces transferts par lettres des 4 et 18 mars 1999.

Les transferts approuvés sont dits génériques, c'est-à-dire qu'ils correspondent à des flux annuels prévisibles.

Ces autorisations prolongent celles notifiées en 1998 (cf. Contrôle n° 125).

Réunions techniques et inspections hors installations nucléaires

Une **visite technique** de l'usine Alstom Velan a été effectuée par le BCCN le 4 mars 1999 pour contrôler des fabrications de robinets destinés à la centrale de Lingao (Chine). L'un des buts de cette visite était d'assister à une opération de soudage d'une vanne à coin du circuit primaire principal.

Le 4 mars, une **visite technique** a été effectuée à l'usine Manoir Industries de Pitres (27) pour vérifier les conditions de contrôle et de réparation d'un corps de vanne d'isolement vapeur et les modalités de fabrication d'un autre corps similaire ; ces corps pourront remplacer des vannes en service sur les réacteurs de 900 MWe qui présenteraient des défauts non acceptables.

L'**inspection** du 8 mars a porté sur l'examen des actions de surveillance menées par l'ANDRA sur le producteur de déchets CEA. En ce qui concerne les colis destinés au stockage de surface, quelques dossiers relatifs à des inspections de l'ANDRA ont été examinés par sondage. En ce qui concerne les colis « haute activité vie longue » pouvant être destinés au stockage profond, les modalités de la mise en place de cette surveillance ont été examinées. Cette surveillance ne deviendra effective que lorsque les référentiels de production du CEA seront définitifs.

Une **visite technique** a été organisée le 10 mars dans les locaux de Jeumont Industrie à Jeumont pour examiner la fabrication des mécanismes de commande de grappe. Les inspecteurs ont en particulier examiné les approvisionnements réalisés chez les aciéristes et les contrôles de perméabilité magnétique, à la suite de difficultés rencontrées en 1998.

Une **visite technique** des ateliers de maintenance de la SOMANU (Maubeuge) a été réalisée le 11 mars, pour examiner la maintenance des enceintes sous pression des mécanismes de commande de grappe. Les inspecteurs ont en particulier contrôlé les conditions d'expertise et de ragréage des mécanismes, qui constituent des opérations importantes pour la bonne réalisation des soudures effectuées ensuite lors de leur remplacement sur site.

La division combustibles (DC), anciennement délégation aux combustibles, est l'entité d'EDF responsable de l'approvisionnement des CNPE en combustibles. Au sein de cette division, la branche combustibles nucléaires (BCN) est particulièrement chargée de l'élaboration des dossiers de sûreté des combustibles nouveaux et/ou expérimentaux qu'elle transmet à l'Autorité de sûreté sous couvert de la division production nucléaire. A ce titre, elle est responsable de la définition des besoins en qualification résultant des modifications de conception apportées aux combustibles et aux assemblages combustibles.

En aval de la démonstration de sûreté des combustibles, la BCN est responsable du suivi de la qualification des fabrications des combustibles. La partie « terrain » de la surveillance exercée auprès des fournisseurs est sous traitée au service qualité réalisation (SQR).

L'**inspection** du 11 mars avait pour thème la vérification du respect des règles définies dans le cahier des charges applicables à la fourniture de combustibles, d'une part en matière de qualification de la conception et d'autre part en matière de qualification des procédés de fabrication des nouveaux produits. Les dossiers des combustibles AFA 3GL et PEN-TIX ont servi de support à la visite de surveillance.

Le 19 mars 1999, une **réunion technique** s'est déroulée dans les locaux de la division production nucléaire d'EDF à Saint-Denis, afin d'examiner la solution de rénovation des barrières thermiques des pompes primaires des réacteurs de 900 MWe proposée par le constructeur Westinghouse.

Le 22 mars, une **réunion technique** a été organisée avec EDF dans les locaux de Saint-Denis, au sujet des actions de recherche et développement lancées par EDF pour améliorer la connaissance des paramètres pilotant la fatigue thermique à grand nombre de cycles. Ces actions de long terme font suite aux différents incidents qui se sont produits sur les circuits d'injection de sécurité des réacteur du palier 900 MWe et de refroidissement du réacteur à l'arrêt des réacteur du palier N4.

Les 24 mars et 1^{er} avril 1999, le BCCN a réalisé une **visite technique** dans les locaux de Framatome Services à Chalon-sur-Saône afin d'assister à la qualification de la réparation d'un piquage d'instrumentation du générateur de vapeur n° 3 de Tricastin 4. Les difficultés mises en évidence sur les contrôles non destructifs associés à cette intervention ont fait l'objet d'une attention particulière. Il est apparu d'une part qu'EDF n'avait pas assez anticipé le lancement de cette qualification, et d'autre part que les propositions initiales de Framatome étaient techniquement insuffisantes.

Le 29 mars, une **réunion technique** s'est tenue avec EDF et Framatome dans les locaux du BCCN à Dijon afin d'examiner certaines évolutions du code de fabrication des matériels mécaniques, le RCC-M. Ces évolutions faisaient suite d'une part à la démarche « ECOREP » lancée par EDF et Framatome dans l'optique de réaliser des économies, d'autres part à des demandes de l'Autorité de sûreté en vue d'améliorer les garanties sur la qualité des fabrications. Certains sujets n'ayant pas fait l'objet de mise à jour depuis longtemps, une nouvelle réunion sera nécessaire pour faire progresser les demandes de l'Autorité de sûreté.

L'**inspection** du 30 mars avait pour objectif de vérifier la manière dont l'ANDRA comptabilise l'activité stockée au jour le jour au Centre de l'Aube. L'organisation du département colis de l'ANDRA pour gérer cette activité a été examinée. Une démonstration du fonctionnement du système informatique de gestion des colis stockés a été réalisée.

Les 30 et 31 mars, une **visite technique** s'est déroulée au magasin national de pièces de rechange d'EDF situé à Creil (60) afin d'examiner les conditions de remise en état des conditionnements de pièces de rechange des circuits primaires principaux et de contrôler le contenu des dossiers de fin de fabrication de pièces de rechange des circuits secondaires principaux.

Les 30 et 31 mars 1999, une **visite technique** a eu lieu à l'usine Jeumont Industrie à Jeumont afin de vérifier les conditions de fabrication des pièces des pompes primaires destinées à être montées sur les réacteurs de la centrale chinoise de Lingao.

COGEMA

Le 7 avril, la DIN Marseille a convié les exploitants des installations MELOX et ATPU à une **réunion** relative à l'application des critères de déclaration des incidents significatifs dans les usines de fabrication de combustible à base de plutonium dans le but de préciser et d'harmoniser leur utilisation.

Les 7 et 8 avril, des **visites techniques** ont été effectuées par le BCCN dans les usines de Beck Crespel et de Cathelain pour vérifier l'aptitude de ces industriels à stocker et fournir dans de bonnes conditions des barres fabriquées selon le code RCC-M, destinées notamment à la fabrication d'écrous et de boulons pour les réacteurs d'EDF.

Centrale Phénix

Le 13 avril, une **réunion** a été organisée par l'exploitant dans les locaux de Framatome à Lyon en présence des représentants de la DSIN, du BCCN, du DES et de la DRIRE. L'avancement des investigations lancées à la suite de la découverte de défauts métallurgiques sur le module de générateur de vapeur déposé a été présenté.

Le 14 avril, une **réunion technique** s'est tenue entre les représentants d'EDF et de Framatome et le BCCN pour :

- adapter les critères et la liste des pièces soumises à une qualification du procédé de fabrication (réalisation et caractérisation fine d'une pièce avant le lancement de la série) selon le § M140 du code ;
- discuter des modalités d'approvisionnement en matière pour la fabrication des pièces des chaudières non soumises à qualification selon le § M140 du code.

Le 22 avril, une **visite technique** a été effectuée par le BCCN chez AEK Interform en Allemagne pour contrôler la fabrication des moules dans lesquels seront coulés des corps de clapets ARE de rechange pour l'Unité technique opérationnelle d'EDF.

A cette occasion, les inspecteurs ont constaté que la pièce type destinée à vérifier que le procédé est adéquat n'était pas conforme aux exigences.

Le 28 avril 1999, le BCCN a effectué une **inspection** dans les locaux de l'usine Framatome de Chalon-Saint-Marcel afin de contrôler une phase du montage des internes des générateurs de vapeur.

Le transport des matières radioactives

Par délégation du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et de la ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a délivré les certificats suivants :

Requérant(s)	Cote du certificat	Type du certificat	Date du certificat	Référence du certificat	Nature du transport
Transnucléaire	F/563/X	Arrangement spécial	12/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 019/99	Combustibles de type MOX non irradiés
Cégélec	F/213/B(U) Gb	Prorogation	12/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 020/99	Source radioactive
CIS Bio	F/283/B (U)-85 Cc	Prorogation	12/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 021/99	Source radioactive
Transnucléaire	F/270/B (U) F-85 HI	Prorogation	12/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 022/99	Combustibles non irradiés
CIS Bio	F/302/B (U) Ec	Extension	22/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 023/99	Sources radioactives
CEA/DAM	F/329/B (U)- 85 Cg	Extension	19/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 024/99	Matières tritiées
Cégélec	F/564/X	Arrangement spécial	19/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 025/99	Source radioactive
Transnucléaire	F/272/B (U) F-85 Fe	Prorogation	19/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 026/99	Combustibles irradiés
Transnucléaire	F/275/B (U) F-85 Gj	Prorogation	19/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 027/99	Combustibles irradiés
CIS Bio	F/549/X	Arrangement spécial	24/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 028/99	Source radioactive
Transnucléaire	F/561/X	Arrangement spécial	31/03/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 029/99	Assemblages combustibles de type MOX non irradiés
Transnucléaire et BNFL	F/728/B (U) F e	Validation	02/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 030/99	UF ₆
Transnucléaire	F/566/X	Arrangement spécial	02/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 031/99	UF ₆
ATEA	F/333/B (U)- 85 Dd	Prorogation	02/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 032/99	Source radioactive
Transnucléaire	F/555/X	Arrangement spécial	02/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 033/99	Poudres ou pastilles d'oxyde d'uranium
Transnucléaire	F/357/B (U) F-85 Aa	Agrément	08/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 034/99	Combustibles MTR neufs ou irradiés
ENUSA	F/565/X	Arrangement spécial	12/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 035/99	Combustibles neufs
MDS Nordion	F/734/B (U) F-85 Aa	Validation	20/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 036/99	Source radioactive
La Calhène	F/559/X	Arrangement spécial	20/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 037/99	Cibles irradiées
Transnucléaire	F/343/B (U) F-85 Ad	Extension	26/04/99	DSIN/FAR/SD1/CA/N° 038/99	Déchets technologiques

Les inspections

Bièvres (Essonne) – Société ECW

La visite réactive du 25 mars a été décidée à la suite du vol d'un véhicule contenant un appareil de gammagraphie survenu le 23 mars. Il s'agissait de faire le point sur les circonstances de ce vol. Elle a été réalisée conjointement avec la DRIRE Ile-de-France, chargée de constater les infractions aux dispositions législatives et réglementaires. Comme suite à cette **inspection**, l'agent de la DRIRE Ile-de-France a dressé procès verbal pour cinq infractions.

Laudun (Gard) – Site d'essais de Transnucléaire

L'**inspection** inopinée du 31 mars avait pour objet de vérifier les procédures mises en œuvre par Transnucléaire lors d'un essai de chute de colis.

La Hague (Manche) – Etablissement COGEMA

L'**inspection** du 12 avril a concerné le contrôle de la conformité à la réglementation de l'expédition des emballages de combustibles irradiés.

Nogent-sur-Seine (Aube) – Centrale EDF

L'**inspection** du 22 avril avait pour principal objet d'examiner les conditions dans lesquelles la centrale EDF de Nogent réalisait ses expéditions de déchets, d'outillages et de pièces contaminées, et d'en vérifier la conformité avec la réglementation. Elle a notamment permis d'examiner un transport d'outillages SEBIM en partance vers la centrale de Cattenom (Moselle), et de vérifier l'application de certaines exigences s'appliquant au transporteur.

Paluel (Seine-Maritime) – Centrale EDF

Le but de l'**inspection** du 27 avril était de vérifier la continuité des dispositions prises par l'exploitant afin de limiter les contaminations des colis de transport de combustibles irradiés et des matériels associés.

Paris (Ile-de-France) – Société Transnucléaire

L'**inspection** du 31 mars avait pour but d'examiner l'organisation de la société Transnucléaire dans sa fonction de commis-

sionnaire de transport. L'inspection a notamment évalué les modalités de sélection des fournisseurs, ainsi que la préparation et les divers contrôles effectués au cours des transports.

Tricastin (Drôme) – Installation SOCATRI

L'**inspection** du 6 avril 1999 avait pour principal objectif de vérifier la conformité à la réglementation des transports de matières dangereuses des transports de matières radioactives que réalise l'exploitant. Elle a également permis d'examiner les documents de travail utilisés par l'exploitant pour réaliser la maintenance des citernes de transport du nitrate d'uranyle.

Valognes (Manche) – Terminal ferroviaire

L'**inspection** du 8 avril a été réalisée de façon réactive sur le terminal ferroviaire de Valognes afin de procéder de façon inopinée à des contrôles de rayonnement sur un wagon SNCF transportant un château de combustibles irradiés en provenance du réacteur 3 du CNPE de Dampierre. Les inspecteurs ont notamment examiné en détail le dossier de transport associé au colis et ont fait procéder en leur présence à des mesures de rayonnements gamma et neutroniques afin de vérifier les valeurs indiquées dans le dossier de transport et le respect des prescriptions réglementaires associées. Aucun écart concernant ces valeurs n'a été relevé par rapport aux exigences réglementaires.

Villejuif (Val-de-Marne) et **Châtenay-Malabry** (Hauts-de-Seine) – ANDRA

La visite de surveillance du 15 avril était consacrée au transport des déchets radioactifs collectés par l'ANDRA auprès de petits producteurs. Les inspecteurs ont procédé au contrôle d'une expédition de colis de déchets radioactifs effectuée par l'Institut Gustave Roussy de Villejuif, puis se sont rendus au siège de l'ANDRA afin d'évaluer l'organisation mise en place concernant cette activité.

– Les incidents

Incidents de manutention

Le 2 mars, un colis contenant une source scellée de cobalt 60 d'une activité de 13,3 MBq a été très légèrement endommagé au moment

de son chargement à l'aéroport de Lyon Satolas à bord du vol BA 8301. Ce colis était expédié par le CEA de Grenoble à l'Université de Birmingham et transporté par les Etablissements Ziegler. Du fait des légers dommages constatés, ce colis n'a pas été chargé ; il a été récupéré par son expéditeur le 4 mars 1999. Ni l'intégrité du colis, ni celle de l'emballage n'ont été mises en cause. L'Autorité de sûreté nucléaire a demandé au CEA un compte rendu détaillé ainsi que le retour d'expérience tiré de cet incident.

Le 13 avril, un accident de manutention à l'aéroport de Roissy a provoqué la chute d'un colis de type A, contenant 74 MBq de gallium 67. Ce colis était expédié par la société CIS Bio. Il a été détérioré, sans perte de confinement. Cet accident n'a donc eu aucune conséquence radiologique ni sanitaire.

Accidents de la circulation

Le 3 mars, un accident de la circulation mettant en cause une camionnette transportant des produits radioactifs à usage médical a eu lieu sur l'autoroute A72 près de Thiers. Ce véhicule transportait des colis provenant de plusieurs laboratoires pharmaceutiques, à destination des hôpitaux de Montluçon et Clermont-Ferrand. Les produits les plus radioactifs se trouvaient dans deux colis de la société CIS Bio international contenant des générateurs de technétium 99m d'activités respectives 52,6 et 28,9 GBq. Un troisième colis contenait un flacon d'iode 123 d'activité 0,96 GBq. Cette expédition comprenait également quatre générateurs vides de technétium 99m en retour des hôpitaux après utilisation. Le véhicule transportait en outre des produits radioactifs de la société Mallinckrodt SARL comprenant une capsule d'iode 131 de 1,850 GBq et deux flacons de thallium 201 de 213 MBq chacun. La Direction de la sûreté des installations nucléaires, en liaison avec les experts de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire a coordonné les opérations de contrôle effectuées par les services de secours et la DRIRE Auvergne. Un périmètre de sécurité a été mis en place, un balisage, et des mesures radiologiques ont été réalisées par la cellule mobile des pompiers. Ces contrôles n'ont pas fait apparaître de dispersion du contenu des colis. Cet accident n'a donc eu aucune conséquence radiologique ni sanitaire. Tous les

colis radioactifs ont été rassemblés sur une aire située à une cinquantaine de mètres de l'autoroute avant retour vers les expéditeurs pour expertise. Certains colis endommagés (et dont la fonction de sûreté de confinement a été affectée) ont été placés à l'intérieur de fûts servant de confinement. Le chauffeur, légèrement blessé, a été dirigé vers l'hôpital de Thiers. L'Autorité de sûreté nucléaire a demandé aux sociétés CIS Bio international et Mallinckrodt un compte rendu détaillé ainsi que le retour d'expérience tiré de cet accident.

Le 13 avril, un ensemble routier transportant 14 assemblages de combustibles neufs à oxyde d'uranium est resté bloqué par suite d'une manœuvre effectuée sur une voie adjacente à la route départementale 22 (Ardèche). Ce véhicule appartenant à la société Célestin (filiale de Transnucléaire) effectuait le transport de colis expédiés par l'usine FBFC de Romans à destination de la centrale EDF de Cruas. Au cours de cette manœuvre, le véhicule est resté bloqué sans dommage pour son chargement, et sans entraîner de perturbation de la circulation. La gendarmerie ainsi que les équipes du transporteur Célestin se sont rendues sur place dès qu'elles ont été informées. Après une vérification effectuée par un officier de la Direction départementale des services d'incendie et de secours de l'Ardèche, l'opération de dégagement, débutée à 11 h 00, s'est achevée à 11 h 15. Le véhicule a pu reprendre sa route à destination de la centrale EDF de Cruas. L'Autorité de sûreté des installations nucléaires a été informée de cet incident et un rapport lui a été adressé par l'expéditeur.

Dépassement de seuils réglementaires

Le 2 mars, trois points de contamination surfacique ont été détectés en gare ferroviaire de Valognes, au cours des contrôles effectués par COGEMA, à l'intérieur d'un wagon transportant un emballage contenant des combustibles irradiés, en provenance de la centrale EDF du Bugey : la contamination la plus élevée a atteint 1036 Bq/cm², pour un seuil réglementaire de 4 Bq/cm². Ces points de contamination étaient tous localisés sur des parties inaccessibles aux travailleurs et au public. Ces dépassements seraient dus à la présence de fines particules radioactives,

apparemment non détectées au départ de la centrale. Ces dépassements n'ont aucune conséquence sanitaire, ni sur le personnel SNCF, ni a fortiori sur le public. L'exploitant a déclaré cet incident à l'Autorité de sûreté le même jour. Celle-ci a aussitôt procédé à une inspection à la centrale du Bugey le 4 mars. Cette inspection a montré un dysfonctionnement dans les contrôles de contamination effectués au départ de la centrale ; une analyse détaillée des causes de ces contaminations a été demandée. L'Autorité de sûreté a demandé à EDF de subordonner la continuation des expéditions du site du Bugey à la transmission, par EDF, des résultats des investigations menées. Après examen du plan d'actions mené par EDF, la DSIN a autorisé le site du Bugey à poursuivre ses transports à compter du 30 mai.

Le 12 avril, un point de contamination non fixée en émetteurs bêta/gamma de 160 Bq/cm² pour un seuil réglementaire de 4 Bq/cm² a été détecté sur la surface externe d'un colis de combustibles neufs en provenance de l'usine FBFC de Dessel (Belgique). Cette expédition du 9 avril, arrivée au site EDF de Saint-Laurent-des-Eaux le même jour, comprenait au total 12 assemblages combustibles neufs chargés dans 6 colis. La Direction de la sûreté des installations nucléaires a informé l'Autorité compétente belge de la découverte de cette contamination. Des investigations sont en cours afin d'en déterminer l'origine, qui serait étrangère à la société FBFC compte tenu du type d'activité mis en évidence.

Le 15 avril, sur le site de Bagnols-sur-Cèze (30), la société SOCODEI a relevé une non-conformité lors des contrôles effectués à l'arrivée d'un camion transportant des déchets radioactifs en provenance de la centrale EDF de Cattenom. Un débit de dose de 5 mSv/h a été mesuré au contact d'une zone du colis de transport, pour une limite réglementaire fixée à 2 mSv/h. Le camion transportait un seul colis chargé de ferrailles faiblement radioactives. Le débit de dose mesuré à 2 m des parois n'était plus que de 0,02 mSv/h, inférieur au seuil de 0,1 mSv/h. Le contrôle dans la cabine du chauffeur n'a pas mis en évidence d'anomalie. Le dépassement de la dose au contact n'a pas été détecté au départ du site de Cattenom où un double contrôle avait été réalisé. Le colis a été stocké à l'inté-

rieur du périmètre du centre de retraitement, lieu de destination des ferrailles, et un balisage a été mis en place autour de celui-ci. Des investigations sont en cours de la part d'EDF pour analyser les causes de cet écart. En raison du non-respect d'un seuil imposé par la réglementation sur le transport routier de matières dangereuses de la classe radioactive, la centrale de Cattenom a déclaré un incident auprès de l'Autorité de sûreté.

Sur le terminal ferroviaire de Port-Boulet, le 19 avril, il a été détecté un point de contamination de 64 Bq/cm² sur la lèchefrite de la remorque de transport d'un colis de combustible irradié en provenance de la centrale de Chinon. Cette détection a été réalisée après transbordement du colis sur le wagon SNCF.

Acte de malveillance

Le 23 mars vers 14 h 00, un véhicule transportant un appareil de gammagraphie industrielle de type GMA 2500, de type B au sens de la réglementation des transports, a été dérobé à l'aéroport de Roissy. Cet appareil contenait une source d'iridium 192 d'environ 2,2 TBq. Le véhicule appartenait à la société TMP Contrôle, et l'appareil à la société Engineering Control Welding (ECW). A la suite d'une inspection menée chez ECW par un agent de la DRIRE Ile-de-France, chargée de constater les infractions aux dispositions législatives et réglementaires, et par un agent de l'Autorité de sûreté, un procès-verbal a été dressé car cinq infractions à la réglementation ont été constatées :

- stationnement de véhicule de transport routier sans surveillance constante ;
- absence de certificat de formation du conducteur ;
- clé du gammagraphe restée dans la boîte à gants du véhicule ;
- absence de consignes écrites concises pour les conducteurs ;
- extincteur non opérationnel, ni conforme aux exigences de la réglementation (constatation faite dans un véhicule semblable à celui qui a été dérobé).

