

# CONTROLÉ



## Dossier : Les systèmes informatiques dans l'industrie nucléaire



# 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

L'approche de l'an 2000 et les évocations de plus en plus fréquentes du possible bogue soulignent la place grandissante que l'informatique tient dans l'industrie nucléaire, comme d'ailleurs dans l'ensemble des activités industrielles et même domestiques de chacun d'entre nous.

Les puces, qui s'installent dans tous les matériels, ont des qualités que pourraient leur envier bien des humains : elles sont sobres, disciplinées, régulières dans les activités qu'on leur a assignées, et possèdent une grande puissance de travail. En revanche, elles sont sujettes à des réactions parfois inattendues (tous les bogues ne sont pas réservés pour l'an 2000 !), et elles manquent totalement d'imagination pour répondre aux situations imprévues.

Comment marier au mieux l'activité irremplaçable des hommes et l'activité supplétive des ordinateurs pour assurer efficacité et sûreté dans l'industrie nucléaire ? Quel sont les moyens informatiques mis en œuvre par les exploitants des installations nucléaires civiles ? Quels contrôles opère l'Autorité de sûreté nucléaire sur ces outils ? C'est le sujet du dossier que vous trouverez à la fin du présent numéro de « Contrôle ».

André-Claude Lacoste



## Sommaire

- 3** Les installations
- 22** Le transport des matières radioactives
- 26** En bref... France
- 29** Relations internationales
- 30** Le passage à l'an 2000 sur les installations nucléaires
- 32** Dossier : Les systèmes informatiques dans l'industrie nucléaire





Centrale du Bugey

# Les installations

*Au cours des mois de juillet et août, 27 événements ont été classés au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES, dont 21 dans les centrales et 6 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, 81 inspections ont été effectuées, dont 72 concernant les INB et 9 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.*

## Anomalies génériques

### Anomalie affectant les fixations au sol d'armoires de distribution électrique et d'automatisme

Le 26 novembre 1998, alors que le réacteur 2 de Flamanville était à l'arrêt, l'exploitant a constaté, lors d'une intervention de maintenance, des anomalies sur les fixations au sol de plusieurs armoires de distribution électrique et d'automatisme.

Les systèmes contenus dans ces armoires contrôlent des équipements utilisés pour la conduite et pour les automatismes du réacteur. Ces armoires sont fixées au sol au moyen de vis destinées à assurer leur supportage. Un défaut de ces fixations peut conduire en cas de séisme à un mauvais fonctionnement des équipements concernés.

Les anomalies constatées tant sur le réacteur 2 que sur le réacteur 1 de Flamanville (absence de fixation, mauvais serrage de vis, montage non conforme) remontent vraisemblablement à la réalisation d'origine.

Depuis, les investigations réalisées sur le réacteur 2 de Belleville le 22 avril 1999, sur les réacteurs 1 et 2 de Nogent le 18 décembre 1998, sur les réacteurs 1 et 2 de Saint-Alban le 29 décembre 1998, sur le réacteur 1 de Saint-Laurent le 25 février 1999, sur le réacteur 1 du Tricastin le 16 avril 1999, sur les réacteurs 6 et 5 de Gravelines respectivement le 1er juin et le 7 juin 1999, ainsi que sur les réacteurs 1 et 2 de Chooz B le 7 juillet, ont mis en évidence le même type d'anomalie.

L'Autorité de sûreté considère que ces anomalies, si elles n'ont pas de conséquences immédiates sur la sûreté des réacteurs, doivent faire l'ob-

jet d'un traitement rigoureux par l'exploitant.

EDF s'est ainsi engagé à élaborer mi-1999 un plan d'action visant à remettre en état l'ensemble des réacteurs du parc.

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

### Dépassement du seuil réglementaire de débit de dose hors des zones surveillées

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 microsieverts/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 microsieverts/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 anomalies analogues ont été constatées sur d'autres sites nucléaires, ce qui a conduit EDF à déclarer cet incident comme générique le 22 avril 1999.

Ainsi, des dépassements du seuil réglementaire de débit de dose hors des zones surveillées ont été mis en évidence, et déclarés à l'Autorité de sûreté, par les sites de Cruas le

16 avril, Dampierre le 27 avril, Flamanville le 30 avril, Belleville le 4 mai, le Blayais le 10 mai, Golfech le 11 mai, Gravelines le 14 mai, le Tricastin le 19 mai, Cattenom le 25 mai, Fessenheim le 28 mai et le Bugey le 15 juin 1999.

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 surveillance 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 a demandé à EDF de réaliser, sur chaque site n'ayant pas encore été soumis à un contrôle, les vérifications relatives à la dosimétrie au voisinage des zones sensibles et de procéder à la remise en conformité des zones 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.

1

**Belleville**  
(Cher)

► Centrale EDF  
(2 réacteurs de 1300 MWe)

#### Ensemble du site

L'inspection du 5 août avait pour objet de faire le point sur l'application de la directive relative au « Contrôle de la radioactivité hors zone contrôlée ». L'organisation du

site, le suivi des matériels utilisés, les contrôles réalisés sur la voirie et les contrôles en sortie de site des véhicules ont été notamment examinés par les inspecteurs. L'inspection s'est terminée par une visite sur le terrain, notamment du bâtiment des auxiliaires nucléaires et de la sortie de site.

### Réacteur 2

Le réacteur 2 est à l'arrêt depuis le 27 mars pour visite de maintenance décennale et rechargement en combustible.

L'épreuve hydraulique décennale du circuit primaire, opération qui consiste à soumettre le circuit primaire à une pression de 206 bar, a été réalisée avec succès le 26 juillet.

Cet arrêt est mis à profit pour procéder aux réparations de l'enceinte de confinement. Ces réparations ont été suivies par un test de mise en pression en air qui s'est déroulé du 31 juillet au 6 août. Les résultats obtenus sont conformes aux critères réglementaires fixés dans le décret d'autorisation de création.

2

Blayais  
(Gironde)

► Centrale EDF  
(4 réacteurs de 900 MWe)

#### Ensemble du site

L'inspection du 21 juillet, à caractère inopiné, a porté sur la gestion des colis de déchets et les transports de colis de types A et IP2.

#### Réacteur 1

Le réacteur, qui avait été mis à l'arrêt le 27 juillet pour visite partielle et rechargement en combustible, a été remis en service le 26 août.

Un incident a été découvert le 27 juillet : lors du contrôle du calage du circuit primaire principal (CPP), l'exploitant a constaté l'absence de cales sur quatre butées assurant le calage du niveau inférieur des générateurs de vapeur n°s 1 et 2.

Les butées de calage du CPP ont pour but de limiter à des valeurs très faibles les déplacements des gros équipements en cas d'accident grave (rupture d'une tuyauterie primaire ou secondaire), ceci afin d'éviter la rupture en cascade d'autres compo-

sants. L'