Le 19 avril, le portique de détection de rayonnements ionisants à l'entrée de la société Galloo Métal à Menin (Belgique) a déclenché l'alerte lors de l'entrée d'un camion chargé de ferrailles en provenance des installations de traitement de ferrailles de la société Galloo France (Halluin, France). Après vérifi-

cation du lot, la notification du vol de l'appareil de gammagraphie du 23 mars via le réseau INES créé dans le cadre de l'échelle internationale des événements nucléaires a permis de faire le lien entre ces deux affaires. La source a été transférée dans les installations de Belgoprocess à Dessel (Belgique), où des investigations ont permis de confirmer que cette source était celle contenue dans l'appareil se trouvant à bord du véhicule volé à Roissy. La capsule est restée intacte. L'ensemble des doses pour le personnel d'intervention lors du transfert de la source pour investigation n'a pas dépassé 1,6 mSv. L'évaluation des doses potentielles pour le personnel de la société Galloo France conduit à des doses au maximum de 5 mSv dans l'hypothèse la plus défavorable. Les conséquences du vol de la source radioactive sont donc restées limitées, mais cet incident aurait pu avoir des conséquences plus graves concernant l'exposition des personnes ou aurait pu provoquer des contaminations à large échelle.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN, le 23 mars.

- La réglementation

Par délégation du ministre de l'économie des finances et de l'industrie, et de la ministre de

l'aménagement du territoire et de l'environnement, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a cosigné :

- l'arrêté du 19 février 1999 (JO du 20 mars 1999) portant modification du règlement annexé à l'arrêté du 23 novembre 1987 modifié relatif à la sécurité des navires. La division 401 du règlement annexé à l'arrêté du 23 novembre 1987 modifié comporte notamment des dispositions relatives au code maritime international des marchandises dangereuses (code IMDG) et au recueil des règles pratiques pour la sécurité du transport de combustible irradié, de plutonium et de déchets fortement radioactifs en fûts à bord des navires (recueil INF) ;
- l'arrêté du 12 mars 1999 relatif à la désignation de l'organisme d'examen pour la délivrance des certificats de conseiller à la sécurité pour le transport par route, par rail ou par voie navigable de marchandises dangereuses ;
- la décision du 29 mars 1999 fixant le contenu des dossiers de candidature et les conditions particulières d'examen mentionnées à l'article 7.2 de l'arrêté du 17 décembre 1998 portant transposition de la directive 96/35/CE du Conseil, du 3 juin 1996, concernant la désignation ainsi que la qualification professionnelle de conseillers à la sécurité pour le transport par route, par rail ou par voie navigable de marchandises dangereuses.

Réunions du Groupe permanent « réacteurs »

Le Groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires s'est réuni le 18 mars, puis le 31 mars avec le concours d'experts allemands, pour poursuivre l'examen des options de sûreté du futur réacteur EPR. Il s'est en outre réuni le 15 avril pour examiner les problèmes d'étanchéité des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 et 1450 MWe, le 22 avril pour entendre des exposés sur le problème informatique de l'an 2000 et sur le programme de travail envisagé par EDF sur le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe, et le 29 avril pour donner un avis définitif sur le chargement du réacteur Civaux 2, en tenant compte des problèmes précédemment rencontrés sur le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur Civaux 1. Enfin, toujours le 29 avril, le Groupe permanent a tenu une réunion interne destinée à réfléchir sur les conditions de son propre fonctionnement.

Réunion de la CLI du Blayais

Le bureau de la CLI du Blayais s'est réuni le 23 avril. A cette occasion, une présentation du bilan 1998 de la surveillance exercée par la DRIRE sur le CNPE a été faite. En outre, certains sujets d'actualité ont été abordés (fuite des pompes primaires, temps de chute des grappes, pollution en tritium des tranches 3 et 4, plan propreté site, etc.).

Réunions au sein de la CLI de Cadarache

Les groupes communication et surveillance de la CLI de Cadarache se sont réunis respectivement le matin et l'après-midi du 22 avril 1999.

Le groupe communication a entériné la version définitive du n° 6 du CLIC et discuté du plan du CLIC n° 7 qui sera consacré à la gestion des déchets radioactifs. Les prochaines réunions sont prévues le 28 mai et le 14 juin.

Le groupe surveillance a débattu d'un certain nombre de sujets d'actualité et notamment

de la participation de la CLI à l'exercice de crise du 12 mai à Cadarache.

Un point sur les derniers incidents survenus dans les installations du Centre a été présenté par la DRIRE.

Exercice locale de crise organisé dans deux communes proches de Chooz

Le 16 avril, les communes de Landrichamps et Fromelennes, voisines de la commune de Chooz, ont procédé à un exercice local destiné à évaluer et à tester leur organisation en situation de crise sur la centrale de Chooz. Cet exercice a notamment comporté une phase d'alerte, puis de mise à l'abri à domicile de la population et de regroupements en vue d'une évacuation. Cet exercice, réalisé en liaison avec les services de la préfecture des Ardennes, a suscité l'intérêt de nombreux observateurs (représentants du ministère de l'intérieur, maires de communes belges proches, maires de communes proches de la centrale de Gravelines).

Réunion de la CLI de Gravelines

La Commission locale d'information de Gravelines s'est réunie le 1^{er} avril. A cette occasion, les sujets suivants ont été abordés :

■ Composition de la CLI : un toilettage de la liste des membres, rendu nécessaire par les résultats des élections cantonales de juin 1998, a permis d'apporter une réponse aux demandes individuelles ou d'associations formulées depuis le changement de présidence. Cette nouvelle liste a été approuvée lors de cette séance plénière.

■ Travaux de la sous-commission sécurité des populations : la sous-commission a ouvert un chantier assez vaste « le maire face aux risques nucléaires ». Pour mener à bien sa réflexion, elle a défini 8 thèmes (alerte, moyens de diffusion des consignes, fiche d'Actions pour les maires - constitution d'une cellule de crise communale, Distribution à chaud des comprimés d'iode, organisation de l'évacuation, mise en place d'exercices à l'échelon communal, relance



Centrale de Gravelines

d'une communication « hors période de crise » sur les modalités d'alerte et météo). En préalable à un travail approfondi sur chaque thème, les orientations du futur PPI lui ont été présenté par un représentant de la mission d'appui à la gestion du risque nucléaire (MARN).

Travaux de la sous-commission technique : après la constatation de la présence de trace de Pu dans les sédiments marins, la sous-commission s'était engagée à compléter la campagne de mesures de l'OPRI en lui envoyant des échantillons vivants. Elle a présenté, au cours de cette séance, les échantillons et les zones de prélèvements choisis. Ensuite ont été présentés le bilan 1998 du CNPE et les enseignements tirés de l'évacuation du bâtiment du réacteur 5 du 15 janvier 1999.

Réunion de la CSPI de La Hague

Une réunion de la Commission spéciale et permanente d'information (CSPI) auprès de l'établissement de La Hague a eu lieu le 15 avril. Elle portait sur les rejets de krypton 85 de l'usine COGEMA et leurs contrôles :

- résultats de mesures de sa concentration dans l'air ;
- méthode de calcul de l'estimation de la dose reçue par la population.

Réunion de la Commission de surveillance du Centre de stockage de la Manche

La Commission de surveillance du Centre de stockage de la Manche s'est réunie le 11 mars. L'ordre du jour était le suivant :

- faits marquants de l'activité du Centre depuis la dernière réunion : dossiers soumis à enquête publique ;
- suivi du comportement de la couverture : méthodologie retenue et bilan depuis la mise en place ;
- point sur le dossier mercure : bilan des investigations complémentaires menées par la DRIRE ;
- divers : projet d'éolienne, perte de matières nucléaires au CEA : le crayon ICARE.

Réunion du bureau de la CLI de Paluel/Penly

Le bureau de la Commission locale d'information sur les centrales nucléaires de Paluel et Penly s'est réuni le 16 mars. L'ordre du jour portait sur la relecture de la lettre d'information n° 3 et la mise au point du colloque « facteur humain ».

La commission a organisé le 29 avril un colloque intitulé « facteur humain et sûreté nucléaire ». Cette journée a permis d'aborder la question sous les angles technique et psychologique, d'évoquer la prise en compte du facteur humain dans les secteurs de l'aviation civile et de la pétrochimie, ainsi que la mise en œuvre d'une politique en la matière dans le domaine de la sûreté nucléaire. Une table ronde, qui a abordé les aspects « responsabilité, erreur-faute, sanction-reconnaissance » concluait les débats.

Réunion en préfecture de l'Aube

EDF a présenté aux représentants du préfet de l'Aube et des services de l'Etat le 2 mars un projet de surveillance et de traitement éventuel des circuits de refroidissement des réacteurs destiné à prévenir la prolifération des amibes en période estivale. Ce projet est en cours d'examen.

Projet de laboratoire souterrain de recherche (ANDRA Est)

La Commission nationale d'évaluation (CNE) a présenté aux Instances locales de concertation et d'information (ILCI) de Haute-Marne et de Meuse, le 18 mars en préfecture de Bar-le-Duc, ses réflexions sur la réversibilité d'un stockage souterrain de déchets radioactifs.

Section permanentes nucléaire de la Commission centrale des appareils à pressions

La Section permanente nucléaire de la Commission centrale des appareils à pression s'est réunie le 17 mars 1999 pour examiner deux dossiers :

- les conséquences et la doctrine résultant de l'analyse dite « analyse à la rupture brutale » des chaudières du palier N4. A cette occasion, elle a également examiné les compléments apportés par EDF sur les conditions de sollicitations par fatigue du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur, à la suite des résultats défavorables résultant des instrumentations demandées par l'Autorité de sûreté en 1994. Ces éléments ont permis de clore le bilan de la construction de la chaudière de Civaux 2, commencé lors de la séance du 28 janvier 1999 (cf. numéro précédent), qui est un des éléments préalable à la signature, par le DRIRE Bourgogne, du procès-verbal d'épreuve générale du circuit primaire principal de ce réacteur ;

- après l'aptitude des cuves du palier 900 MWe à fonctionner dans de bonnes conditions de sûreté les deuxième et troisième visites décennales et d'identifier les travaux complémentaires nécessaires. Des défauts présentant des caractéristiques remettant en cause les hypothèses du dossier ayant été découverts à Tricastin 1, la SPN n'a pas pu prendre position sur cette question, dans l'attente de compléments que les experts ont précisé.

Ces éléments attendus d'EDF concernent aussi bien le cas particulier du Tricastin (à l'instar des éléments habituellement remis à l'Autorité de sûreté pour évaluer l'acceptabilité d'un défaut : son origine, le risque de sa propagation, ses conditions de stabilité mécanique...) que les conséquences sur les autres réacteurs de 900 MWe, notamment la stratégie de contrôle des autres cuves et la justification de celle-ci.

Réunion entre la DSIN et la Commission nationale d'évaluation

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a rencontré, le 27 avril, M. Tissot, président de la Commission nationale d'évaluation mise en place dans le cadre fixé par la loi du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radio-

actifs, et plusieurs membres de cette Commission. L'objectif de cette réunion était d'examiner les possibilités d'une meilleure coordination des activités de la DSIN et de la CNE, chacune dans son domaine de compétence. Le principe d'échanges d'information et de rendez-vous réguliers entre les deux institutions a été retenu.

Groupe de travail sur les transports de combustibles irradiés

Le groupe de travail, créé par les quatre autorités compétentes (suisse, allemande, britannique et française) sur les mesures de contamination des emballages de transport des combustibles irradiés, s'est réuni en France les 21 et 22 avril. Les procédures de contrôles de la contamination utilisées par EDF et COGEMA ont été présentées. Une visite des installations d'évacuation et de réception a été organisée sur les sites de Flamanville, La Hague et Valognes.

Exercice international de crise nucléaire à la centrale de Darlington (Canada)

La Direction de la sûreté des installations nucléaires a participé à un exercice international de crise nucléaire les 27 et 28 avril. Cet exercice, organisé sous l'égide de l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE, a été suivi dans 34 pays. Il reposait sur un scénario d'accident survenant à la centrale canadienne de Darlington, et concernait un réacteur à eau lourde de type CANDU.

La France était impliquée en tant que pays frontalier, en raison de la situation géographique de Saint-Pierre-et-Miquelon.

Après avoir reçu l'alerte, la DSIN a activé son centre de crise afin de contribuer à la recherche de renseignements techniques sur l'accident, et d'être en mesure d'informer le public et les médias et de conseiller les autorités locales de Saint-Pierre-et-Miquelon.

Cet exercice avait pour objectif principal, au plan international, de tester la transmission d'informations dans le cas d'un accident survenant sur une installation nucléaire à l'étranger. Au plan national, il s'agissait de tester la liaison bilatérale franco-canadienne, d'apprécier la qualité des informations échangées, et de mettre à l'épreuve la capacité des autorités à informer la communauté française vivant ou ayant des intérêts dans le pays hôte de l'accident.

Relations internationales

AIEA

Un représentant de la DSIN a participé à la quatrième réunion du groupe TRANSSAC (Transport Safety Standards Advisory Committee) du 26 au 30 avril, au cours de laquelle ont été abordés notamment : la prise en compte de la nouvelle réglementation du transport (ST1) par les réglementations modales (air, mer, terre et rail) ; la procédure permettant une révision de la réglementation tous les deux ans ; les incidents de contamination des convois de transport d'assemblages irradiés.



Centre de l'AIEA

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire

Un représentant de la DSIN a participé à la 32^e réunion du RWMC (Radioactive Waste Management Committee) à Paris les 15 et 16 avril et à la réunion du groupe d'Autorités de sûreté du RWMC le 14 avril. La réunion du RWMC avait pour objectif la validation des nouvelles orientations pour ce comité en cohérence avec la réorganisation en cours de l'AEN. Lord Flowers a présenté à cette occasion le rapport de la Chambre des Lords britannique sur la nouvelle stratégie de gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni. A la réunion du groupe d'Autorités de sûreté, un document présentant la réglementation relative à la sûreté de la gestion des déchets radioactifs dans les différents pays de l'AEN est en cours d'élaboration. Il permettra d'identifier des thèmes de discussion permettant de faire progresser la réflexion dans ce domaine.

Convention sur la sûreté nucléaire

La première réunion des parties contractantes (environ 50 pays aujourd'hui) à la convention sur la sûreté nucléaire a eu lieu à Vienne du 12 au 23 avril. Comme prévu, les six groupes de pays formés avant la réunion ont examiné les différents rapports nationaux. D'une manière générale, les échanges ont été très ouverts, une grande majorité de pays ayant adopté une attitude de totale transparence, certains reconnaissant que des améliorations pouvaient être nécessaires pour mieux remplir leurs obligations au titre de la convention.

Groupe RAMG

Le groupe RAMG qui réunit les Autorités de sûreté de l'Union Européenne impliquées dans les programmes d'assistance aux Autorités de sûreté d'Europe de l'Est a tenu sa réunion semestrielle du 8 au 9 mars. Outre la revue habituelle des programmes en cours, les discussions, auxquelles participaient la DSIN et l'IPSN, ont porté sur la façon de définir des priorités dans les actions d'assistance.

Groupe G 24 nucléaire

La DSIN a participé à la réunion du groupe G 24 nucléaire les 25 et 26 mars. Outre la revue habituelle des programmes d'amélioration de la sûreté nucléaire dans les différents pays bénéficiaires, les discussions ont porté sur des sujets génériques tels que le bogue de l'an 2000 ou l'information du public.

Union Européenne

Un représentant de la DSIN a participé à une réunion organisée par la DG XI à Bruxelles les 20 et 21 avril concernant les évaluations d'impact sur l'environnement des stockages géologiques de déchets radioactifs. L'objectif était d'échanger des points de vue sur l'application de la directive européenne 97/11/EC qui concerne ces évaluations d'impact, et notamment sur le niveau de participation du public au processus décisionnel. Bien que le contexte soit très variable suivant les pays européens, de nombreuses dispositions de la loi du 30 décembre 1991 se sont révélées exemplaires dans ce domaine.

Afrique du Sud

La DSIN a reçu un délégué de l'Autorité de sûreté d'Afrique du Sud dans le cadre de la préparation du prochain Comité directeur entre les deux Autorités de sûreté qui se tiendra en France en juin prochain.

Belgique

Le groupe franco-belge de sûreté s'est réuni à Paris le 27 avril. La délégation française a présenté le projet de démantèlement de Chooz A et la situation de Chooz B. La délégation belge a présenté la situation de Doel et de Tihange. Les échanges techniques ont porté en particulier sur la comparaison des études probabilistes de sûreté (EPS) effectuées dans les deux pays, les transports de combustibles usés et les problèmes induits par le passage à l'an 2000.



Centrale de Tihange (Belgique)

Par ailleurs, des représentants de la DSIN et d'EDF ont rencontré leurs homologues belges le 26 mars sur le site de Tihange. Cette rencontre avait pour but de discuter de la réalisation éventuelle d'une expertise sur un générateur de vapeur du réacteur Tihange 3 qui a présenté en 1996 une fuite entre le circuit primaire et le circuit secondaire. Ce générateur de vapeur a été remplacé en 1998. EDF a proposé de réaliser une étude de faisabilité de l'expertise envisagée et en particulier une évaluation de l'impact radiologique de l'intervention.

Canada

Un représentant de la DSIN s'est rendu au Canada en avril 1999 pour participer à un stage de formation sur la nouvelle loi canadienne relative à l'organisation de la sûreté nucléaire dans ce pays. Cette nouvelle loi, établie dans la continuité de la loi précéden-

te, définit précisément les fonctions des principaux acteurs de l'Autorité de sûreté canadienne. Ce voyage a également permis de nombreux échanges sur des sujets techniques d'intérêt commun, en particulier sur la gestion des déchets et sur les pratiques d'inspection. Un inspecteur de la DSIN est actuellement détaché auprès de l'Autorité de sûreté canadienne pour une période de trois ans. Un inspecteur canadien de la CCEA pourrait être détaché prochainement auprès de la DSIN.

Chine

Dans le cadre des accords existant entre la DSIN et son homologue chinois, l'Administration nationale pour la sûreté nucléaire (ANSN), une délégation chinoise composée d'une personne de l'ANSN et d'une personne du NSC (National Safety Centre, appui technique de l'Autorité de sûreté chinoise) a effectué une visite technique du 8 au 26 mars pour s'informer du système réglementaire français en matière de sûreté nucléaire. En complément des présentations de la DSIN, de l'IPSN, de TRANNUCLEAIRE, de l'OPRI et d'EDF, la délégation chinoise a passé quatre jours dans la Division nucléaire de la DRIRE Rhône-Alpes à Lyon pour étudier la pratique du contrôle des réacteurs à eau pressurisée (du type des réacteurs de la centrale de Daya Bay). La délégation a également visité la centrale du Tricastin.

Espagne

La DSIN a organisé à Pérouges la réunion annuelle entre les Autorités de sûreté des deux pays. Chaque délégation a présenté la situation du nucléaire dans son pays. Les thèmes abordés ont été essentiellement les déchets et les transports. Les deux pays souhaitent renforcer les inspections croisées et renforcer les collaborations par des échanges d'inspecteurs. Un inspecteur français devrait être mis à disposition du CSN avant la fin 1999. Par ailleurs, l'Espagne et la France souhaitant démanteler chacun un site nucléaire de recherche, une réflexion est en cours pour établir une collaboration entre Autorité de sûreté dans ce domaine.

Dans le cadre d'une collaboration tripartite avec le Royaume-Uni et l'Espagne dans le domaine des déchets de graphite, la DSIN a organisé la deuxième réunion de travail consacrée à ce sujet.

États-Unis d'Amérique

Dans le cadre des échanges d'inspecteurs, la DSIN a reçu pendant 4 semaines un inspecteur de la région IV (Texas) venu étudier les pratiques d'inspection en France. Après une présentation de la DSIN à Fontenay et du BCCN à Dijon, cet inspecteur a rejoint la DRIRE Rhône-Alpes. Lors de son séjour il a participé à de nombreuses inspections sur des sites nucléaires. A l'occasion de la réunion d'évaluation de son séjour en France, cet inspecteur a présenté un bilan très satisfaisant de sa mission.

Japon

La DSIN a reçu une délégation (de la Scientific and Technological Agency (STA)) sur le thème de la gestion de crise. En prenant comme base l'exercice de juin 1998 qui intéressait le centre COGEMA de La Hague, le rôle des différents intervenants a été précisé. La définition des responsabilités des acteurs ainsi que le cadre dans lequel elles s'exercent a permis de conduire une réflexion sur une éventuelle adaptation de certaines dispositions au contexte japonais.

La DSIN a reçu une délégation de NUPEC qui souhaitait mieux connaître l'aspect réglementaire de l'utilisation du combustible MOX dans les centrales françaises. Selon les membres de la délégation, le Japon souhaite mettre en place une réglementation qui devrait permettre un chargement à 100 % de combustible MOX dans certains réacteurs. La DSIN a présenté l'approche française et la situation actuelle.

Royaume-Uni

La DSIN a organisé la réunion du secrétariat du Comité directeur entre HSE et la DSIN. Cette réunion a permis de faire le point d'avancement des collaborations en cours et de préparer la réunion du prochain Comité directeur et celle des inspecteurs en chef.

Dans le cadre d'une collaboration tripartite avec le Royaume-Uni et l'Espagne dans le domaine des déchets de graphite, la DSIN a organisé la deuxième réunion de travail consacrée à ce sujet.

Russie

La DSIN et l'IPSN ont participé les 1^{er} et 2 mars à Berlin à la réunion de clôture du programme RAMG en faveur de la Russie pour l'année 1998. Les responsables russes de ce programme ont pu rencontrer leurs homologues des pays de l'Union Européenne, faire le point des réalisations et définir le contenu d'un nouveau programme. Ce programme est piloté par l'Allemagne.

Slovaquie

La DSIN a participé à une réunion organisée à la demande de l'Autorité slovaque, dans le cadre du programme RAMG, sur les relations entre Autorités de radioprotection et de sûreté nucléaire. Une réflexion est en cours dans ce pays sur les avantages qui pourraient découler de la réunion des deux autorités, comme c'est déjà le cas en République Tchèque. La Finlande et l'Espagne qui ont réuni ces deux activités régaliennes ont présenté leur approche. La DSIN a présenté la situation en France.

Ukraine

La DSIN a organisé du 3 au 5 mars à Berlin, en collaboration avec l'Autorité de sûreté allemande, la réunion de clôture du programme RAMG en faveur de l'Ukraine pour l'année 1998. La DSIN pilote ce programme. Au cours de cette réunion, le chef de l'Autorité ukrainienne a examiné en détail les résultats du programme écoulé et a donné les orientations qui ont permis d'élaborer le programme pour 1999-2000. L'échange direct entre ceux qui fournissent l'assistance et le niveau décisionnel de la partie bénéficiaire s'est avéré très fructueux.



Le passage à l'an 2000 sur les installations nucléaires

J - 7 mois

L'impact éventuel de l'an 2000 sur la sûreté des installations nucléaires doit être traité avec le plus grand soin, qu'il s'agisse des risques de défaillances d'applications numériques participant au fonctionnement des installations, ou des risques de perturbations externes, notamment sur le réseau électrique.

A l'exception des réacteurs d'EDF, l'essentiel des installations nucléaires sera à l'arrêt lors du passage à l'an 2000. Chaque exploitant n'en a pas moins mis en œuvre un programme spécifique d'actions de correction et de prévention. De plus, l'Autorité de sûreté attend de chaque exploitant une démarche de défense en profondeur, visant à se prémunir contre des erreurs résiduelles, qui n'auraient pas été détectées ou corrigées.

Depuis 1998, les différents exploitants ont été interrogés par l'Autorité de sûreté et leurs actions sont en cours d'examen. A ce jour, l'Autorité de sûreté estime que l'ensemble des exploitants devrait être prêt dans des conditions satisfaisantes. Mais les délais sont courts et l'Autorité de sûreté reste vigilante.

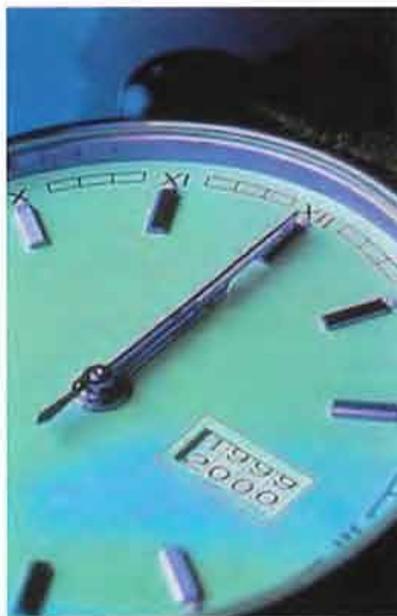
Le cas d'EDF

EDF s'est engagé depuis 1997 dans le traitement de tous les systèmes concernés sur ses réacteurs. Le recensement est terminé depuis fin 1998. Il est à noter que le système de protection, qui gère des fonctions essentielles pour la sûreté, n'est pas touché.

EDF a défini les corrections à apporter sur ses réacteurs et, depuis plusieurs mois, réalise ces

corrections sur des têtes de série. Des tests sont effectués. EDF a notamment réalisé, en février 1999, et sans constater d'anomalie particulière, un saut artificiel de date sur les systèmes de commande et de surveillance d'un réacteur du palier N4, Civaux 2, qui appartient à la génération la plus informatisée du parc nucléaire. Le réacteur était déchargé. Un tel essai ne sera a priori pas effectué sur un autre réacteur.

Des actions analogues sont conduites par EDF sur le réseau électrique.



Par ailleurs, EDF étudie des dispositions visant à prémunir ses centrales contre des erreurs résiduelles et contre des perturbations sur le réseau électrique y compris la perte complète du réseau national. Les actions principales doivent être arrêtées avant fin juin 1999. Les modalités d'un renforcement des organisations de crise lors du passage à l'an 2000 seront définies dans les mêmes délais.

Avec l'appui de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire, l'Autorité de sûreté réalise, depuis un an, un examen en continu des actions d'EDF. Au second trimestre 1999, l'Autorité de sûreté a ainsi conduit des inspections pour vérifier, sur les centrales, la bonne organisation locale face à l'an 2000. Par ailleurs, en avril 1999, à la demande de l'Autorité de sûreté, EDF a exposé devant le groupe permanent d'experts chargés des réacteurs nucléaires les différents volets de sa stratégie et l'état d'avancement de ses actions. Ce même groupe d'experts effectuera, en septembre 1999, une revue finale du dispositif en place.

Le cas des installations du cycle du combustible

A la différence des réacteurs d'EDF, la très grande majorité des installations du cycle du combustible (conversion et enrichissement de l'uranium, fabrication des assemblages combustibles, retraitement) seront à l'arrêt pour le passage à l'an 2000, comme l'a décidé COGEMA qui est l'exploitant principal de ces installations. L'usine Eurodif d'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse située à Pierrelatte restera néanmoins en service. Cette usine est conçue pour fonctionner en continu et un arrêt entraînerait une cristallisation de l'hexafluorure d'uranium, qui endommagerait les barrières de diffusion gazeuse.

La DSIN a demandé aux exploitants de lui faire parvenir au début de 1999 les analyses auxquelles ils se sont livrés, ainsi que les dispositions qu'ils ont prises ou ont l'intention de prendre afin de traiter et de maîtriser l'impact de ce mode commun de défaillance sur les différentes installations. Ces éléments sont actuellement en cours d'analyse.

Eurodif a ainsi précisé à la DSIN que ses moyens de contrôle-commande, récemment renouvelés, sont compatibles « an 2000 », et qu'une série d'essais sont prévus pour vérifier qu'aucun problème ne subsiste. Les moyens de communication du site font par ailleurs l'objet d'une analyse.

En dehors des mesures de vérification ou de remplacement de matériel, COGEMA a également prévu un renforcement des équipes

d'astreinte et une mise en route de groupes électrogènes de secours, en cas de perturbation du réseau électrique général.

Réacteurs expérimentaux et de recherche, laboratoires et autres installations du CEA

En ce qui concerne les réacteurs expérimentaux et de recherche, les laboratoires et les autres installations qu'il exploite, le CEA a présenté le 30 mars 1999 à la DSIN l'état d'avancement du programme qu'il a engagé dès 1998 pour faire face au risque informatique lié au passage à l'an 2000.

Le CEA a notamment pris des dispositions pour vérifier la fiabilité des matériels présents dans ses installations vis-à-vis de ce risque. Au 31 octobre 1999, il est prévu que tous les systèmes qui ont un impact sur la sécurité des personnes, des biens et du patrimoine auront été vérifiés comme « conformes à l'an 2000 ».

En parallèle, le CEA définit des plans de sauvegarde qui comprennent un examen de la sûreté des installations dans le cadre du passage à l'an 2000 et prévoient le passage en fin d'année 1999 des installations en état dit « de moindre vulnérabilité ».

Un nouvel examen par la DSIN de l'avancement de la démarche du CEA en matière de passage à l'an 2000 est prévu pour juin 1999 et une évaluation de cette démarche par l'IPSN sera faite au 2^e semestre de l'année 1999.



Le vieillissement des installations nucléaires

Sommaire

- **Avant-propos**
par André-Claude Lacoste, directeur de la sûreté des installations nucléaires – DSIN
- **Le contrôle du vieillissement des centrales nucléaires**
par Véronique Jacq, sous-directrice chargée des réacteurs de puissance – DSIN
et Matthieu Schuler, adjoint au chef du BCCN (Bureau de Contrôles des chaudières nucléaires)
- **La démarche de sûreté pour les centrales les plus anciennes au Royaume-Uni**
par John Cowley, HM Deputy Chief Inspector Nuclear Installations Inspectorate (Royaume-Uni)
- **La durée de vie des centrales nucléaires françaises – La stratégie d'EDF**
par D. Dubois, Directeur technique de la Division production nucléaire,
A. Villemeur, Chef de groupe au Département maintenance de la Division production nucléaire
J.P. Hutin, Adjoint au directeur technique de la Division production nucléaire
- **Le réexamen de sûreté des installations nucléaires**
par Corentin Le Doare et Jean-Christophe Niel, Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire
- **Cuve : de progrès en surprises**
par Matthieu Schuler, adjoint au chef du BCCN (Bureau de contrôles des chaudières nucléaires)
et Philippe Merle, Chef du BCCN
- **Les enceintes des réacteurs à eau sous pression – Enjeux liés au vieillissement**
par Jean-Pierre Giraud, Patrice Guinet, Marc Lasne, Claude-Yves Rieg et Henri Rouselle,
EDF – Pôle industrie
- **Tranches REP du parc EDF – Contrôle commande et durée de vie**
par Laurent Meauzoone, Chef du projet ACCORD – Division production nucléaire – EDF
- **L'étude pérennité d'EURODIF-PRODUCTION**
par Claude Bastidon, responsable gestion maintenance EURODIF
- **Le vieillissement des compétences**
par A. Birkhofer, GRS (Gesellschaft für Reaktor Sicherheit) – Centre de recherche (Allemagne)
- **Expertises diversifiées : décennales de Fessenheim**
par Raymond Sené, Membre du CSSIN et Comité scientifique de l'IPSN, Responsable du GSIEN
(Groupement des scientifiques sur l'information sur l'énergie nucléaire)
- **Surpris par le vieillissement ?**
par Brian Tomkins, Chief technologist, AEA technology (Royaume-Uni)

Avant-propos

Les installations nucléaires, comme toutes les installations, sont soumises au vieillissement. Outre les aspects économiques qui sont exclusivement du ressort de l'exploitant, le vieillissement peut affecter la sûreté de l'installation.

Le présent dossier présente les dispositions prises par les exploitants pour assurer le maintien d'un bon niveau de sûreté des installations jusqu'à leur arrêt définitif. Il présente par ailleurs divers points de vue dont celui des autorités chargées du contrôle. Pour les centrales d'EDF, l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur et la cuve du circuit primaire, dont le vieillissement conditionne la durée de vie des centrales, font l'objet de développements dans les pages qui suivent.

Les articles présentés font apparaître la multiplicité des facteurs à prendre en

compte pour que la sûreté des installations soit assurée en dépit de leur vieillissement : la connaissance des mécanismes de dégradation, le développement de méthodes de contrôle, la disponibilité de composants de remplacement et de procédés de remplacement ou de réparation, ce qui suppose également le maintien d'un tissu industriel capable de fournir ces composants et d'assurer le remplacement ou la réparation des composants dégradés, et plus généralement le maintien des compétences des différents acteurs...

Comme le montre ce dossier, l'anticipation est une des clés du problème du vieillissement des installations nucléaires : ce problème nécessite des efforts dès aujourd'hui, en premier lieu de la part des exploitants, pour être maîtrisé demain.

Le contrôle du vieillissement des centrales nucléaires

par **Véronique Jacq**, sous-directrice chargée des réacteurs de puissance – DSIN
et **Matthieu Schuler**, adjoint au chef du BCCN

L'évolution dans le temps des installations nucléaires est un sujet de préoccupation de l'Autorité de sûreté. D'une manière générale, elle s'assure que la sûreté des installations est maintenue en dépit de leur vieillissement, et que leur arrêt définitif est s'il y a lieu anticipé par les exploitants, et décidé à bon escient.

EDF envisage de prolonger la durée de vie de ses centrales jusqu'à 40 ans, voire davantage. L'Autorité de sûreté attend de la part d'EDF les justifications, au plan technique, de ce souhait, en particulier l'évaluation, en fonction de leur état actuel, de la durée de vie des matériels les plus sensibles et par voie de conséquence des réacteurs.

Un effort important, notamment en matière de développement de moyens d'inspection et de réparation, doit être fourni par EDF dans les prochaines années, afin d'être en mesure de préciser le diagnostic au moment le plus sensible, c'est-à-dire quand les réacteurs approcheront de leurs 30 ans d'exploitation. L'échéance des 30 ans de fonctionne-

ment des centrales est en effet, du point de vue de l'Autorité de sûreté, une étape-clé.

Le vieillissement des installations

Dans une démarche de défense en profondeur, trois types de mesures peuvent être mis en œuvre : la prévention du vieillissement lors de la conception, la surveillance des installations et la réparation ou le remplacement en cas de besoin.

La prévention du vieillissement à la conception

Au stade de la conception, les différentes parties de l'installation sont conçues pour être placées dans des conditions de fonctionnement qui n'altèrent pas significativement leurs fonctions ou leur résistance. Ceci se traduit par exemple par un choix de matériaux adapté aux conditions auxquelles ils vont être soumis (irradiation, conditions physico-chimiques, pression, température...) ou encore par une protection des éléments sensibles de l'installation (isolation et cheminement des câbles par exemple).

Au stade de l'exploitation, il convient de vérifier qu'une bonne maîtrise de l'état réel du réacteur est assurée, de façon à ne pas remettre en cause la ligne de défense contre le vieillissement définie à la conception. Cette maîtrise de l'état de l'installation passe par une gestion appropriée des modifications. Elle impose également de procéder à des vérifications approfondies de la conformité des installations à la conception initiale.

L'Autorité de sûreté a demandé à EDF de procéder à de telles vérifications à l'occasion des visites décennales des centrales et, plus largement, dans le cadre des vérifications réalisées



Fessenheim : la plus ancienne centrale française en activité – La deuxième visite décennale est prévue en 1999

au titre des réexamens de sûreté décennaux (« examens de conformité »).

Cette ligne de défense « héritée » de la conception est en règle générale figée. Dans quelques cas majeurs, les dégradations constatées en exploitation ont amené une reprise de la conception. A titre d'exemple, on peut citer les remplacements des couvercles de cuve ou les remplacements des mécanismes des barres de commande qui sont effectués sur les réacteurs d'EDF.

La surveillance du vieillissement

Dans nombre de cas, les phénomènes endommageant les matériels ne peuvent être évités (par exemple les phénomènes d'irradiation ou le vieillissement thermique). La démarche consiste alors à adopter des dispositions de construction ou d'exploitation (conditions de température, de pression ou de chimie par exemple) pour limiter les effets du vieillissement. Lorsque ces phénomènes sont identifiés à la conception comme étant notables, la démonstration de sûreté établie par les exploitants doit prendre en compte les caractéristiques dites « fin de vie » des matériels.

De plus, des dispositions de surveillance sont mises en place pour vérifier avec une anticipation suffisante que les prévisions initiales restent valables au cours de la vie de l'installation. Bien entendu, ces efforts sont modulés en fonction de l'importance pour la sûreté des matériels concernés.

Par ailleurs, des phénomènes de dégradation non prévus peuvent être mis au jour au cours de l'exploitation de l'installation : les actions de surveillance périodique, la maintenance préventive, des programmes de surveillance de plus grande ampleur, comme les visites décennales, ou encore l'analyse des incidents d'exploitation sont autant d'occasions de détecter ces phénomènes.

La qualité de cette deuxième ligne de défense s'appuie sur quatre types de démarches :

1) une évolution du ciblage des zones suivies par une mise à jour régulière des programmes de surveillance périodique. Les connaissances nouvelles acquises sur les modes de dégradations et le retour d'expérience d'exploitation doivent contribuer à cette évolution ;

2) un développement des moyens de surveillance des matériels : qualification des méthodes de contrôle et développement de nouvelles méthodes ;

3) une amélioration des connaissances sur les mécanismes de dégradation. Il s'agit d'actions de recherche et développement, et de l'analyse approfondie des expertises des matériels ayant présenté des dégradations en exploitation ;

4) la mise en œuvre d'un contrôle de type « aléatoire » venant en complément des contrôles relatifs à des modes de dégradation identifiés, afin de permettre la détection de modes de dégradation oubliés dans le raisonnement. Il s'agit d'investigations complémentaires aux programmes de surveillance périodique.

Concernant cette deuxième ligne de défense, l'Autorité de sûreté a demandé à EDF de réaliser des investigations approfondies, au-delà des contrôles périodiques pratiqués couramment, à l'occasion des deuxièmes visites décennales des centrales. Ces contrôles sont en cours sur les réacteurs de 900 MWe, les plus anciens du parc, et seront réalisés ultérieurement sur les réacteurs de 1300 MWe.

L'Autorité de sûreté attend d'EDF, dans les prochaines années, un effort important pour se préparer aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe. Afin de pouvoir évaluer la durée de vie des matériels les plus sensibles vis-à-vis du vieillissement, et par voie de conséquence des réacteurs, il sera nécessaire de disposer, à l'échéance des troisièmes visites décennales, des résultats des investigations complémentaires à mener d'ici là. Ces investigations peuvent nécessiter le développement de nouveaux moyens de contrôle.

Le traitement des dégradations par des réparations ou des remplacements

En complément des lignes de défense précédentes, l'Autorité de sûreté estime qu'il est nécessaire d'envisager, avec une anticipation suffisante, les possibilités de réparation, de remplacement ou de modification.

En effet, en l'absence d'une telle démarche, l'exploitant se trouve confronté à une alternative entre le fonctionnement dans des



Sortie d'un générateur de vapeur usé



Arrivée d'un générateur neuf

conditions dégradées pour la sûreté ou un arrêt de durée non maîtrisée. Les effets d'une telle alternative sont aigus dans le cas des réacteurs électronucléaires, en raison de la standardisation du parc. Aussi, l'Autorité de sûreté ne peut-elle y rester indifférente. Elle a demandé à EDF, en avril 1998, d'engager des actions visant à démontrer la remplaçabilité des matériels jugés sensibles.

La disponibilité d'une solution recouvre à la fois la disponibilité des composants de remplacement et la faisabilité d'un procédé industriel pour l'intervention de réparation ou de remplacement. Dans ce dernier cas, le délai de développement du procédé est un paramètre-clé. A titre d'exemple, il n'existe pas de procédé industriel avéré pour le remplacement des câbles électriques ou de certaines tuyauteries du circuit primaire.

En outre, la disponibilité de composants de qualité suffisante suppose que la pérennité des industriels susceptibles de les fournir soit assurée.

La cohérence de cette démarche suppose enfin que les matériels et composants dits « sensibles » soient identifiés et que leur liste soit tenue à jour en fonction de l'évolution des connaissances et du retour d'expérience.

Le cas des matériels

« non remplaçables » : la cuve et l'enceinte du bâtiment du réacteur

Par ailleurs, il existe des matériels qualifiés de « non remplaçables » : la cuve et l'enceinte du bâtiment du réacteur. Pour ces matériels, les deux premières lignes de défense évoquées précédemment sont essentielles : les dispositions prises à la conception et les dispositions de surveillance, même si, pour les enceintes, et peut-être un jour pour les cuves, certains procédés de réparation sont envisageables et doivent être développés.

Là encore, l'objectif poursuivi par l'Autorité de sûreté est que tous les éléments soient disponibles à l'échéance des 30 ans d'exploitation des centrales pour statuer sur la durée de vie résiduelle de chacun de ces matériels non remplaçables. L'avis des groupes d'experts compétents sera sollicité sur ce sujet, ce qui suppose de disposer en temps utile de dossiers complets de la part d'EDF.

Par ailleurs, l'Autorité de sûreté doit bien entendu s'assurer que les centrales fonctionneront dans des conditions satisfaisantes, au plan de la sûreté, jusqu'à l'échéance de leurs 30 ans d'exploitation (cf. les articles qui suivent sur les cuves et les enceintes des réacteurs d'EDF).

La démarche de sûreté pour les centrales les plus anciennes au Royaume-Uni

par **John Cowley**, HM Deputy Chief Inspector Nuclear Installations Inspectorate (Royaume-Uni)

Introduction

Certains réacteurs nucléaires civils de production d'électricité exploités au Royaume-Uni comptent parmi les plus anciens au monde. Les centrales de la première génération étaient de type UNGG (Uranium Naturel Graphite Gaz) avec des gaines de combustible en alliage de magnésium et refroidies au dioxyde de carbone. Au total, 26 de ces réacteurs, dénommés « Magnox », furent mis en service sur 11 sites. 20 d'entre eux sont toujours en exploitation, y compris les 8 réacteurs les plus anciens à Calder Hall et Chapelcross, dont la mise en service débuta en 1956.

La deuxième génération était aussi de type UNGG. On appelait ces réacteurs « advanced gas cooled reactors » ou AGR, dont le combustible était du dioxyde d'uranium enrichi sous forme de céramique et les gaines étaient en acier inoxydable. Les cuves étaient en béton précontraint et fonctionnaient à des pressions et des températures du fluide de refroidissement plus élevées, permettant des puissances plus importantes. Au total, 14 de ces réacteurs furent construits sur 7 sites, et les premiers furent mis en service en 1976.

Le Royaume-Uni possède aussi un réacteur à eau pressurisée, Sizewell B, mis en service en 1994.

Dans cet article, je présenterai brièvement la démarche réglementaire britannique permettant d'assurer que les effets du vieillissement des centrales nucléaires sont pris en compte dans leur ensemble à toutes les étapes de la vie d'une installation, fournissant ainsi des garanties que la sûreté a été correctement prise en compte.

Démarche d'autorisation

Le système d'autorisation destiné à assurer la sûreté nucléaire au Royaume-Uni est basé sur

une démarche non prescriptive orientée vers des objectifs, les exploitants des installations nucléaires étant tenus à des devoirs liés aux 35 conditions que chaque autorisation comporte. L'autorité compétente est la Direction de la sûreté et de l'hygiène (HSE), dont l'Inspection des installations nucléaires (NII) est le service responsable de l'attribution des autorisations relatives aux sites nucléaires. Il existe deux conditions d'autorisation qui sont particulièrement importantes, eu égard au vieillissement des centrales nucléaires au Royaume-Uni. La première condition est que toute tranche sur le site nucléaire autorisé soit arrêtée périodiquement pour examen, contrôle, maintenance et essais, selon le planning de maintenance de la tranche. Lorsqu'une demande est émise par HSE au cours de l'arrêt, le titulaire doit obtenir l'accord du HSE avant le redémarrage de la tranche. Ceci constitue la démarche principale, pour le cas des réacteurs, pour s'assurer que l'installation est suffisamment sûre pour une nouvelle période d'exploitation.

Pour la plupart des tranches UNGG au Royaume-Uni, l'intervalle entre les arrêts est de 2 ans, bien que les exploitants de certains réacteurs aient justifié une périodicité de 3 ans. Puisque tous les sites UNGG au Royaume-Uni comportent au moins 2 réacteurs, la périodicité des arrêts permet d'autant plus fréquemment la prise en compte de questions pouvant avoir un impact sur la sûreté du réacteur sur le site en question. Des réunions de démarrage ont lieu sur le site entre l'exploitant et l'autorité réglementaire pour présenter l'avis du NII sur l'adéquation de la sûreté du réacteur avant que l'autorisation de démarrage ne soit donnée. Bien que cette démarche fournisse des assurances sur la sûreté de la poursuite de l'exploitation, il a été reconnu, voici quelques années, alors que

la première génération des tranches UNGG atteignait 20 ans d'exploitation, qu'un examen de sûreté plus exhaustif était nécessaire, indépendamment des contraintes du programme d'arrêt périodique biennal des réacteurs. Le concept de réévaluation périodique de sûreté (initialement désigné « réévaluation de sûreté à long terme ») a donc été développé, et constitue l'autre condition standard des autorisations de site nucléaire concernant plus particulièrement la question du vieillissement. Un programme de réévaluation a été défini pour chaque site sur la base d'une périodicité décennale.

Objectifs des réévaluations périodiques de sûreté

La démarche de réévaluation périodique de sûreté est largement reconnue dans la communauté internationale. Elle a été appliquée à de nombreuses installations dans différents pays, et fournit une méthodologie exhaustive pour la réévaluation de la sûreté de l'installation. Les principaux objectifs d'une réévaluation périodique de sûreté sont les suivants :

1. Réévaluer la démonstration de sûreté actuelle de l'installation, en prenant en compte les modifications qui ont été incorporées année après année, l'historique de l'exploitation de l'installation, et les résultats de la réévaluation périodique de sûreté elle-même, de façon à permettre la présentation d'une démonstration de sûreté mise à jour et validée.
2. Entreprendre une réévaluation exhaustive des mécanismes du vieillissement, avec l'objectif d'identifier d'éventuels mécanismes de long terme qui pourraient limiter la vie de l'installation à un horizon de 10 ans. Sur cette base, des actions peuvent être définies pour renforcer, le cas échéant, les dispositions de contrôle, de maintenance et d'essai pour contrôler les effets du vieillissement dans les installations.
3. Réaliser une analyse de l'évolution du référentiel de sûreté depuis la conception et la construction, ou depuis la dernière réévaluation, et identifier des modifications éventuellement réalisables permettant d'améliorer la sûreté de l'installation.

Résultats des réévaluations périodiques de sûreté

Le programme de réévaluation périodique de sûreté britannique concernant la première génération des centrales Magnox a démarré au début des années 1980. Chaque centrale devait soumettre sa réévaluation périodique de sûreté pour étude, et le NII a publié ses conclusions relatives aux premiers réexamens couvrant la période 1987-1995. Il est rappelé que, pendant cette période, trois des centrales Magnox, comprenant 6 réacteurs, ont été mises à l'arrêt définitif car l'exploitant a conclu qu'il n'était pas rentable d'intégrer les améliorations de sûreté nécessaires pour poursuivre l'exploitation.

Le programme de réévaluation de sûreté a rapidement soulevé plusieurs problèmes de sûreté génériques et il a été demandé aux exploitants de les régler avant de terminer la réévaluation des centrales Magnox restantes. Un programme de traitement des problèmes génériques fut donc mis en place, dont le but était de régler rapidement les problèmes prioritaires, de façon à introduire des améliorations réelles de sûreté avant de terminer la réévaluation périodique de sûreté d'une centrale. Les principaux problèmes identifiés dans le programme étaient les suivants :

- l'intégrité de la cuve et des circuits ;
- des études plus approfondies sur les effets du vieillissement ;
- la diversité des systèmes d'arrêt d'urgence et de refroidissement du réacteur à l'arrêt ;
- les actions des opérateurs en cas d'anomalie ;
- la prise en compte d'agressions internes telles que l'incendie, et d'agressions externes telles que les séismes.

A la suite de la première série des réévaluations périodiques de sûreté, la deuxième série de réévaluations périodiques de sûreté décennales a débuté pour les réacteurs Magnox. Celles-ci sont à présent toutes terminées sauf une, qui doit être soumise au NII en 2003. Les conclusions de cette deuxième série de réévaluations périodiques de sûreté portaient surtout sur des problèmes liés au vieillissement, qui sont développés ci-dessous.

En ce qui concerne la deuxième génération de centrales britanniques, constituée des AGR, les premières réévaluations périodiques

de sûreté ont maintenant été réalisées. Le NII a publié ses conclusions relatives à ces réévaluations pour 3 des centrales, et publiera ses conclusions concernant les 4 dernières d'ici un an et demi. Les répercussions éventuelles du retour d'expérience du programme de réévaluation périodique de sûreté des réacteurs Magnox sur les AGR ont été étudiées avant les dates prévues pour les réévaluations périodiques de sûreté de ceux-ci. Ces évaluations ont donné lieu à des programmes de travail, y compris des études techniques et des modifications majeures des installations des centrales les plus anciennes. Les programmes de travail ont permis l'incorporation des modifications avant ou simultanément aux réévaluations périodiques de sûreté, réduisant ainsi le nombre d'améliorations exigées par le NII pour rapprocher les centrales les plus anciennes des référentiels actuels. Néanmoins, les analyses du NII ont identifié un certain nombre de problèmes de sûreté nécessitant des études plus approfondies, notamment :

- l'achèvement d'améliorations reconnues des installations ;
- des études complémentaires visant à justifier les démonstrations de sûreté à long terme de certains composants des circuits sous pression au niveau des traversées de la cuve en béton précontraint ;
- une meilleure confiance dans l'intégrité à long terme des cœurs en graphite.

Implications du vieillissement

Comme il a été dit plus haut, la question du vieillissement et sa capacité à limiter la vie d'une centrale nucléaire ont très tôt, été identifiées comme un problème générique dans le programme de réévaluation périodique de sûreté. Le NII a conclu que, pour certains phénomènes de dégradation, une périodicité des réexamens plus courte que celle de 10 ans requise pour les réévaluations périodiques de sûreté serait nécessaire. Les exploitants ont donc établi des dispositions génériques pour entreprendre ce travail important dans toutes les installations, et les résultats de ce programme actuellement en cours sont pris en compte par le NII lors de décisions réglementaires, telles que la notification d'un accord pour le retour d'un réacteur à l'exploitation normale après un arrêt réglementaire.

Plusieurs facteurs sont pris en compte dans la gestion du vieillissement, et les principaux exemples peuvent être fournis par les réacteurs Magnox britanniques. Tôt dans la vie de ces réacteurs, il a été établi que l'oxydation de certains composants en acier constituait une source d'inquiétude vis-à-vis de la sûreté. Des recherches approfondies sur le phénomène ont été entreprises pour le comprendre dans sa totalité, et des démonstrations de sûreté à long terme ont été prévues dans les autorisations pour la poursuite de l'exploitation. Des inspections des composants vulnérables sont réalisées à chaque arrêt réglementaire biennal et les résultats sont fournis au NII avec l'impact sur la démonstration de sûreté, avant de remettre le réacteur en exploitation. Ces dispositions ont été mises en place très tôt dans la vie des réacteurs Magnox, et se sont avérées un moyen très utile pour gérer les effets du vieillissement, contrôler soigneusement l'état actuel des installations, et s'assurer que la démonstration de sûreté est toujours valable.

Un autre effet important du vieillissement est constitué par la fragilisation de l'acier des cuves sous l'effet de l'irradiation. Une surveillance (de cette fragilisation) est réalisée grâce à la mise en place d'échantillons du matériau d'origine des cuves des réacteurs qui sont extraits à intervalles réguliers afin de permettre la réalisation de diverses analyses, en vue d'établir si les caractéristiques des matériaux sont toujours dans les limites prévues, et de vérifier si aucun mécanisme de vieillissement nouveau ou non identifié jusqu'alors ne se produit. Bien que les réacteurs n'aient pas été conçus à l'origine pour des inspections en exploitation, des inspections partielles sont entreprises, à chaque arrêt réglementaire, pour confirmer qu'aucune situation anormale ne s'est développée. Ces inspections sont concentrées sur des zones de la cuve où la tolérance des défauts est la plus faible, telles que les tubulures de sortie. Ceci a nécessité la mise au point, par les exploitants, d'une machine de contrôle non destructif capable de réaliser les inspections nécessaires dans les parties difficilement accessibles de la cuve.

La démonstration de sûreté de la cuve est fondée sur des analyses structurelles détaillées, conçues pour fournir l'assurance que la cuve peut tolérer de grands défauts sans défaillance, définissant les conditions d'exploitation de façon que même l'appari-

tion d'un défaut et la pénétration de la paroi de la cuve ne provoquent pas une défaillance rapide, et soient détectées par le système de détection de fuite de dioxyde de carbone avant que cette défaillance puisse atteindre la taille critique. Ces analyses sont régulièrement mises à jour pour incorporer les dernières données de surveillance des matériaux ; elles sont également utilisées pour établir les limites de température à respecter afin de maintenir le matériau de la cuve dans son domaine ductile intégrale lors de l'exploitation normale. A la suite de la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Trawsfynydd, il y a quelques années, des méthodes de prévision des propriétés des matériaux ont été validées avec des échantillons pris dans les cuves pour fournir une garantie supplémentaire.

Dans les UNGG, le modérateur est le graphite. Cette matière est sujette à différents phénomènes de vieillissement, comprenant des effets liés à l'irradiation et d'autres effets tels que l'érosion. Comme dans le cas de la cuve, l'intégrité du cœur en graphite est sous surveillance régulière et notifiée avant que l'autorisation de redémarrage ne soit donnée à la suite de l'arrêt réglementaire. Des échantillons de graphite sont régulièrement pris dans les cœurs des réacteurs, et analysés pour déterminer si les propriétés sont toujours dans les limites prévues. Ceci est conforté par le télécontrôle de voies prédéterminées du cœur visant à établir si un déplacement ou une déformation significative du graphite s'est produit, qui pourrait gêner la pénétration des barres de commande assurant l'arrêt d'urgence. Enfin, les résultats des essais d'insertion des barres de commande sont aussi étudiés pour confirmer que rien n'empêche leur passage.

Cette présentation a essentiellement porté sur les facteurs de vieillissement spécifiques des cuves en acier des réacteurs Magnox et les facteurs génériques de vieillissement du graphite dans les réacteurs UNGG. Il existe d'autres équipements importants pour la sûreté qui font l'objet d'une attention particulière dans l'actuel programme de maintenance, de contrôle et d'essai, celui-ci présentant des similitudes avec le programme applicable à d'autres types de réacteurs. Dans le cadre des exigences du NII concernant les exploitants des réacteurs, établies sur la base des réévaluations périodiques de sûreté,

davantage de données sont à présent recueillies au niveau des activités de maintenance, afin de fournir des informations pour l'analyse des tendances et d'établir des indicateurs sur les effets du vieillissement dans de telles installations.

Enfin, il faut rappeler que l'industrie conserve les moyens de recherche nécessaires pour l'exploitation des réacteurs UNGG développés au Royaume-Uni. Pour ce faire, les exploitants ont leurs propres moyens de recherche, soit en interne, soit en collaboration avec d'autres structures, y compris les universités ayant l'expertise nécessaire. Par ailleurs, le HSE a la responsabilité de s'assurer qu'un programme de recherche de sûreté nucléaire équilibré est en place et que les projets de recherche nécessaires sont lancés. Ces actions sont gérées par la Direction de la sûreté nucléaire du HSE, qui a le droit de demander que des recherches soient engagées à la charge des exploitants nucléaires dans le cadre du système de taxe nucléaire.

Conclusions

Cet article résume la démarche britannique pour la réévaluation périodique de la sûreté des centrales nucléaires, en particulier pour les facteurs liés au vieillissement. Il contient des exemples du système de surveillance mis en place pour les réacteurs UNGG britanniques. Sont également décrites les mesures adoptées pour s'assurer que les moyens de recherche nécessaires sont en place.



Centrale de Hunterston – Royaume-Uni

La durée de vie des centrales nucléaires françaises – la stratégie d'EDF

par **D. Dubois**, Directeur technique de la Division production nucléaire,
A. Villemeur, Chef de groupe au Département maintenance
de la Division production nucléaire

J.P. Hutin, Adjoint au directeur technique de la Division production
nucléaire

Introduction

L'importance de la production d'électricité d'origine nucléaire apporte une contribution majeure à la compétitivité d'EDF et à la politique énergétique nationale. La maîtrise du parc nucléaire existant est donc primordiale et se traduit par les trois objectifs suivants :

- maintenir dans la durée au moins le niveau de performance actuel de l'exploitation (sûreté, disponibilité, coûts, sécurité, environnement) ;
- assurer la possibilité d'exploiter les tranches pendant la durée de vie de conception, c'est-à-dire 40 ans et si possible au-delà ;
- consolider l'acceptation du nucléaire reposant largement sur la confiance de l'opinion.

L'enjeu financier associé au maintien de la durée de vie du Parc est considérable : ainsi une durée de vie réduite d'une dizaine d'années se traduirait par une anticipation du démantèlement et du renouvellement, ce qui aurait pour conséquence une augmentation de leur coût actualisé de plusieurs dizaines de milliards de francs.

L'obtention d'une durée de vie de 40 ans repose sur la maîtrise, d'une part, du niveau de sûreté qui doit rester en permanence conforme au référentiel de sûreté, et, d'autre part, de l'ensemble des aspects techniques et industriels permettant d'exploiter les tranches avec un bon niveau de compétitivité et de sûreté.

Sous l'aspect technique, il s'agit de maîtriser la compréhension des problèmes de vieillissement et de définir puis de mettre en œuvre

les parades adaptées pour maintenir le niveau de performance des tranches à leur niveau actuel. Sous l'aspect industriel, il s'agit de maîtriser l'évolution du tissu industriel pour disposer en permanence des compétences, des savoir-faire et des outils nécessaires au moment où on en a besoin. Dans tous les cas, l'intérêt d'EDF est de s'assurer que les compétences industrielles existent en France ou dans le monde pour contribuer à l'exploitation des tranches même en l'absence de perspectives de renouvellement.

Compte tenu de ces éléments, la stratégie générale repose d'abord sur une exploitation de qualité au quotidien, puis sur les deux points suivants :

- le processus de réexamen décennal du niveau de sûreté ;
- la mise en œuvre de deux programmes structurés permettant de s'assurer que toutes les actions techniques et industrielles permettant d'atteindre 40 ans au moins sont bien engagées :
 - le programme « Durée de Vie »,
 - le programme « Anticipation en Maintenance Exceptionnelle ».

Bien évidemment, ce processus et ces programmes font continuellement l'objet d'échanges avec l'Autorité de sûreté.

1. Le réexamen décennal du niveau de sûreté

La réglementation française n'impose pas de limite à la durée d'exploitation d'une centrale, mais exige que l'installation soit, en permanence, conforme au rapport de sûreté.

Pour atteindre cet objectif, il a été convenu avec l'Autorité de sûreté de procéder tous les dix ans :

- à l'examen de la conformité des tranches par rapport au référentiel de sûreté ;
- à la réévaluation de ce référentiel en tenant compte de l'évolution des règles de sûreté et de l'expérience acquise, puis à la mise en conformité des tranches par rapport à ce nouveau référentiel.

Ce processus commence à partir de la deuxième visite décennale et se traduit, au sein du projet 2^e visite décennale (VD2), par l'identification et la réalisation d'un « lot de modifications » de nature fonctionnelle et d'un « programme d'investigations complémentaires » visant à s'assurer de la pertinence des choix des zones faisant l'objet de contrôles. Pour les 34 tranches 900 MW, ce projet représente un coût total d'environ 10 milliards de francs. La première tranche concernée a été TRICASTIN 1 en Novembre 98 et la généralisation à l'ensemble du palier durera environ dix ans. La première VD2 du palier 1300 MW débutera vers 2005.

La préparation des 3^{es} visites décennales (VD3) des tranches 900 MW aura bien entendu une très grande importance pour leur durée de vie. La bonne préparation de ce projet VD3 est donc essentielle et nécessite, compte tenu des échéances (première réalisation vers 2008, définition du contenu vers 2003), de commencer à définir dès 1999 l'organisation correspondante et les principaux objectifs.

2. Le programme Anticipation en Maintenance Exceptionnelle

Le fait que les installations soient très standardisées nous impose de disposer d'une vision prospective sur les dégradations majeures pouvant affecter les composants principaux et de déterminer les stratégies de rénovation/remplacement aussi robustes que possible sur le long terme.

On appelle « Maintenance Exceptionnelle » l'ensemble des opérations de maintenance programmées nationalement sur une partie importante du Parc, généralement réalisées une seule fois dans la vie des tranches et dont le coût et/ou l'impact sur la disponibilité sont importants. Les actions de maintenance

exceptionnelle représentent environ une dépense annuelle de 1,5 à 2 milliards de francs par an, à comparer aux dépenses systématiques de 9 milliards de francs par an pour la maintenance courante.

Le Programme d'Anticipation en Maintenance Exceptionnelle consiste d'abord à identifier les opérations de maintenance exceptionnelle qui devront « probablement » être réalisées un jour et à s'assurer que des dispositions appropriées sont prises pour que, le cas échéant, leur mise en œuvre affecte le moins possible les performances du Parc. Ce programme passe périodiquement en revue les conditions de conception et de fabrication et le retour d'expérience relatif aux trente ou quarante composants les plus « sensibles », identifie les dégradations majeures dont ils pourraient faire l'objet, évalue les conséquences potentielles et propose les stratégies les plus appropriées pour y faire face dans la perspective de 40 ans au moins.

Dans ce contexte, EDF a décidé d'engager un projet « Remplaçabilité des Composants », assorti d'un programme priorisé de développements, permettant de disposer pour certains composants d'un ensemble (techniques, modes opératoires, outillages, personnels) qualifié industriellement. L'identification des cas qui méritent un tel effort et le degré d'anticipation qu'il est raisonnable de retenir pour chacun de ces cas (simple étude, développement, qualification voire approvisionnement) font l'objet d'une analyse annuelle qui a débuté en 1999. A titre d'illustration, il convient de mentionner que la remplaçabilité du pressuriseur a été retenue comme une priorité en 1999, ainsi que la capacité de réparation de la liaison bi-métallique du pressuriseur.

D'une manière générale, les priorités retenues dans le cadre de ce Projet doivent se traduire par la vérification de la remplaçabilité de certains matériels pour les années 2005.

3. Le programme Durée de Vie

Depuis 1987, EDF a mis en place un programme « Durée de Vie », afin de comprendre et d'anticiper les problèmes de vieillissement. Ce programme agit comme un « observatoire » actif, chargé de s'assurer que tout est fait pour atteindre la durée de vie attendue. Il

passé régulièrement en revue toute ce qui peut impacter la durée de vie des installations, qu'il s'agisse des aspects purement techniques liés aux matériels ou des aspects industriels, économiques ou réglementaires. Le programme « Durée de Vie » a aussi en charge d'identifier les progrès nécessaires à une meilleure connaissance des phénomènes de vieillissement et de supporter les actions de Recherche et Développement permettant de mieux faire le lien entre les conditions d'exploitation et de maintenance des composants et leur durée de vie. Dans ce cadre, une action de veille a pour objectif de suivre les centrales étrangères les plus âgées afin de bénéficier du retour d'expérience correspondant.

Le programme « Durée de Vie » intègre les réflexions sur la pérennité de l'industrie nucléaire permettant de suivre la situation des outils industriels qui seraient à la fois « sensibles » du fait du caractère indispensable de leur compétence pour EDF et « fragiles » du fait de l'absence de nouvelles constructions pour un certain nombre d'années.

Au vu des connaissances actuelles, il apparaît que, moyennant des conditions d'exploitation, de surveillance et de maintenance appropriées, les tranches de 900 et 1300 MW devraient pouvoir atteindre les objectifs de 40 ans au moins, fixés en matière de durée de vie. Il convient à cet égard de noter que cet objectif est aujourd'hui affiché par d'autres pays tels que les Etats-Unis, le Japon, la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Espagne.

Ce programme distingue :

- deux composants non remplaçables : la cuve du réacteur et les enceintes de confinement. Un dossier de synthèse relatif à la tenue en service des cuves REP 900 MW est en

cours d'instruction par l'Autorité de sûreté. Ce dossier prévoit notamment le renforcement du programme de surveillance de la tenue à l'irradiation et la prise en compte des caractéristiques spécifiques de chaque cuve. Pour ce qui concerne les enceintes, la durée de vie de 40 ans au moins est globalement acquise pour les paliers 900 MW. Les enceintes du palier 1300 MW doivent faire l'objet d'un suivi et de parade individualisés, compte tenu de l'existence d'inétanchéités sur la paroi interne de certaines enceintes (BELLEVILLE, FLAMANVILLE, CATTENOM) ;

- des composants remplaçables en tout ou partie, parfois au prix d'opérations lourdes, mais aujourd'hui bien maîtrisées, pour certains composants tels que les générateurs de vapeur (déjà remplacés sur 7 tranches) ou les couvercles de cuve (déjà remplacés sur 30 tranches). Les actions correspondantes sont intégrées dans les stratégies de maintenance exceptionnelle avec le souci de prendre en compte l'objectif 40 ans au moins dans la politique de maintenance et de renforcer la démonstration de remplaçabilité opérationnelle de certains composants.

4. Conclusion

Au vu des données techniques, économiques et réglementaires d'aujourd'hui, l'objectif essentiel d'exploiter le parc nucléaire existant pendant une durée de vie de 40 ans est accessible, à condition de continuer à mettre en œuvre les actions nécessaires.

Les processus de réexamen décennal de sûreté, les programmes « Durée de Vie » et « Anticipation de la maintenance exceptionnelle » permettent de préparer les décisions à prendre pour parvenir à cet objectif.

Le réexamen de sûreté des installations nucléaires

par **Corentin Le Doaré et Jean-Christophe Niel** – Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire

Les installations nucléaires françaises les plus anciennes ont plus de quarante ans. Les premiers réacteurs électronucléaires de la filière REP ont été mis en service il y a une vingtaine d'années. Les installations nucléaires sont soumises à des phénomènes physiques de vieillissement (corrosion, usure, irradiation...) et la technologie des matériels qui les composent peut également devenir obsolète. Ces installations ont généralement subi des modifications significatives depuis la mise en service. Ces facteurs ont une influence significative sur le niveau de sûreté intrinsèque des installations qui évolue donc au cours du temps. Simultanément, les connaissances, les normes, les règles et les bonnes pratiques évoluent également, les références utilisées pour apprécier la sûreté des installations traduisent des exigences de plus en plus élevées. Les installations anciennes, conçues selon des principes maintenant révolus, peuvent ne pas satisfaire aux exigences actuelles.

Face aux évolutions précédentes, le réexamen de sûreté vise deux objectifs. Le premier consiste à vérifier la conformité de l'installation au référentiel de sûreté initial approuvé

par l'Autorité de sûreté ; ce référentiel est composé du rapport de sûreté, des règles générales d'exploitation et du plan d'urgence interne. Le second est la réévaluation de sûreté qui vise à apprécier la sûreté de l'installation eu égard aux normes, règles et pratiques de sûreté les plus récentes.

Le réexamen de sûreté est un complément au processus continu d'amélioration de la sûreté basé sur le retour d'expérience en exploitation ; il permet en effet de reprendre l'évaluation des domaines pour lesquels ce retour d'expérience apporte peu d'enseignements :

- les agressions externes ou internes,
- le fonctionnement des systèmes de sauvegarde et de protection,
- les études d'accidents.

1. Le cas des réacteurs électronucléaires

1-1 Le palier CPO

Eu égard au caractère générique du parc de réacteurs d'EDF, le réexamen de la sûreté des réacteurs électronucléaires d'EDF fait l'objet



Réacteur Phénix

d'une démarche systématique et formalisée. En 1987, la Direction de la sûreté des installations nucléaires a demandé à EDF d'engager le réexamen de la sûreté des 2 réacteurs de Fessenheim et des 4 réacteurs du Bugey qui sont les réacteurs à eau pressurisée de 900 MWe les plus anciens construits en France. Bien que ces tranches ne soient pas strictement identiques, elles présentent entre elles un grand nombre de similitudes (elles constituent le palier CP0) et se distinguent des 28 autres tranches de 900 MWe (qui constituent le palier CP1-CP2) par certaines particularités de conception. Lors de ce réexamen qui s'est achevé en 1995, EDF a repris les études de sûreté sur 52 thèmes définis par l'IPSN et la DSIN (soit la quasi totalité des sujets développés dans le rapport de sûreté) et les a comparées à celles du réacteur B4 de Chinon, représentatif de l'état des réacteurs de 900 MWe les plus récents et choisi comme référence. Lors de ce réexamen, quelques sujets techniques ont fait l'objet de développements et de mises à niveau importants comme la protection contre l'incendie, la protection contre les inondations internes, la protection, en cas de séisme, des matériels importants pour la sûreté contre les agressions par les matériels non dimensionnés au séisme. En particulier, cette démarche a conduit à améliorer et à clarifier la démonstration de sûreté pour certains points, comme par exemple l'évaluation du fonctionnement des pompes basse pression du circuit d'injection de sécurité. Elle a aussi conduit à des modifications comme, par exemple, le remplacement des échangeurs de chaleur du circuit d'aspersion dans l'enceinte de confinement par des échangeurs d'une conception nouvelle, permettant de diminuer les risques de rejets dans l'environnement en cas d'accident. Ce n'est qu'à l'issue de ces modifications que le niveau de sûreté de ces tranches pourra être considéré comme équivalent à celui atteint en 1990 par le réacteur de Chinon B4.

1-2 Le palier CP1-CP2

La DSIN a demandé à EDF en juillet 1990 de réaliser un réexamen de la sûreté des tranches du palier CP1-CP2, celui-ci devant s'appuyer sur les enseignements tirés des visites décennales des premiers réacteurs du palier, la révision des études d'accidents du

rapport de sûreté et les résultats des études probabilistes de sûreté. Les objectifs techniques assignés pour ce réexamen sont les mêmes que ceux adoptés pour Fessenheim et le Bugey. Ils sont donc basés sur une double comparaison du niveau de sûreté, d'une part vis-à-vis du référentiel approuvé sur la base des études de sûreté initiales et d'autre part vis-à-vis des exigences de sûreté les plus récentes. Les tranches de Fessenheim et du Bugey (palier CP0) bénéficieront, comme cela a été demandé par la DSIN, des améliorations de sûreté apportées par le réexamen de sûreté du palier CP1-CP2. Ceci permettra l'obtention d'un niveau de sûreté relativement homogène des réacteurs de 900 MWe à l'issue des deuxièmes visites décennales.

Sur proposition de l'IPSN, la DSIN a demandé à EDF d'utiliser les études probabilistes de sûreté dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté, notamment pour examiner les possibilités de réduire la probabilité des scénarios accidentels les plus probables et de ceux pouvant conduire à une défaillance précoce du confinement. Pour l'IPSN, les études probabilistes de sûreté, utilisées en complément à la démarche déterministe, constituent un outil efficace pour détecter les points faibles de la sûreté des installations et pour associer des priorités aux actions correctives qui pourraient se révéler nécessaires.

La première étape du réexamen de sûreté a consisté, d'une part à rassembler et à clarifier l'ensemble des exigences de sûreté applicables aux réacteurs de 900 MWe compte tenu des modifications réalisées depuis la mise en service des réacteurs, d'autre part à définir un réacteur type, représentatif du palier CP1-CP2, afin de l'utiliser comme référence pour effectuer l'examen de conformité.

EDF a soumis à l'approbation de la DSIN le référentiel des exigences de sûreté qu'il envisageait pour effectuer l'examen de conformité. L'IPSN a examiné ce référentiel et a conclu, en particulier, que les risques dans les états d'arrêt n'avaient pas été suffisamment pris en compte lors de la conception des réacteurs. EDF a alors effectué l'examen des risques de dilution intempestive pouvant conduire à des configurations critiques du cœur du réacteur et l'examen de la perte du refroidissement du cœur à la plage de travail basse du système de réfrigération à l'arrêt.

L'IPSN a, par ailleurs, souhaité que l'aptitude de certains systèmes à remplir leurs fonctions soit réexaminée, par exemple les performances du système de ventilation des moteurs des pompes du système d'injection de sécurité basse pression ou la tenue au séisme du panneau de repli.

Sur la base des études génériques effectuées dans le cadre du retour d'expérience en exploitation et des études du réexamen de sûreté disponibles, EDF a proposé en avril 1995 une liste d'environ 90 modifications qui concernent des matériels importants pour la sûreté. EDF a proposé, par exemple, d'accroître la fiabilité de l'arrêt automatique permettant d'arrêter le réacteur en cas d'incident et la fiabilité de l'évacuation de la puissance résiduelle à l'arrêt.

Des compléments d'études concernant les grands froids sont attendus au début du deuxième semestre 1999.

En complément à ces études qui concernent l'ensemble des tranches du palier et des modifications qui en découlent, l'IPSN et la DSIN ont considéré que le réexamen de sûreté devait comporter une phase de vérifications sur le terrain. La démarche de vérifications élaborée par Electricité de France a été évaluée par l'IPSN en 1996. Elle porte essentiellement sur la vérification de la conformité des structures passives (génie civil, ancrage et supportage de composants), la protection contre les agressions (incendie, grands froids) et la qualification des matériels aux conditions accidentelles. Cette démarche a été mise en œuvre par les sites du Tricastin et de Fessenheim, puis par les autres sites. Elle a permis d'identifier des non-conformités, par exemple sur les fixations de matériels électriques vis-à-vis de la tenue au séisme ou dans la qualification de certains équipements aux conditions accidentelles.

2. Les installations du cycle du combustible

Les installations du cycle du combustible diffèrent les unes des autres à plus d'un titre, par exemple par :

- l'importance du risque, qui dépend de la quantité et de la nature des matières radioactives ou chimiques utilisées et des procédés mis en œuvre. Les risques engendrés par

l'hexafluorure d'uranium dans l'usine Eurodif ou le plutonium dans Melox ne nécessitent pas les mêmes types de dispositions de sûreté ;

- la finalité de l'installation, qui peut répondre à un objectif de R&D comme dans les laboratoires chauds du CEA ou de production industrielle par exemple dans les usines de fabrication de combustibles ;

- l'ancienneté : ainsi la station de traitement des effluents du Centre de Cadarache a été créée au début des années soixante, alors que l'installation de traitement de déchets de faible activité SOCODEI va être mise en service.

En conséquence, la démarche de réévaluation de sûreté périodique qui s'applique aussi à ces installations est spécifique pour chacune d'entre elles.

Le réexamen de la sûreté d'une installation existante s'effectue selon la méthodologie applicable aux nouvelles installations. Il conduit à identifier les points faibles de l'installation et les modifications à y apporter. Ce diagnostic peut ainsi conduire l'exploitant à rénover l'installation, à en réaliser une nouvelle ou à retenir une solution « mixte » (déplacement d'activités les plus pénalisantes du point de vue de la sûreté dans un bâtiment nouveau, réduction des quantités de radioéléments présentes dans l'installation existante qui pourra alors faire l'objet d'une réévaluation plus limitée). Dans l'attente de la réalisation des travaux correspondants, des mesures compensatoires, dont l'exploitant doit montrer la faisabilité, peuvent être nécessaires afin de limiter les risques. Enfin, les travaux de rénovation ou de modification de l'installation doivent eux-mêmes faire l'objet d'une évaluation de sûreté. En effet, ils peuvent générer des risques spécifiques (travaux de soudure, utilisation de produits inflammables ou explosifs...) ou amoindrir temporairement les dispositions de sûreté de l'installation (arrêt de la ventilation, réalisation d'ouverture dans la barrière de confinement...).

A titre d'exemple, la station de traitement de déchets solides et d'effluents liquides du Centre du CEA de Cadarache a fait l'objet d'une réévaluation de sûreté en 1997, suite à une demande de la DSIN de 1993. Cette installation a été construite essentiellement entre 1963 et 1968, avec toutefois un bâti-

ment récent pour le compactage des déchets mis en service en 1996. Aussi, dans cette installation, les principes de conception ne correspondent plus, en général, aux critères actuels.

A l'issue de son évaluation, l'IPSN a considéré que des faiblesses existaient au niveau :

- du confinement des matières radioactives, en particulier les cuvettes de rétention en béton contenant les cuves d'entreposage d'effluents avant leur traitement ;
- de la maîtrise du risque incendie, par exemple la sectorisation des locaux ;
- de la tenue au séisme de certains bâtiments ou équipements : c'est le cas de certains entreposages d'effluents.

L'exploitant s'est engagé à remplacer la totalité de son installation d'ici quelques années.

D'ici là, à la demande de la DSIN, l'exploitant doit mettre en œuvre des mesures compensatoires afin de garantir un niveau de sûreté acceptable pour les quelques années de fonctionnement de l'installation.

3. Conclusion

La démarche de réexamen de sûreté est l'occasion de s'interroger, périodiquement, sur la conformité des installations à leur référentiel de sûreté approuvé par l'Autorité de sûreté et de s'assurer du caractère satisfaisant du niveau de sûreté de l'installation. Elle est un élément essentiel de la maîtrise du risque d'origine nucléaire. Son importance va s'accroître encore dans les années à venir avec un parc d'installations vieillissant et des règles qui évoluent dans un contexte économique plus contraignant.

Cuve : de progrès en surprises

par **Matthieu Schuler**, adjoint au chef du BCCN
(Bureau de Contrôle des Chaudières Nucléaires)
et **Philippe Merle**, chef du BCCN

Le décor

Dans le circuit principal de refroidissement du cœur d'un réacteur (voir figure 1), la cuve est le récipient de taille importante, formé de viroles forgées revêtues d'acier inoxydable (voir figure 2), qui contient le cœur. Sur le plan de la sûreté du réacteur, la résistance de la cuve aux conditions de fonctionnement normales et accidentelles, même très peu probables, doit pouvoir être démontrée. La partie de la cuve qui se situe à la hauteur du cœur du réacteur est soumise au vieillissement par irradiation neutronique. Cela induit une fragilisation que l'on évalue par l'augmentation d'un paramètre nommé température de transition ductile-fragile (RTNDT). La vitesse de cette fragilisation dépend de paramètres physico-chimiques dont la teneur en certaines « impuretés » (cuivre et phosphore).

Cette fragilisation seule ne remet pas en cause la résistance de la cuve dans les conditions normales de fonctionnement. En revanche, dans les cas d'une sollicitation importante à basse température (typiquement obtenue dans certains accidents lors de l'injection de sécurité dans le circuit de refroidissement appelé « choc froid »), la conjonction d'une RTNDT élevée et de la présence de défauts d'une taille significative finit par rendre insuffisantes les marges présentées par la démonstration de résistance de la cuve. Le paramètre RTNDT croît inexorablement avec le temps d'utilisation de la centrale... et il convient donc de s'arrêter à temps.

La combinaison de ces différents paramètres dans la démonstration est une source inépuisable de controverses ; le présent article n'a pas vocation à faire profiter le lecteur de ces débats complexes sur lesquels le groupe d'experts compétent, à savoir la Section permanente nucléaire (SPN) de la Commission centrale des appareils à pression, prendra prochainement position, mais seulement à présenter la problématique générale du

vieillissement des cuves et l'état des réflexions à ce sujet.

Le décor étant ainsi planté, voyons comment ces différents facteurs ont connu des progrès et aussi des surprises, d'abord sous l'angle de la fabrication puis sous l'angle de l'exploitation.

Comment fabriquer une « bonne » cuve...

Les méthodes qui permettent de fabriquer une cuve optimisée vis-à-vis du vieillissement sous irradiation ne se sont mises en place que progressivement, notamment sous la pression conjuguée du BCCN et de la Direction de l'équipement d'EDF vis-à-vis du constructeur Framatome. Faisons un peu d'histoire.

Indépendamment des paramètres évoqués plus haut, le premier effort, dans un contexte où la réglementation sur la qualité n'exis-



La machine d'inspection en service (MIS) pour le contrôle des cuves des REP

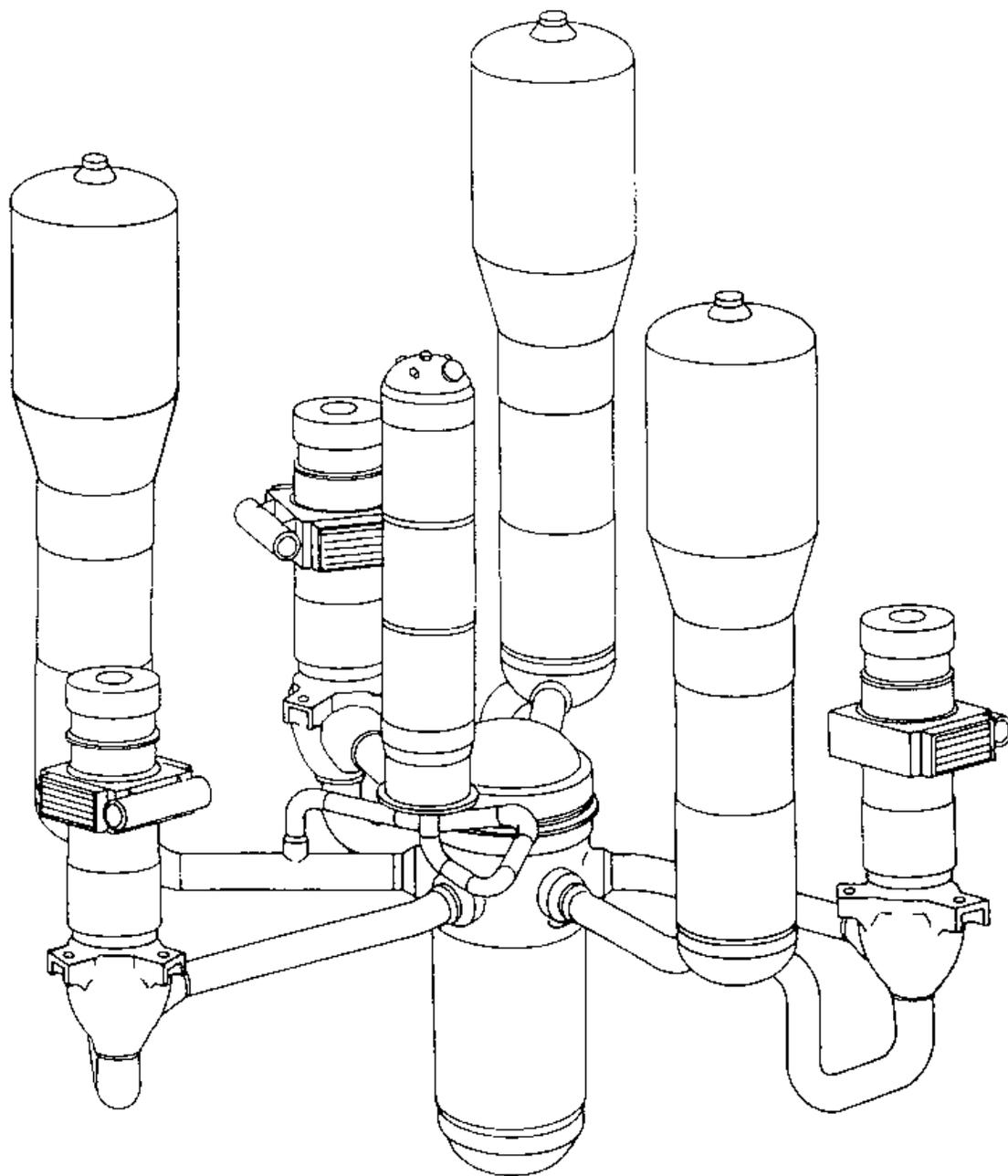


Figure 1. Circuit primaire principal d'un réacteur de 900 Mwe à 3 boucles avec sa cuve au centre

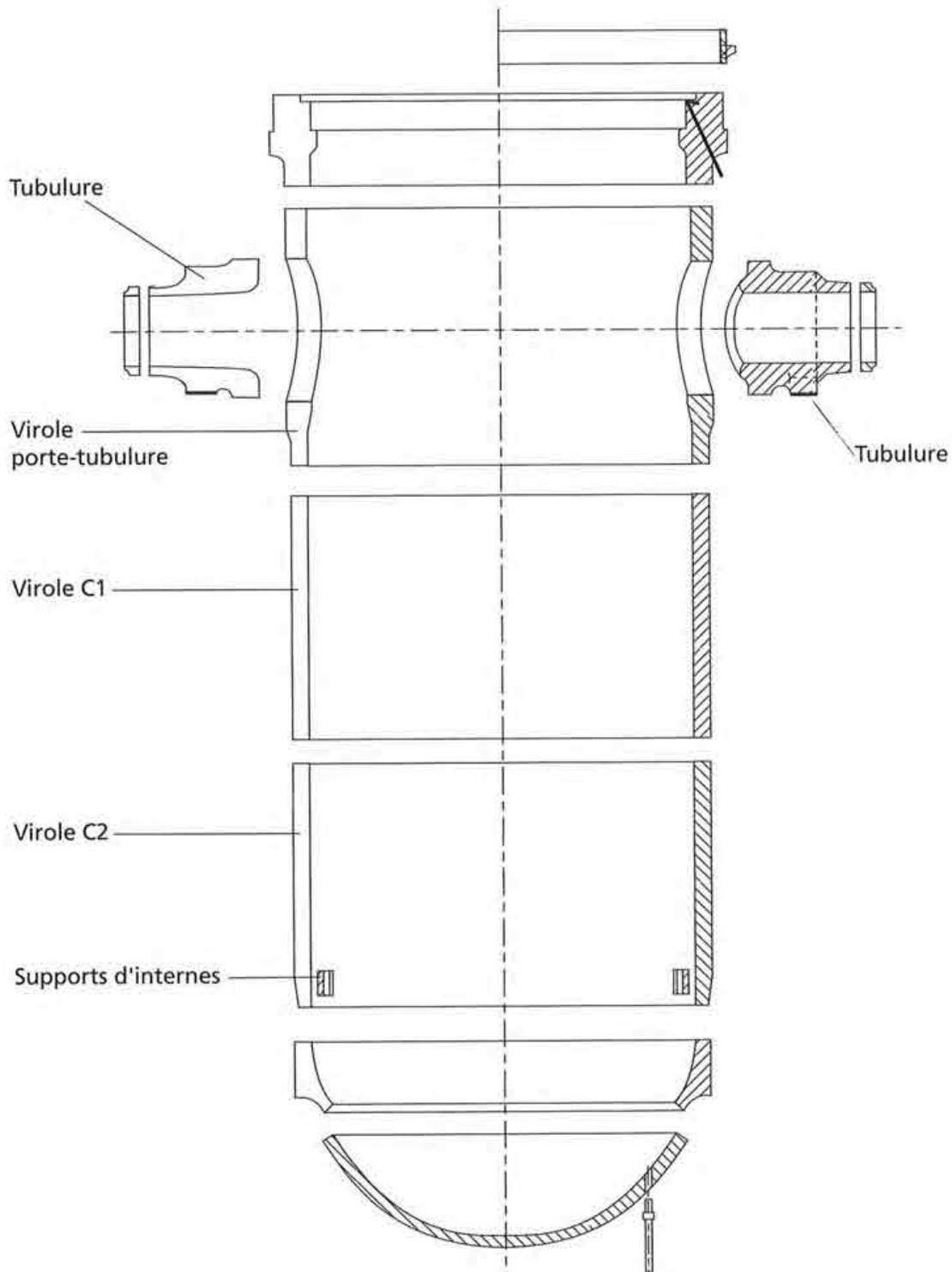


Figure 2. Les composants d'une cuve (sans couvercle) avant son assemblage. Les parties les plus irradiées sont les viroles C1 et C2 et la soudure qui les assemble. Chacune d'elle mesure environ 4 mètres de diamètre et 20 cm d'épaisseur. (Source : Framatome)

taut pas encore, a consisté à faire améliorer la traçabilité, par exemple pour qu'on puisse retrouver a posteriori l'historique des chauffages et refroidissements des pièces tout au long de la fabrication, ou encore l'emplacement des réparations pratiquées lors de l'opération de revêtement.

Un effort particulier sur la teneur en éléments fragilisants a également été réalisé très tôt et cette teneur va en effet subir une baisse constante au fil du temps, tant en termes de spécifications maximales qu'en termes de réalisation. De très bonnes performances ont été atteintes, car les taux de cuivre les plus élevés du parc français sont loin de ceux qu'on rencontre parfois sur des cuves étrangères (Kozloduy en Bulgarie en est une illustration particulièrement éloquente).

... sans y mettre de défaut ?

Restent les défauts significatifs, dont la présence éventuelle est indépendante de la « qualité » du métal, c'est à dire de la RTNDT et de l'irradiation, de sorte que l'acceptabilité du même défaut (découvert ou supposé) peut être très différente d'une cuve à l'autre. Plaçons-nous pour le moment en fabrication, lors des opérations qui peuvent être à l'origine de défauts, à savoir le revêtement des viroles et la soudure entre celles-ci.

En ce qui concerne les soudures, tout d'abord, des défauts étaient redoutés et il y a toujours eu partout dans le monde des contrôles adaptés de ces soudures tant en fabrication qu'en service. Les constructeurs ont dès lors fait le nécessaire pour éviter les défauts significatifs. Les dispositions prises par Framatome ont été efficaces puisqu'on a aujourd'hui inspecté toutes les soudures des cuves du parc et qu'on n'y a jamais trouvé de défaut remettant en cause les hypothèses faites.

En revanche, personne ne s'attendait à ce que les procédés de revêtement des viroles, dûment testés, produisent des défauts sous le revêtement. Dès lors, il n'y avait pas, au début, de contrôle de fabrication adapté après cette opération.

L'épisode des « DSR¹ » (une maladie métallurgique) découverts dans les tubulures des cuves (voir figure 2) au début des années 1980, puis l'épisode des « DIDR² » (une autre maladie), avaient conduit à des améliorations



Cuve de réacteur à eau sous pression

des procédés de revêtement, non seulement là où ces défauts avaient été détectés mais aussi dans les viroles à titre de prévention. Une optimisation complémentaire majeure a consisté ensuite à développer un « lingot creux », technique développée par Creusot-Loire qui permet entre autres avantages une bonne prévention de ces maladies.

Une parade complémentaire à ces améliorations de fabrication a consisté à développer une méthode de contrôle en service spécifique de la zone sous le revêtement. L'Autorité de sûreté impose, en 1989, d'étendre par précaution ce contrôle à la totalité de la virole au-delà de la zone proche de la soudure. Cette précaution était amplement justifiée puisque par trois fois un défaut isolé de 5 à 6 mm de profondeur est découvert sous le revêtement d'une cuve, défaut qui n'est cependant pas plus nocif que le « défaut hypothétique mal placé » pris en compte dans l'analyse. Framatome attribue alors ces défauts au phénomène « DIDR ».

Ainsi, malgré les améliorations substantielles des conditions de fabrication des cuves et de leur traçabilité, ces faits doivent nous rappeler que la nature est plus inventive que les ingénieurs, et que la deuxième ligne de défense qu'est la surveillance en service est nécessaire. Elle est d'autant plus utile pour les cuves qui n'ont pas bénéficié de toutes les améliorations de fabrication.

1. Défauts sous revêtement

2. Décohérences intergranulaires dues au réchauffage

Du côté de l'exploitant

Deux paramètres influant sur la résistance des cuves sont dans le champ d'action de l'exploitant : il s'agit du nombre de neutrons reçus par la cuve (fluence) et de la température de l'eau d'injection de sécurité (qui conditionne l'ampleur du choc froid).

En ce qui concerne la fluence, la conception française (licence Westinghouse) est défavorable pour le vieillissement par rapport aux options retenues dans d'autres pays. De plus, les modèles utilisés pour estimer la fluence reçue par la cuve ont subi vers 1990 une révision fondamentale qui a conduit à augmenter de 50 % les estimations précédentes. Fort heureusement, à la suite d'une SPN datant de 1987 qui avait fortement mis l'accent sur l'intérêt de réduire la fluence, EDF a développé des méthodes de chargement du combustible dans le cœur qui permettent de revenir à des niveaux de fluence plus limités.

La température minimale de l'eau prise en compte dans les démonstrations de résistance est en France de 7 °C, plus conservatrice que la température de 20 °C généralement retenue au niveau international. La réflexion à ce sujet vient d'être engagée par l'exploitant, fortement incité par le BCCN, en commençant par surveiller la température réelle.

Or, entre 1994 et 1996, EDF avait annoncé dans divers congrès internationaux qu'il n'y avait pas de problème avec les cuves françaises au moins jusqu'à l'échéance de 40 ans.

Une affirmation aussi forte était sans doute pour le moins prématurée puisqu'il a fallu ensuite deux ans de travail acharné à EDF pour produire à l'Autorité de sûreté, à sa demande, un dossier recevable, qui puisse constituer une démonstration cohérente et interdisciplinaire à l'appui de cette affirmation, ce qui va bien au-delà de travaux progressant de leur côté dans les différentes disciplines.

Fin décembre 1998, le BCCN a pu commencer à travailler sur ce dossier, qui comportait encore des incohérences (par exemple, alors que trois défauts de plus de 5 mm avaient été détectés dans des cuves, EDF affirmait encore qu'à un niveau de probabilité de 99 % les cuves n'avaient pas de défaut de plus de 4 mm).

Tout début mars 1999, le BCCN achève son rapport sur la question en vue de la SPN qui

devait statuer sur l'échéance de 30 ans... mais, quelques jours plus tard, les hypothèses sont à nouveau mises à mal par la découverte d'une douzaine de défauts significatifs sous le revêtement d'une virole de la cuve de Tricastin 1 au cours de sa deuxième visite décennale. Cette virole, qui n'avait pas été contrôlée en service antérieurement, présente par ailleurs une très bonne RTNDT, ce qui permettra peut-être de justifier de la résistance de cette cuve. Mais il est clair que les défauts rencontrés allant jusqu'à 10 mm de profondeur ne sont pas des « DIDR ». Il va donc falloir que Framatome explique leur origine, ce qui est d'autant plus difficile que la traçabilité des opérations de fabrication n'avait pas encore pris son régime de croisière lors de la réalisation de Tricastin 1.

Et maintenant ?

Compte tenu du nombre de mauvaises surprises déjà rencontrées dans ce dossier, il serait bien imprudent de conclure que tout va bien jusqu'à 40 ans. L'Autorité de sûreté, une fois menées les investigations à court terme permettant de traiter les suites du cas de Tricastin, se concentrera sur une approche plus pragmatique.

Il s'agit de savoir :

- si tout ce qu'il faut faire avant 30 ans est bien prévu avec les bonnes échéances ;
- si l'on a des assurances suffisantes jusqu'à 30 ans, quitte à établir un dossier de démonstration moins ambitieux que l'actuel mais aussi plus conforme aux réalités prouvées à ce jour ;
- si tout ce qui est nécessaire sera mis en œuvre avant 30 ans pour qu'à cette échéance on puisse se prononcer cuve par cuve sur une durée de vie résiduelle.

A l'heure où nous écrivons cet article, la SPN n'a pas encore pu se prononcer puisque la découverte des défauts de Tricastin 1 implique qu'EDF transmette des éléments complémentaires, ce qui n'a pas encore été fait.

Il reste que cette démarche pragmatique montre, sur le cas particulier emblématique de la cuve, toute la pertinence d'une échéance forte à 30 ans lors de laquelle on puisse statuer, ni trop tôt ni trop tard et en connaissance de cause, sur la pérennité des réacteurs.

Les enceintes des réacteurs à eau sous pression – Enjeux liés au vieillissement

**Jean-Pierre Giraud, Patrice Guinet, Marc Lasne,
Claude-Yves Rieg, Henri Rouselle, EDF – Pôle Industrie**

Introduction

Les tranches nucléaires à eau pressurisée du parc EDF en exploitation sont jeunes : un peu plus de 15 ans en moyenne pour les 34 tranches 900 MWe et un peu plus de 10 ans pour les tranches 1300 MWe, et EDF s'est fixé pour objectif, dans le cadre du « Projet Durée de Vie », de maintenir les tranches en exploitation pendant au moins 40 ans.

C'est une des raisons pour lesquelles l'enceinte de confinement, qui est avec la cuve du réacteur un composant non remplaçable, fait l'objet d'un suivi permanent en exploitation ainsi que lors des épreuves de mise en pression. Ce suivi permet de connaître les évolutions du comportement mécanique et de l'étanchéité des ouvrages et de s'assurer pour toute la durée de vie du respect des Décrets d'Autorisation de Création et des Rapports de Sécurité.

Les enceintes du palier 900 MWe, à simple paroi avec peau d'étanchéité métallique, n'amènent pas à ce jour d'interrogation particulière en matière de confinement. Ceci est confirmé par la 2^e visite décennale de la tranche 1 de Tricastin.

En revanche, sur les paliers 1300 MWe et 1450 MWe, l'enceinte de conception double paroi présente un comportement qui justifie la mise en œuvre d'une maintenance exceptionnelle. Pour cette raison, EDF a prévu d'améliorer l'étanchéité des enceintes et de vérifier, dans le cas particulier de Flamanville, le bon comportement mécanique en fin de vie.

Des choix de conception qui évoluent

Un concept à simple paroi...

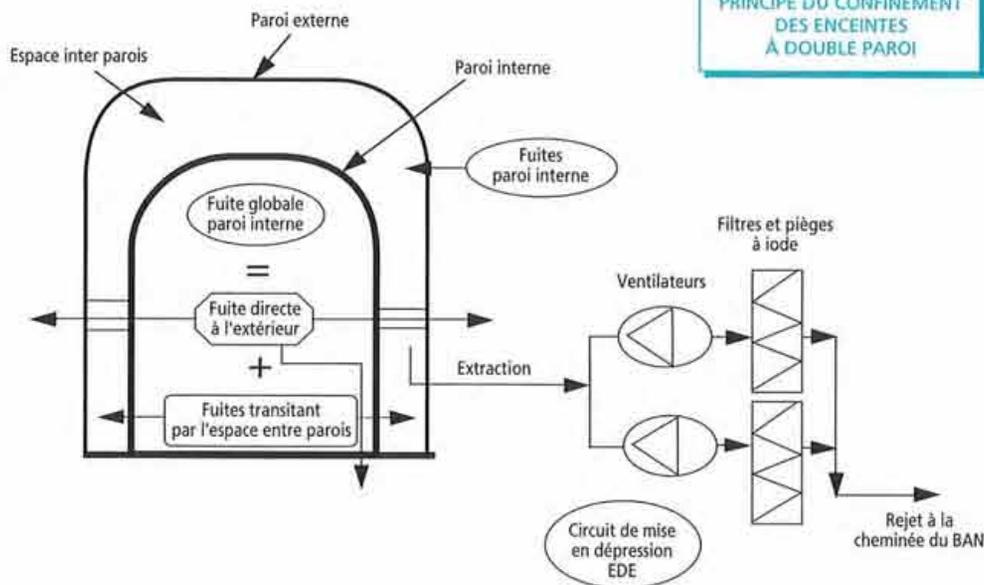
Pour les enceintes du palier 900 MWe, EDF a retenu le choix de conception de la centrale

de référence de l'accord de licence entre Framatome et Westinghouse : une simple paroi avec peau métallique. Le principe est de séparer la fonction de résistance mécanique, assurée par la paroi en béton précontraint, de celle d'étanchéité, garantie par la peau métallique ancrée sur le parement interne. Le bilan des premières constructions a fait apparaître assez rapidement que cette option opposait une certaine contrainte à l'optimisation des délais et donc des coûts de construction, recherchée par EDF pour tirer parti de « l'effet parc ». La recherche d'une solution alternative, présentant les mêmes garanties vis-à-vis des fonctions de sûreté que l'option initiale, a donc été engagée avec l'objectif d'en réduire le délai de construction de façon notable.

... puis à double paroi...

Résultat de cette recherche, le concept d'enceinte à double paroi est appliqué en France pour les tranches de 1300 et 1450 MWe. Dans ce concept innovant, l'enceinte à double paroi est constituée de deux parois concentriques, la paroi interne assurant la fonction de confinement et la paroi externe étant conçue pour résister aux agressions externes. La mise en place d'un système de filtration des fuites, collectées dans un espace entre enceintes maintenu en dépression, avant rejet à l'atmosphère, a été reconnue comme présentant des marges intrinsèques importantes vis-à-vis des conséquences radiologiques en situations accidentelles de conception.

La technologie de construction de ces parois a été adaptée à leurs fonctions, en retenant le béton précontraint pour réaliser la paroi interne et en réservant l'usage du béton armé pour la paroi externe. Les critères de



réception et d'épreuve ont été adaptés à partir de ceux en vigueur pour les enceintes simples avec peau pour ce qui concerne les fuites directes vers l'extérieur. Un critère spécifique de fuite de la paroi interne a été retenu en tenant compte, notamment, de la technologie, de l'objectif de qualité de construction, et du vieillissement potentiel de l'ouvrage.

... mis en œuvre suivant des règles qui tiennent compte des progrès de l'état de l'art

Le dimensionnement des enceintes en béton obéit à des règles particulières spécifiées par EDF, qui tiennent compte des objectifs particuliers imposés à ce type d'ouvrages.

L'étanchéité de l'enceinte interne est garantie par une compression résiduelle en fin de vie, en zone courante, pour toute situation de dimensionnement. Le niveau de cette compression a évolué pour le dimensionnement des différents paliers (P4, P'4 et N4) vers des valeurs de plus en plus faibles, pour tenir compte des progrès dans la capacité à prédire l'état en fin de vie de la structure. Il convient, en effet, de noter que les phénomènes différés ont été à la fois réduits par le choix de nuances adaptées pour les câbles et mieux appréhendés par l'utilisation de lois empiriques pour le fluage du béton. Dans le même temps, les progrès dans le domaine de l'analyse des structures ont été mis au béné-

ficie d'une meilleure connaissance de l'état des contraintes dans l'ouvrage.

Une construction non sans histoire

Un procédé tenant compte des exigences d'étanchéité...

La construction de l'enceinte interne des bâtiments réacteur du palier 1300 MWe a été prévue dès la conception pour être réalisée par levées successives de 2,50 m de haut environ pour les zones courantes, ou par plots, également continus sur la circonférence du bâtiment, pour les zones singulières (raccordement du fût sur le radier, naissance du dôme). Le bétonnage d'une levée était réalisé de façon ininterrompue sur une journée, le délai entre deux levées successives, nécessaire à la mise en place des armatures, gaines de précontrainte, inserts et coffrage, était d'environ 1 mois.

Les exigences dans le domaine de l'étanchéité à l'air de ces bâtiments ont conduit EDF et les entreprises chargées de la construction à mettre en œuvre une procédure spécifique de traitement des reprises de bétonnage. Ce procédé a consisté à :

- laver la surface de reprise avant prise du béton ;
- mettre en place un réseau (tuyau percé) pour effectuer a posteriori des contrôles d'étanchéité à l'air et en cas de fuite des injections de colmatage ;



Enceinte de confinement d'un réacteur de 1300 MW

– mettre en place des règles strictes pour la fabrication et la mise en œuvre du béton.

... intégrant les spécificités de certains sites...

Les formulations de béton étudiées pour chaque site ont résulté d'un compromis entre l'obtention de résistances mécaniques élevées et la recherche de retraits thermiques et hydrauliques minimum, le premier objectif étant obtenu par augmentation du dosage en ciment et le second par une diminution. Les matériaux utilisés pour la fabrication du béton (ciment, granulats, adjuvants) étant différents sur chaque site, sa mise en œuvre a dû être adaptée en fonction des difficultés rencontrées.

Ces difficultés étaient essentiellement de deux ordres :

- problèmes de raidissement du béton frais (cas de Belleville) ;
- problèmes de maniabilité lors de l'utilisation de granulats concassés de forme trop anguleuse.

... et un premier traitement à la construction

Comme sur beaucoup d'ouvrages massifs de génie civil, une première classe de défauts d'étanchéité apparaît d'abord pendant la phase de construction, au droit des reprises de bétonnage, puis sous l'effet du retrait de séchage. Ces derniers se referment normalement pendant la mise en précontrainte. Ces défauts sont « non évolutifs » dans le temps. Pour respecter le critère d'étanchéité attaché

à la réception de l'ouvrage, ils sont traités par différents procédés :

- colmatage de surface avec un mortier époxy ;
- injection du réseau de reprise de bétonnage par du silicate de soude ou de la résine époxy ;
- application d'un revêtement d'étanchéité sur une surface plus ou moins importante.

Ces revêtements sont des peintures polyuréthane (Belleville et Paluel), ou du mortier époxy (notamment sur Flamanville, Penly, Golfech).

Concernant les injections des réseaux de reprise de bétonnage, il faut préciser que, les produits utilisés et la procédure d'exécution ayant évolué dans le temps, on observe une certaine disparité sur l'état actuel du Parc.

Une évolution inéluctable des caractéristiques mécaniques

Comme tous les ouvrages en béton, nos enceintes évoluent, quelquefois plus vite que prévu...

L'enceinte interne est soumise sur le long terme, comme la plupart des ouvrages en béton précontraint, aux effets combinés du fluage du béton et de la perte de précontrainte des câbles. Ce phénomène est évolutif mais s'amortit dans le temps. En effet, le fluage du béton mis en compression a pour conséquence de diminuer l'effort de précontrainte. Toutes les zones de l'ouvrage sont concernées. Toutefois, les zones dites « singulières », telles que la zone autour du tampon d'accès matériel, présentent une sensibilité particulière au phénomène dans la mesure où leur géométrie n'autorise pas une mise en précontrainte optimale.

Le retour d'expérience montre que cette évolution est très variable d'un site à l'autre et présente pour certains une amplitude supérieure à celle attendue.

... ce qui nécessite une surveillance...

Ce vieillissement à long terme peut se traduire par l'apparition de fissures dans les zones passant en traction lors d'une mise en pression de l'enceinte en situation accidentelle. C'est pourquoi ces ouvrages font l'objet d'une surveillance :

- en continu dès la fin de la construction, pour suivre l'évolution du vieillissement par l'intermédiaire des déformations différées ;
- de façon périodique lors des visites décennales, par un essai d'étanchéité en air dans le but de vérifier le comportement élastique et d'évaluer la capacité de confinement de l'enceinte à double paroi. Cette surveillance doit permettre de démontrer le respect d'un critère sur l'étanchéité de l'enceinte interne, d'un critère sur les fuites dites « directes », c'est-à-dire ne transitant pas dans l'espace entre enceintes, et d'un critère de bon fonctionnement du système de mise en dépression de l'espace entre enceintes.

Il est important de rappeler que ce sont les fuites directes qui induisent l'essentiel des conséquences radiologiques en cas d'accident.

... en raison de son impact potentiel sur l'étanchéité de l'enceinte interne

C'est à l'occasion de la première visite décennale de Flamanville 1 en 1997 qu'il a été constaté une augmentation du taux de fuite au cours des dix premières années d'exploitation. Cette augmentation s'explique par l'apparition de fissures autour du tampon d'accès matériel, elles-mêmes liées à des déformations différées plus importantes que prévues.

Les épreuves réalisées lors des visites décennales d'autres tranches ont montré que le phénomène de fissuration de la zone du tampon matériel, bien que d'amplitude très variable d'un site à l'autre, présente un caractère générique. Cette fissuration contribue pour l'essentiel à l'augmentation du taux de fuite de l'enceinte interne, sans toutefois affecter les fuites directes.

Pour mieux cerner les conséquences éventuelles de cette situation, il convient de replacer ces essais d'étanchéité dans leur cadre réglementaire.

Quelles exigences réglementaires et quels critères de sûreté ?

Avant tout une question réglementaire...

Le Décret d'Autorisation de Création (DAC) prescrit :

- des limites de taux de fuite pour :
- la paroi interne : 1,5 % par jour de la masse de gaz contenue dans l'enceinte aux condi-

tions de l'Accident de Perte de Refroidissement Primaire (APRP) ;

- la paroi externe : 1,0 % par jour de la masse de gaz contenue dans le volume limité par le parement interne de l'enceinte externe ;

- la nécessité de maintenir en dépression l'espace entre enceintes.

... et des marges de sûreté importantes...

Du point de vue de la sûreté, des études ont montré que le respect des valeurs repères des conséquences radiologiques en situations accidentelles retenues dans les études du Rapport de Sûreté pouvait être garanti pour des taux de fuite très supérieurs à ceux prescrits dans le DAC.

Il s'agit donc plus d'un problème réglementaire que d'un problème de sûreté.

... qu'il convient de vérifier par une procédure adaptée

Par ailleurs, le taux de fuite en condition d'APRP n'est pas directement mesurable. La conformité du DAC est donc indirectement vérifiée par le respect d'un critère d'épreuve, qui est effectuée en air sur un palier de pression, à température ambiante. La détermination d'un facteur de transposition permettant de passer du critère en air au critère du Décret est donc essentielle pour déterminer le respect de la réglementation.

EDF travaille depuis déjà un certain temps à la définition de « règles de transposition » dans le but d'établir une relation entre les taux de fuites dans deux situations très différentes, en tenant compte de leurs spécificités : mécanismes de transfert au travers de la paroi interne et conditions thermohydrauliques à l'intérieur de l'enceinte.

Les objectifs d'EDF et la stratégie mise en œuvre

Face à ces problèmes, les objectifs d'EDF sont de garantir le respect du DAC et de montrer la pérennité de ses ouvrages pour toute la durée de vie des tranches.

La stratégie générale d'EDF s'articule autour de trois objectifs.

1. Réparer les fuites identifiées de l'enceinte interne qui peuvent présenter une évolution

difficile à prévoir entre deux épreuves. Il s'agit à ce jour essentiellement de poser sur la zone autour du tampon matériel un revêtement composite.

2. Garantir le respect du DAC jusqu'à la VD2 (2^e visite décennale) par un programme de surveillance et de maintenance éventuelle.

3. Garantir le respect du DAC et la pérennité des ouvrages en fin de vie, en consolidant les solutions déjà mises en œuvre ou en développant des solutions alternatives, dans le cadre d'un programme d'étude sur le long terme.

Le programme de R&D en appui à la maintenance

Pour conforter sa stratégie, EDF a engagé un programme de R&D dont l'objectif est de valider des modèles de simulation numérique du comportement du béton et d'évolution à long terme sous l'effet du phénomène de retrait-fluage. D'autre part, elle a engagé depuis 1996 le projet MAEVA qui consiste en l'étude expérimentale d'une structure en béton précontraint sous des chargements mécaniques et thermiques similaires aux conditions attendues en situation accidentelle à l'intérieur d'un bâtiment réacteur. Les principaux objectifs du projet sont les suivants :

- étude du comportement de la propagation de la chaleur dans une paroi en béton en présence d'un mélange air-vapeur ;

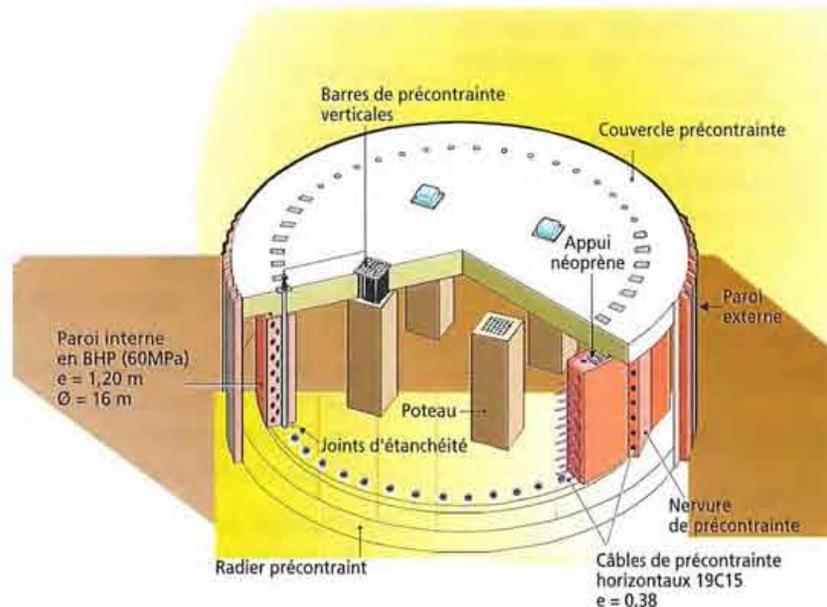
- étude de l'évolution des propriétés de transfert de la paroi et de son état de fissuration sous un chargement en air et en mélange air-vapeur ;

- étude du comportement de revêtements composites assurant l'étanchéité de la paroi béton.

Ces études seront réalisées pour des conditions de chargement correspondant aux situations de dimensionnement (épreuve en air) et d'APRP.

La maquette MAEVA est constituée d'une paroi cylindrique en béton précontraint de 16 m de diamètre, 1,2 m d'épaisseur et de 5 m de hauteur soit deux levées de bétonnage représentatives de la paroi interne d'une double enceinte. Elle est « fermée » par un fond et un toit de 1 m d'épaisseur et divisée en quatre cadrans dont deux sont revêtus de peau d'étanchéité composite.

Les essais en dimensionnement sont réalisés à 0,65 MPa, pression pour laquelle la compression résiduelle du béton est de l'ordre de 1 MPa, ce qui correspond à la compression résiduelle en fin de vie requise dans les Rapports de Sécurité en partie courante des ouvrages du parc en exploitation. Ces essais sont réalisés selon des « séquences longues » avec des durées de palier nominal de l'ordre de 24 heures. Les résultats déjà acquis ont montré que les comportements mécaniques et thermiques de la maquette étaient conformes à ceux attendus. Un essai de



Présentation générale de la maquette MAEVA

« type APRP », avec un profil de pression le plus proche possible de celui d'un accident, est prévu dans le programme actuel.

L'ensemble de ces résultats seront exploités à court et moyen terme pour établir une relation entre taux de fuite en air et en situation d'APRP.

La situation actuelle du parc des tranches 1300 MW

Les sites les plus « sensibles » aux phénomènes d'évolution des caractéristiques du béton décrits plus haut sont ceux de Flamanville et Belleville. Les autres tranches du parc sont nettement moins affectées. EDF s'est donc attachée à traiter les tranches du parc, suivant un échéancier tenant compte du comportement de l'ouvrage, de la planification des arrêts de tranche, et du degré de mise au point des revêtements.

... d'abord réparer les enceintes des tranches de Flamanville...

L'étanchéité de la tranche 2 de Flamanville a été restaurée par mise en place d'un revêtement composite dans la zone du tampon

matériel. Les travaux sur la tranche 1 sont en cours. Il reste cependant à mieux expliquer le comportement mécanique en apparence singulier de ces enceintes.

... puis traiter les enceintes de Belleville

La réparation de Belleville 2 est en cours ; celle de Belleville 1 est planifiée pour la fin de l'année 1999.

Les perspectives à long terme

La pérennité des ouvrages dans le cadre de la durée de vie d'au moins 40 ans des tranches 1300 MWe passe donc par un suivi individualisé compte tenu des spécificités de certaines enceintes (Belleville, Flamanville, Cattenom).

Les parades techniques (qualification du revêtement et identification des marges de sûreté) sont mises en œuvre au cas par cas.

Un programme de travail est en cours, afin de consolider les solutions mises en œuvre pour répondre aux interrogations techniques et juridiques soulevées par une exploitation des tranches au-delà de la deuxième visite décennale.

Tranches REP du parc EDF – Contrôle commande et durée de vie

par **Laurent Meauzoone**, chef du projet ACCORD – Division
production nucléaire – EDF

1 – Contexte et enjeux

Au fil des paliers 900 MW, 1300 MW et 1450 MW, les matériels de contrôle commande des tranches nucléaires utilisent de plus en plus massivement des composants électroniques :

- relayages électromagnétiques et électronique analogique pour le palier 900 MW,
- électronique, essentiellement numérique, pour le palier 1300 MW,
- électronique numérique et informatique pour les tranches 1450 MW du palier N4.

Ces évolutions de la technologie et de l'architecture ont permis d'améliorer la sûreté et la disponibilité du contrôle commande, mais ont augmenté sa sensibilité aux aléas du marché des composants électroniques.

La fiabilité requise des fonctions de contrôle commande est assurée grâce à la fiabilité des matériels au sein d'une architecture adaptée. Des essais périodiques, dont le rythme a été choisi en fonction de la fiabilité prévisionnelle des matériels, permettent de vérifier ces fonctions. Il est donc fondamental pour la sûreté et l'économie des tranches de maintenir à long terme la fiabilité des matériels.

Si ce maintien s'avère impossible, il faut envisager une rénovation des fonctions et la mise en œuvre de nouveaux matériels. L'enjeu est alors principalement économique, la rénovation complète du contrôle commande d'une tranche étant évaluée à plusieurs centaines de millions de francs.

2 – Retour d'expérience en exploitation

La fiabilité opérationnelle des équipements de contrôle commande peut être considérée comme très satisfaisante à ce jour. Le taux de défaillance en exploitation, le plus souvent très inférieur à celui estimé pour les études

probabilistes de sûreté, est en effet stabilisé depuis plusieurs années et ne représente qu'un très faible impact sur la disponibilité du parc.

Malgré ces bons résultats globaux, quelques sous-ensembles, en particulier les périphériques informatiques, sont affectés de défaillances jugées trop nombreuses et font l'objet d'études d'amélioration ou de remplacement.

3 – Risques

Les difficultés de maintenance à long terme des équipements de contrôle commande sont liées au contexte technique et industriel. Sur le plan technique, il faut faire face à l'obsolescence des composants électroniques qui peut aboutir à l'impossibilité de réparation des matériels et à l'indisponibilité des tranches. Sur le plan industriel, les développements spécifiques réalisés lors de la conception des tranches conduisent EDF à être souvent le seul client pour le type de matériel considéré. Dans le contexte des restructurations industrielles et de la fin des marchés de construction du parc nucléaire, la maintenance à long terme de ces équipements peut donc devenir difficile.

4 – Stratégies et actions mises en œuvre

Pour faire face à ces risques, la problématique de pérennité des systèmes de contrôle commande des tranches nucléaires a été abordée, dès 1987, dans le cadre général du programme « durée de vie » qui a défini le contrôle commande comme l'un des composants sensibles pour la durée de vie des tranches. Ces études ont conduit à la possibilité de maintenir les matériels de contrôle commande pendant une durée de 20 à 25 ans après la mise en service industriel des tranches.

Pour atteindre cet objectif, une politique et un programme d'actions constituant la démarche dite de « pérennité » ont été mis en place par EDF et des études systématiques sont lancées en préparation des visites décennales.

4.1 – La démarche de pérennité

A partir de l'analyse des risques, la stratégie de pérennité a distingué deux groupes de fournisseurs de systèmes de contrôle commande :

- les constructeurs des principaux équipements pour lesquels des protocoles de pérennité sur 25 ans ont été négociés ;
- les autres constructeurs pour lesquels on cherche à utiliser les structures de maintenance existantes.

Les contrats d'application des protocoles de pérennité recouvrent, en complément des activités habituelles de maintenance, des actions spécifiques destinées à garantir cette maintenance sur le long terme :

- entretien d'un « pôle de compétence » qui a pour objet d'assurer les prestations de gestion permanente des systèmes et les études ponctuelles demandées par EDF (assistance technique, traitement du retour d'expérience, détection des obsolescences, maintien des compétences) ;
- maintenance à long terme des moyens matériels, logiciels et documentaires spécifiques.

4.2 – La préparation des visites décennales

En préparation des deuxièmes visites décennales des tranches 900 et 1300 MW, des projets ont été lancés pour analyser la pérennité des systèmes de contrôle commande et proposer des stratégies de maintenance ou de rénovation de ces équipements.

L'analyse du retour d'expérience et les expertises réalisées sur l'état des matériels permettent d'envisager la poursuite de la maintenance de la majorité des équipements au moins jusqu'à l'échéance de la troisième visite décennale des tranches. Ces conclusions s'appuient sur la démarche de pérennité qui garantit le support des fournisseurs pendant cette période.

A condition de stabiliser les besoins fonctionnels, d'optimiser la maintenance préventive et d'anticiper les problèmes d'obsolescence par le stockage des composants, les rénovations nécessaires restent limitées. Elles visent essentiellement à remplacer les matériels affectés par un vieillissement thermique ou à optimiser le traitement de l'obsolescence.

5 – Perspectives

Pour conforter la durée de vie des systèmes de contrôle commande des paliers futurs ou des installations rénovées, des orientations peuvent être tirées de l'expérience de maintenance des systèmes actuels :



Armoires de contrôle-commande (centrales nucléaires EDF de 1300 MW)

- la maintenance à long terme doit être prise en compte dès la conception des systèmes et faire partie de l'expression de besoins pour les appels d'offres ;
- la modularité des architectures doit faciliter une rénovation progressive ;
- la stratégie de développement des systèmes doit s'appuyer au maximum sur des produits du commerce, en évitant toute modification susceptible de les transformer en produits « spécifiques EDF » difficiles à maintenir à long terme.

6 – Conclusion

La maintenance courante et les actions d'anticipation doivent garantir à long terme la bonne fiabilité actuelle des matériels de contrôle commande des tranches REP du parc EDF. Le maintien de cette fiabilité, tout au long de la durée de vie des tranches, est une

condition nécessaire pour la sûreté et l'économie de ce parc.

La surveillance permanente en exploitation et les études spécifiques de préparation des visites décennales permettent de détecter les cas où la maintenance risque de ne plus pouvoir être assurée dans de bonnes conditions techniques ou économiques. Ces cas, rarement dus au vieillissement des matériels mais plutôt à leur obsolescence technique ou commerciale, sont alors résolus par des opérations de rénovation partielle.

La rénovation totale du contrôle commande, bien qu'envisageable en s'appuyant sur le retour d'expérience des opérations réalisées à EDF (tranches thermiques à flamme) ou à l'étranger, n'apparaît pas fonctionnellement nécessaire. Elle présenterait en outre des risques techniques et économiques très importants par rapport à ceux liés à la poursuite d'une stratégie de maintenance adaptée de l'existant.

L'étude pérennité d'EURODIF-production

par Claude Bastidon, responsable gestion maintenance EURODIF

1. Le contexte

L'usine GEORGES BESSE de la Société EURODIF, implantée dans la Vallée du RHÔNE, opère l'enrichissement isotopique de l'uranium par diffusion gazeuse, pour les besoins des producteurs d'électricité au niveau mondial.

Construite de 1974 à 1982, elle peut alimenter annuellement en uranium enrichi l'équivalent d'une centaine de réacteurs à eau légère de 900 MWe.

La période 1982 à 1990 a été mise à profit pour fiabiliser les composants principaux, et a débouché sur une amélioration de la flexibilité de l'usine, initialement prévue pour une période d'exploitation de vingt ans. Les résultats obtenus ont permis d'envisager l'extension de la durée de vie de 2000 à 2010 à un coût raisonnable.

2. L'étude pérennité

2.1. Les objectifs

La décision de lancer une « étude de pérennité » destinée à vérifier la faisabilité d'un

prolongement significatif de durée de vie de l'usine EURODIF a été prise en 1991.

La situation à cette date ayant été jugée satisfaisante, les trois objectifs du projet applicables à la période 2000/2010 étaient les suivants :

- maintien du niveau requis de sûreté/sécurité,
- maintien de la capacité de production,
- maintien de la rentabilité.

2.2. L'étude méthodologique préalable

Compte tenu de la volumétrie des installations et de l'activité de production (gestes d'exploitation et de maintenance) réalisée annuellement, être exhaustif au niveau de cette étude sans disposer de critères de tri était économiquement et humainement irréalisable.

C'est la raison pour laquelle une étude méthodologique préalable a été développée sur l'année 1992.

Elle a consisté, dans une première phase, à lister et hiérarchiser l'ensemble des contrain-



Usine d'enrichissement de l'uranium – Eurodif à Tricastin

tes externes et des fonctions internes au système, puis dans une deuxième phase à rechercher et classer les matériels remplissant les fonctions internes et satisfaisant les contraintes externes.

Pour la première phase, réalisée au niveau **fonction**, les outils développés ont été :

- une analyse fonctionnelle modélisant contraintes externes et fonctions internes ;
- des analyses de modes de défaillance (AMDE) appliquées sur chaque fonction par rapport aux trois objectifs du projet.

A l'issue d'une première sélection réalisée au niveau des fonctions, la deuxième phase appliquée sur les **matériels** remplissant les fonctions les plus critiques a pu être déclenchée.

Elle a nécessité :

- l'utilisation d'outils préexistants :
 - données techniques issues du fichier « Suivi des Matériels installés »,
 - données économiques issues des historiques de fonctionnement et d'investissement ;
- le développement d'analyses AMDEC précisant la criticité des défaillances de matériels par rapport aux trois objectifs du projet.

Afin de matérialiser le caractère prospectif de l'étude, des « facteurs d'évolution » ont été pris en compte sur l'ensemble des critères entrant dans les analyses AMDEC.

L'application de cette méthodologie a permis de proposer des listes hiérarchisées par rapport aux objectifs du projet, aussi bien pour les contraintes externes que pour les matériels ou les groupes fonctionnels.

Sur les éléments les plus critiques de ces deux listes, ont été ensuite développées des études élémentaires décrites au § 2.3.

2.3. Le plan d'étude des éléments sensibles les plus critiques

Sur les fonctions externes, ainsi que sur les familles de matériels les plus critiques, a été appliqué un plan type d'étude résumé ci-dessous :

- rappel de l'importance de la fonction externe, ou de la famille de matériel retenue ;

- analyse du retour d'expérience technique et économique ;
- analyse prospective technico-économique ;
- propositions d'actions correctives si nécessaire.

L'ensemble de ces études a été réalisé dans le cadre d'une structure projet, regroupant des groupes de travail constitués de ressources internes (équipe projet, exploitants, mainteneurs) et renforcées de compétences externes lorsque nécessaire (l'ingénierie responsable de la construction : USSI, des constructeurs, des pôles de compétences spécifiques).

2.4. Les conclusions de l'étude

A l'issue des études élémentaires réalisées en 1993 et 1994, l'ensemble des éléments sensibles les plus critiques (fonctions externes et matériels) a été classé en 3 catégories :

- ceux dont la pérennité était assurée jusqu'en 2010 ;
- ceux dont la non-pérennité était certaine en l'absence d'actions correctives relevant du plan **d'action pérennité** ;
- ceux dont la non-pérennité était à craindre et qui relevaient du **plan de surveillance**, outil d'aide à la décision, soumis à des mises à jour périodiques.

Pour les éléments sensibles impactant l'objectif « maintien du niveau requis de sûreté/sécurité », les solutions proposées étant soit des rénovations, soit des remplacements à l'identique, EURODIF a engagé des procédures d'information vers l'Autorité de sûreté.

3. La prise en compte des conclusions de l'étude

3.1. Le plan d'action

Les conclusions de l'étude pérennité, contenues dans le **plan d'action**, ont été mises en œuvre à partir de 1995, en tenant compte du degré d'urgence, et de la criticité des fonctions ou matériels concernés.

L'ensemble de ces actions de pérennisation d'EURODIF peut être regroupé dans les thèmes suivants :

- actions de rénovation réalisées ou supervisées par la maintenance ;
- investissements engagés conjointement par la maîtrise d'ouvrage et la maintenance ;
- maintien des compétences internes et externes ;
- satisfaction des contraintes externes :
 - consolidation des circuits d'approvisionnement et de réparation avec notamment un regroupement de certaines activités spécifiques sur SOCATRI (filiale d'EURODIF SA) à l'intérieur de l'INB,
 - renouvellement de conventions ou autorisations diverses.

3.2. Le plan de surveillance

Les actions de surveillance regroupées dans le **plan de surveillance** ont été ventilées sur les structures compétentes.

Elles sont actuellement suivies, classées, et réévaluées périodiquement.

Le **Plan de surveillance** constitue donc un outil d'aide à la décision, évolutif et prospectif, permettant d'aborder la prochaine décennie, et au-delà la période transitoire conduisant au changement inéluctable de procédé.

Éléments de volumétrie en « vrac »

181 000 « postes techniques » repères topo-fonctionnels des matériels installés
12 000 gammes d'intervention utilisant 7 500 opérations élémentaires (hors réparation ateliers)
15 000 ordres de travail traités/an
140 000 documents référencés
8 600 outillages de maintenance
56 000 références articles activés en stock

Le vieillissement des compétences

par **A. Birkhofer, GRS (Gesellschaft für Reaktor Sicherheit) – Centre de recherche (Allemagne)**

Les pays de l'OCDE, qui ont réalisé de grands programmes d'énergie nucléaire, ont développé au fil des décennies une large compétence technique dans le domaine nucléaire. Cette compétence joue un rôle essentiel dans l'utilisation de l'énergie nucléaire ; elle est notamment indispensable pour l'exploitation sûre des centrales nucléaires, principalement à cause de la nature spécifique des risques nucléaires, qui nécessite une approche très anticipative afin de détecter et supprimer à temps les risques potentiels, c'est-à-dire avant d'aboutir à une véritable situation à risque. A ce propos, il faut noter l'importance décisive de la conjonction des connaissances de base, de l'expérience du fonctionnement réel de l'installation, des méthodes performantes et des connaissances approfondies provenant de la recherche sur des questions importantes pour la sûreté.

En ce sens, la compétence technique est finalement la condition préalable à une utilisation responsable de l'énergie nucléaire. Sous cet aspect, la compétence développée dans les pays de l'OCDE n'est pas seulement intéressante pour ces pays eux-mêmes. Elle l'est aussi pour les pays comme par exemple les pays émergents ou certains Etats de l'Europe de l'Est, qui importent ou ont importé des installations nucléaires ou leur conception technique, mais qui ne disposent pas eux-mêmes, ou du moins pas encore dans tous les domaines, d'une compétence technique suffisante.

Mais l'existence et la persistance de la compétence technique ne vont pas de soi. En effet, il ne s'agit pas là d'un paramètre que l'on peut diminuer ou augmenter directement et à volonté. En tant que somme du savoir des scientifiques et des ingénieurs qui ont des qualifications techniques dans le domaine nucléaire et une expérience dans une structure où ce savoir peut être utilisé de façon efficace, la compétence technique est beaucoup plus liée aux développements des effectifs et aux évolutions dans l'industrie et

la recherche, tous ces facteurs ne pouvant être influencés le plus souvent que de façon indirecte, avec lenteur et seulement dans certaines limites.

Bon nombre de scientifiques et ingénieurs qui disposent aujourd'hui d'une compétence technique dans le domaine nucléaire ont découvert ce domaine à l'époque de l'extension de l'énergie nucléaire et ont acquis leurs connaissances et capacités en participant à de grands projets nucléaires ou à d'importants programmes de recherche. Depuis quelques années, cette génération d'experts qui trouve ses racines dans l'essor de l'énergie nucléaire est atteinte par la limite d'âge et se retire de la vie active. Ainsi, en Allemagne, depuis le début des années 90, presque la moitié des diplômés d'université ou ingénieurs employés dans l'industrie, chez les exploitants et dans les organismes nationaux ont quitté la vie active, et, au cours des dix prochaines années, de nouveau la moitié des ingénieurs et scientifiques actuellement employés dans ces domaines atteindront la limite d'âge et se retireront à leur tour. Simultanément, l'abandon ou le déclin des programmes de recherche nationaux conduit à une diminution des infrastructures, comme par exemple la fermeture ou le redéploiement des instituts de recherche ou la fermeture d'équipements d'essai ou de laboratoires. Dans ce contexte, le déclin de la recherche sur la sûreté revêt une importance particulière, car cette recherche est la condition préalable pour détecter à temps, c'est-à-dire avant d'aboutir à une situation critique, les risques en termes de sûreté et pour trouver des solutions permettant de palier ces insuffisances. La pression croissante en terme de coûts dans l'industrie et chez les exploitants des centrales nucléaires renforce encore ce déclin.

L'évolution de la compétence technique dans le domaine nucléaire au cours des prochaines années dépend donc essentiellement de trois facteurs :

– Pourra-t-on obtenir une relève suffisamment qualifiée pour remplacer les experts partant à la retraite et conserver leur savoir et leur expérience ?

– Sera-t-il possible, malgré les restrictions des budgets publics pour la recherche sur la sûreté et malgré la pression croissante sur les coûts dans l'industrie, de conserver une infrastructure scientifique suffisante pour faire perdurer et transmettre les connaissances dans les disciplines importantes pour les questions de sûreté, comme par exemple la physique des réacteurs ?

– Serons-nous en situation d'intégrer la relève dans des tâches si exigeantes qu'on formera ainsi non seulement des spécialistes, mais aussi un nombre suffisant de « généralistes » hors pair qui savent faire ce lien, si important dans le traitement des questions de sûreté, entre la connaissance générale de l'installation et les détails techniques ?

Sous cet aspect, le rôle décisif revient d'abord aux perspectives professionnelles qui s'offrent aux jeunes scientifiques et ingénieurs. Compte tenu de la stagnation du recours à l'énergie nucléaire, ces perspectives sont actuellement souvent défavorables, ce qui va au détriment de la relève. Ainsi, en Allemagne, le manque de perspectives de ces dernières années dans le domaine nucléaire a déjà eu comme conséquence que les étudiants en sciences physiques et dans les disciplines d'ingénierie s'intéressent de moins en moins à la technique nucléaire. Par exemple, les universités d'Aix-la-Chapelle et de Dresde formaient au début des années 90 une vingtaine de diplômés en technique nucléaire, alors que depuis 1995 seuls quelques rares étudiants choisissent cette filière. L'intérêt des étudiants des filières générales pour la technique nucléaire a également diminué de la même façon.

La décision de l'abandon du nucléaire adoptée par le gouvernement allemand à l'automne 1998 a encore considérablement aggravé cette situation. Dorénavant, la technique nucléaire n'a plus aucun attrait pour les jeunes ingénieurs et scientifiques allemands. La motivation que représente la participation à des projets de développement a disparu étant donné que la décision allemande de la sortie du nucléaire affecte également l'évolution de la technique des réacteurs. Il en résulte que les organismes

allemands qui s'occupent exclusivement de questions de technique nucléaire ou de sûreté des réacteurs ne peuvent pratiquement plus obtenir de relève qualifiée sur le plan technique et scientifique et que ceux qui pourraient assurer la relève préfèrent migrer dans d'autres secteurs.

Si cette tendance n'est pas stoppée, la perte de la compétence allemande acquise au fil des décennies paraît inévitable. Cela finira par avoir de graves conséquences également pour la sûreté des réacteurs. En fin de compte, il faut prévoir qu'une sortie de l'énergie nucléaire demandera du temps et que les centrales allemandes fonctionneront probablement encore durant quelques décennies. Il est donc à craindre que le déclin de la compétence technique en Allemagne soit beaucoup plus rapide que le processus de l'abandon de l'énergie nucléaire. En outre, une dégradation de la compétence technique allemande dans le domaine de la technique nucléaire et de la sûreté des réacteurs aurait pour conséquence que la discussion sur les questions de l'énergie nucléaire serait menée avec beaucoup moins d'expertise, ce qui affecterait également le débat international.

Il y a donc de bonnes raisons pour mener en Allemagne des actions pertinentes qui permettent d'assurer le maintien de la compétence dans la technique nucléaire et notam-



Contrôles des tubes de générateur de vapeur

ment dans la sûreté des réacteurs. Des initiatives ont déjà été réalisées depuis quelques années. Ainsi, le gouvernement fédéral ainsi que les électriciens allemands ont déjà commencé à encourager les jeunes scientifiques à se former à la sûreté des réacteurs. Ce soutien concerne les jeunes scientifiques qualifiés qui étudient cette question sous l'aspect de la recherche. Ces pistes devront être complétées, car à l'heure actuelle, les perspectives nécessaires pour les jeunes scientifiques et ingénieurs allemands ne peuvent être créées que dans un cadre international. En particulier, il serait pertinent d'arriver, de façon analogue à une organisation européenne de l'industrie, à une orientation

beaucoup plus internationale de la recherche sur la sûreté nucléaire et de l'expertise. A cet égard, la coopération franco-allemande a fourni jusque là de bons exemples. Citons notamment le développement commun du modèle de simulation ASTEC, l'intervention de GRS dans l'expertise des essais PHEBUS ou l'activité de l'IPSN dans la résolution des questions de sûreté concernant le nouveau réacteur de recherche allemand FRM-2. Une extension cohérente de ces approches dans une coopération à l'échelle européenne pourrait donc devenir un facteur important qui permettrait de conserver en Europe la compétence technique nécessaire à une utilisation responsable de l'énergie nucléaire.



Une intervention en zone contrôlée

Expertises diversifiées : décennales de Fessenheim

par **Raymond Sené**, membre du CSSIN et du Comité Scientifique de l'IPSN, représentant du GSIEN (Groupement des scientifiques sur l'information sur l'énergie nucléaire)

Le suivi des installations industrielles est indispensable pour une sûreté de haut niveau, seule garante de la sécurité des populations et des travailleurs. Ce suivi ne peut et ne doit pas être le fait des seuls acteurs officiels. La mise en place de commissions auprès des sites a été l'un des moyens pour tenter d'obtenir un dialogue entre experts de la firme et experts dits indépendants. En effet, pour gagner en crédibilité et surtout pour faire participer les citoyens, il faut assurer une expertise contradictoire. Le démarrage fut difficile.

De la première commission mise en place à Fessenheim en 1977 en passant par celle près l'établissement COGEMA La Hague, tous les genres existent : le contrôle, la surveillance, l'information et même la propagande... Ces CU ont un fonctionnement chaotique parce qu'elles dépendent de la bonne volonté des élus (municipaux, cantonaux, régionaux et nationaux) et de la ténacité de quelques bénévoles (associatifs, scientifiques ou syndicaux). Différentes expériences ont été menées par exemple, à la CLS de Fessenheim, à la CSPI de la Hague ou dans le Gard.

En 1989, la première visite décennale de Fessenheim fut l'occasion pour la CLS, grâce au Conseil général, de faire une grande première : faire appel à des experts indépendants français, belges et allemands. La question évidente est : qu'ont pu faire ces fameux experts ? On serait tenter de répondre « Pas grand chose. » Mais ce raccourci est trop lapidaire et trop pessimiste. De fait, cette expertise a ouvert une brèche dans le mur de l'opacité dont s'entoure le système.

L'ampleur de la tâche était à la mesure du problème : tenter de faire un suivi de l'installation, vérifier que l'évolution des composants était conforme aux hypothèses, faire le bilan du fonctionnement. Ce ne fut pas facile.

Il fallut d'abord définir les limites de l'expertise, sachant que les experts réunis en commission début juin devaient rendre un rapport en août. Il fallait aussi entamer un dialogue et obtenir l'ouverture des dossiers. En 1989 il y avait un blocage obstiné d'EDF et il fallut une intervention de la direction de la DSIN (le SCSIN à l'époque) pour que les choses puissent démarrer. Néanmoins le dossier des opérations programmées pour la VD1 ne put être consulté qu'à la DRIRE en raison du refus de communication d'EDF. Cette contre-expertise fut donc un exercice fort difficile : EDF « traînait les pieds » et faisait front, aidé en cela par les représentants de l'IPSN et de l'Autorité de sûreté, face à un groupe considéré comme « ennemi ». Malgré ces réserves, cette première commission a réussi à produire un rapport qui soulignait beaucoup de points faibles. Cependant le court laps de temps et la rétention de données ont montré les limites de l'exercice, et surtout il n'y a pas eu de suivi pour vérifier quel usage il était fait du questionnement des experts indépendants. Cette première approche a servi mais, si le pourquoi d'une contre-expertise ne pose pas de problème, le comment est toujours aussi peu facile.

En 1999 la situation est plus favorable car les différents acteurs, d'EDF à la DSIN, sont nettement plus coopératifs. EDF semble avoir compris que le contexte national et international ne lui permettait plus de rester dans sa tour d'ivoire. Quant à l'Autorité de sûreté, elle nous semble avoir parfaitement réalisé tout ce que pouvait apporter un examen critique par des regards non « blasés » de dossiers pointus.

Il est clair que le rôle des représentants de l'Autorité de sûreté et de ses appuis techniques doit être plus un rôle d'observateur et d'arbitre que de « preux défenseurs d'une pòvre EDF attaquée ». Il est évident que les

dossiers durée de vie de la cuve du réacteur et vieillissement général de l'installation sont très importants. Leur traitement n'est pas simple. Au plan sûreté, la réponse est sans ambiguïté : la cuve doit être en état.

Par contre cette question a une incidence économique fort significative, et les arguments officiels deviennent beaucoup moins techniques et beaucoup plus politiques. Comment travailler un tel dossier ? Quelles sont les sources (officielles) d'informations ?

- Documents Framatome : accessibilité nulle.
- Documents EDF : peu accessibles et souvent tronqués.
- Analyses BCCN : disponibles.
- Analyses IPSN : pour le moment, se retranche derrière la propriété EDF.

On perçoit donc une première difficulté. Qui va contraindre un industriel à la transparence ?

D'autre part, les calculs dans les dossiers reposent sur des mesures faites par des laboratoires d'EDF ou sous contrat EDF.

Dans quelle mesure une contre-expertise peut-elle s'en tenir à ces résultats ? Et sinon comment faire des mesures indépendantes ? En effet, si on s'en tient aux mesures d'EDF, le rapport risque de ne pas être très pertinent. Cependant, comme ces mesures permettent de vérifier des formules, on peut

alors au moins vérifier la validité des formulations.

Les codes de calcul de mécanique représentent des années-ingénieurs de travail et leur mise en œuvre demande des moyens que seuls des grands groupes ont à leur disposition. Il faut être conscient de la difficulté d'une telle expertise. Poser des questions est une chose, mais ce n'est pas suffisant. Il faut pouvoir dialoguer, étudier les méthodes, comprendre, revenir sur les dossiers. C'est un long travail qui suppose temps libre pour les experts et ouverture des officiels.

Il n'empêche que ces contre-expertises, indispensables, seront toujours des exercices complexes. Il ne faut pas se leurrer sur l'apport d'une expertise indépendante. Si l'industriel, ses appuis techniques et les organismes de contrôle jouent le jeu, elle sert à revisiter un dossier avec un œil neuf, à dialoguer, à bien cadrer un problème. Elle peut faire ressortir un point qui aurait été oublié. En aucun cas, compte tenu des délais toujours trop courts et de l'énormité des dossiers, elle ne sera suffisante. Cependant le fait de savoir qu'il y aura cette expertise, le fait d'expliquer les méthodes de calculs et de mesures sert à faire évoluer la sûreté. L'expertise indépendante sert de poil à gratter et c'est pour cela qu'elle a cette importance. Elle ne doit pourtant pas se substituer aux instances, elle doit les forcer à bien travailler. Et j'espère que ce statut lui est enfin reconnu...

Surpris par le vieillissement ?

par **Brian Tomkins, Chief technologist, AEA technology (Royaume-Uni)**

L'industrie nucléaire internationale a-t-elle été prise de court par les effets du vieillissement dans ses installations ? Je pense que oui. On n'a pas prévu l'étendue ou l'intensité des phénomènes de vieillissement et de dégradation qui se sont produits dans les centrales, réduisant la disponibilité de façon significative, et dans certains cas nécessitant que des mesures compensatoires soient prises au titre de la sûreté. Les raisons de ce manque d'anticipation sont diverses, mais comprennent notamment les suivantes :

1. Depuis le début, il était clair que les réacteurs nucléaires sont des sources d'énergie de performance élevée pour lesquelles une conception avancée est nécessaire. Toutefois, cette conception avancée n'est pas indispensable pour l'ensemble des installations d'une centrale nucléaire et bon nombre de composants sont d'une conception classique, étant conçus sur la base de standards industriels supposés adéquats. Une centrale nucléaire est donc en partie de conception avancée et en partie de conception classique avec des exigences de performances qui dépassent parfois nettement les connaissances dans les expériences antérieures.

2. Bien que les premières centrales nucléaires commerciales aient été conçues de façon prudente, le développement rapide de l'énergie nucléaire de la fin des années 1960 aux années 1980 a raccourci la première partie du cycle de vie de cette nouvelle technologie, entraînant le lancement d'installations plus puissantes avec un retour d'expérience limité.

3. Le manque de retour d'expérience associé à un début de cycle de vie raccourci a été aggravé par l'arrêt presque total du développement de l'électronucléaire, à la suite des accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl. Il en est résulté la limitation de recherches et de développements destinés à soutenir des conceptions nouvelles avec, pour conséquence, l'incitation à prolonger la

durée de vie des installations existantes jusqu'à 40 ans et plus, malgré de faibles connaissances des phénomènes de vieillissement.

4. La présence de rayonnement nucléaire et d'une source de chaleur compacte à l'intérieur d'une tranche nucléaire rend l'accès aux principaux composants difficile en ce qui concerne aussi bien la détection de dégradations que les réparations ou remplacements ultérieurs.

5. Il existe un manque de redondance structurelle dans les principaux composants des centrales nucléaires, ce qui rend la gestion de la dégradation des composants plus difficile.

6. Bien que les codes de conception et de construction utilisés pour les centrales nucléaires fussent les meilleurs disponibles, ils se sont révélés insuffisants pour prévenir l'apparition de dégradations significatives à la suite de l'exploitation et du vieillissement des installations. L'aspect le plus significatif a été le manque d'évaluation de l'importance des contraintes secondaires (thermiques et résiduelles) en tant que moteur des processus de dégradation tels que la fatigue et la corrosion sous contrainte.

L'industrie nucléaire se trouve donc confrontée à un réel problème de vieillissement, qui peut mettre en cause aussi bien la sûreté que la rentabilité. Toutefois, le vieillissement n'est pas un problème majeur pour la majorité des installations, et sa bonne gestion dépend de la capacité à identifier et quantifier le risque lié au vieillissement. D'excellents niveaux de performance des combustibles ont été atteints dans toutes les principales filières nucléaires. La durée du cycle du combustible étant limitée (quelques années), il a été possible de mettre au point des combustibles à taux de combustion élevés et extrêmement fiables. Ainsi, la conception du cœur de la centrale nucléaire a été couronnée de succès. Le vieillissement n'est pas un problème majeur pour la plupart des matériels auxi-

liaires classiques dans une centrale nucléaire, la fiabilité des composants étant bien connue et les pratiques d'entretien et de remplacement établies étant adéquates. Le problème du vieillissement concerne les principaux circuits, structures et composants, des structures internes du réacteur aux générateurs de vapeur, qui sont censés fonctionner sans défaillance pendant plusieurs décennies. Des problèmes importants ont été rencontrés dans tous les principaux composants du réacteur en raison du vieillissement après environ 15 à 20 ans.

Le vieillissement de ces composants vulnérables a-t-il été bien géré ? En dépit d'une exception majeure, la réponse est : pas très bien. L'exception concerne l'enveloppe principale du cœur du réacteur lui-même : la cuve. Il a été établi dès le début qu'il n'était pas possible d'assurer, au niveau de la conception, la résistance d'une cuve en acier exposée à l'irradiation, des essais de matériaux accélérés ayant indiqué une perte de résistance à la rupture, et on ne savait pas comment ce type de dégradation évoluerait en exploitation réelle. Des échantillons-témoins ont donc été prévus dans le réacteur, qui seraient irradiés sous les mêmes conditions que la cuve elle-même, et pourraient être enlevés périodiquement pour évaluer le degré de dégradation. Cette démarche s'est avérée extrêmement utile dans le suivi de la dégradation des cuves, permettant des parades efficaces telles que la modification du plan de changement des assemblages et le recuit, le cas échéant.

En revanche, la gestion d'un autre phénomène de dégradation, la corrosion, n'a pas été aussi réussie. Plusieurs composants des circuits des centrales, comprenant les boulons, les structures soudées et les tuyauteries, ont connu des défaillances mal anticipées liées à la corrosion. Dans une note récente de l'EPRI, il est estimé que la corrosion a réduit la puissance disponible des centrales de 5 % en moyenne durant la dernière décennie. Bien qu'il eût été envisagé que les matériaux des composants des centrales nucléaires soient exposés à un environnement potentiellement agressif et que, par conséquent ces matériaux eussent été choisis comme résistants à la corrosion, à la lumière de l'expérience passée, les contraintes associées à l'exposition à long terme ont entraîné plusieurs

défaillances par corrosion sous contrainte. Les défaillances étant imprévues, la réponse a été réactive, évoluant sur un certain nombre d'années de l'évaluation de l'étendue du problème par des contrôles aux réparations et aux remplacements, le tout à un coût considérable. Il s'est avéré difficile de développer et de mettre en œuvre des mesures pour prévenir les problèmes éventuels liés à la corrosion.

La gestion de la corrosion dans les industries de la pétrochimie et l'exploitation off-shore du pétrole démontre l'utilité d'une démarche volontariste. Les mesures de limitation, l'utilisation d'échantillons de surveillance et une démarche orientée par les risques pour tous les composants et structures potentiellement vulnérables ont permis une meilleure maîtrise des problèmes. Il est à noter que ce n'est que maintenant que des réflexions ont été engagées sur l'utilisation d'une technologie efficace orientée par les risques dans l'industrie nucléaire en ce qui concerne les questions de vieillissement.

Des phénomènes de vieillissement imprévus ont également été rencontrés dans les centrales nucléaires, entraînant la dégradation des composants. Parmi ces phénomènes, certains ont été le résultat d'effets de synergie entre l'environnement ambiant et d'autres facteurs de vieillissement (par exemple la fissuration différée par corrosion sous contrainte favorisée par l'irradiation et la fragilisation favorisée par l'irradiation), tandis que d'autres sont apparus dans des matières relativement nouvelles (par exemple la fissuration d'hydrides à terme dans des alliages de zirconium). La découverte de nouveaux phénomènes de dégradation qui menacent l'intégrité d'un composant et qui sont particulièrement difficiles à traiter, compte tenu de l'absence d'informations et d'une compréhension du mécanisme du phénomène, rend l'évolution de la dégradation difficile à prévoir.

Quelles sont les voies de progrès ? L'industrie nucléaire est maintenant tout à fait consciente de l'importance des menaces représentées par le vieillissement pour l'intégrité des circuits, des structures et des composants des centrales. Elle est aussi de plus en plus consciente du coût d'un traitement purement réactif de tels problèmes. Trois points méritent d'être mentionnés :

1. La valeur d'une démarche plus volontariste. Les méthodes orientées par les risques constituent un moyen d'identifier, à tout moment, les menaces potentielles que le vieillissement représente pour une centrale sur une période de temps donnée. La méthodologie est analogue à celle qui a déjà été utilisée avec succès dans la mise au point des études probabilistes de sûreté (EPS) sur lesquelles la plupart des démonstrations de sûreté de centrales nucléaires sont à présent fondées. De telles évaluations du vieillissement pourraient facilement être incorporées dans le cycle d'examens périodiques de la sûreté, qui comprend une EPS, et dans lequel une évaluation du vieillissement de la centrale pourrait facilement être intégrée.

2. Une gestion réussie des biens que représentent des installations sujettes au vieillissement nécessite l'intégration d'un retour d'expérience de sources appropriées (historique de l'installation, expériences avec des installations semblables, et autres expériences industrielles appropriées) et de la technologie. Outre la technologie orientée par les risques, d'autres technologies ont été mises au point pour soutenir l'évaluation du vieillissement :

examen, contrôle en fonctionnement, évaluation structurelle par calcul et connaissance des mécanismes de défaillance des matériaux. Le problème à résoudre est l'intégration des technologies appropriées pour traiter une centrale particulière et ses composants.

3. Il convient d'effectuer une analyse économique plus rigoureuse des menaces représentées par le vieillissement pour justifier des programmes intégrés majeurs de la gestion volontariste du vieillissement.

En résumé, alors que l'industrie nucléaire a été prise au dépourvu par certains effets du vieillissement survenant au cours de la dernière décennie, des outils sont disponibles pour améliorer la prévision du vieillissement et sont mis en pratique. Leur plus grande utilisation à l'avenir, la mise au point de nouveaux outils et la mise en œuvre de parades plus rentables devraient permettre d'éliminer les incertitudes liées au vieillissement.

Références

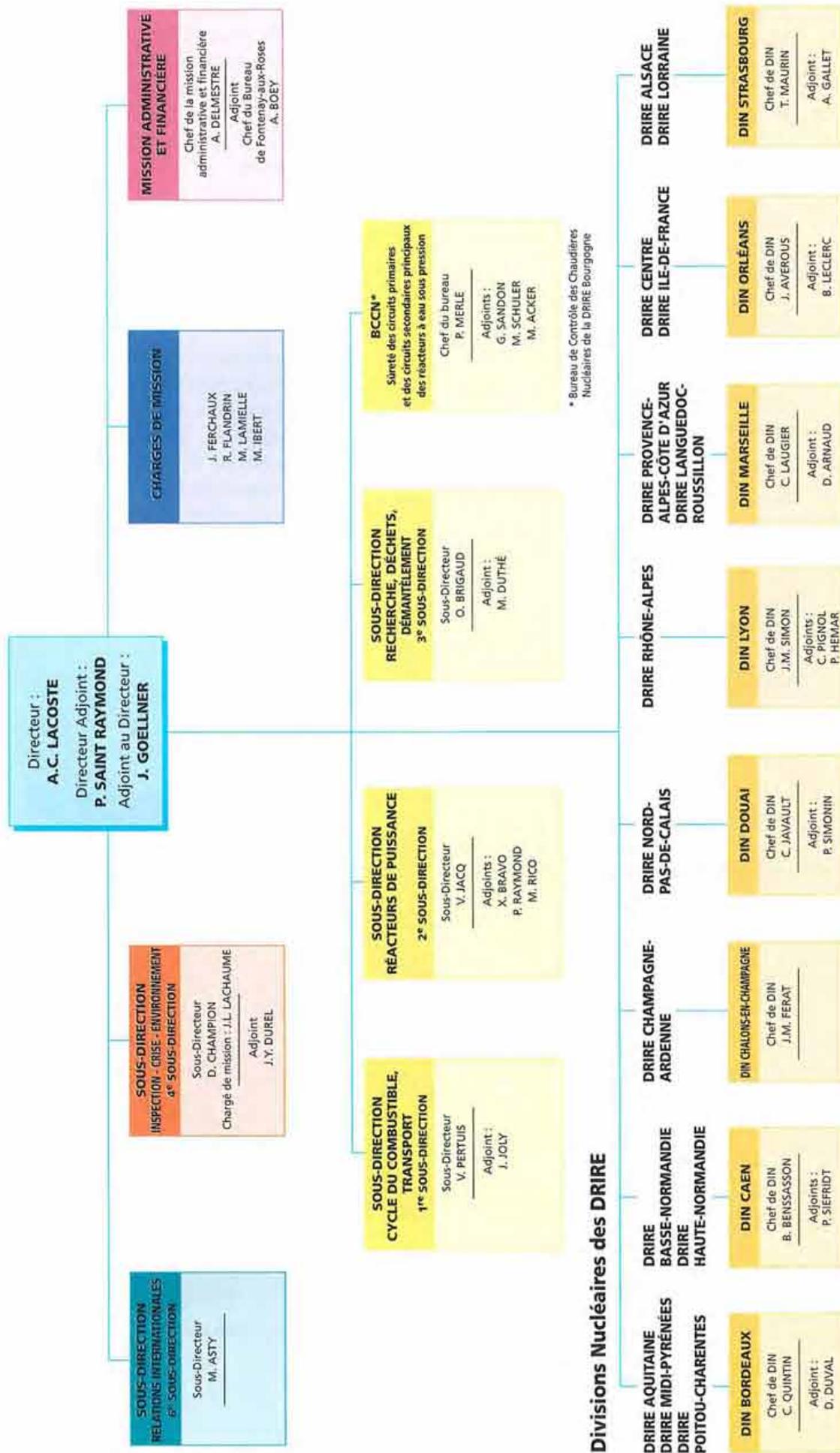
1. EPRI statement



L'usine Framatome de Châlon Saint-Marcel – Hall d'assemblage des composants lourds

Autorité de sûreté nucléaire

Organigramme au 1^{er} juin 1999



« CONTROLE »

LA REVUE DE L'AUTORITÉ DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE »

BULLETIN DE 1^{er} ABONNEMENT*

NOM Prénom

Société ou organisme

Division ou service

Fonction

Adresse Professionnelle ou Personnelle

Code postal Ville Pays

Afin de nous aider à mieux connaître nos lecteurs, merci de bien vouloir répondre aux deux questions ci-après :

1. Travaillez-vous dans le secteur nucléaire ?

Oui Non

2. A laquelle de ces catégories appartenez-vous ?

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Elu | <input type="checkbox"/> Enseignant |
| <input type="checkbox"/> Journaliste | <input type="checkbox"/> Chercheur |
| <input type="checkbox"/> Membre d'une association ou d'un syndicat | <input type="checkbox"/> Etudiant |
| <input type="checkbox"/> Représentant de l'administration | <input type="checkbox"/> Particulier |
| <input type="checkbox"/> Exploitant d'une installation nucléaire | <input type="checkbox"/> Autre (préciser) : |
| <input type="checkbox"/> Industriel | |

MODIFICATIONS (pour l'année 1999)

N° d'abonné :

En cas de modifications veuillez cocher la ou les cases correspondantes et indiquer les changements intervenus

NOM Prénom

Société ou organisme

Division ou service

Fonction

Adresse Professionnelle ou Personnelle

Code postal Ville Pays

Autres :

SUPPRESSION D'ABONNEMENT

N° d'abonné :

En cas de suppression d'abonnement, veuillez cocher la case ci-après

Motif

**A renvoyer à : Direction de la sûreté des installations nucléaires
99, rue de Grenelle – 75353 Paris 07 SP – Fax 33 (0)1 43 19 23 31**

« CONTROLE »

LA REVUE DE L'AUTORITÉ DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE »

est publiée conjointement par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie
secrétariat d'état à l'industrie
et le ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement

99, rue de Grenelle, 75353 Paris 07 SP

Diffusion : Tél. 33 (0) 1 43.19.32.16 – Fax : 33 (0) 1 43.19.23.31 – Mel : Dsin.PUBLICATIONS@industrie.gouv.fr

Directeur de la publication : André-Claude LACOSTE, directeur de la sûreté des installations nucléaires

Rédacteurs en chef : Véronique JACQ et Matthieu SCHULER

Assistante de rédaction : Isabelle THOMAS

Photos : EDF, FRAMATOME, CEA, Eurodif, IPSN, Image Bank, Stock image, M. DONATI Gilbert

ISSN : 1254-8146

Commission paritaire : 1294 AD

Imprimerie : Louis-Jean, BP 87, GAP Cedex

Le magazine télématique

3614 MAGNUC

L'actualité de la sûreté nucléaire et de la radioprotection



En France : 3614 MAGNUC - de l'étranger : 33 8 36 43 14 14 MAGNUC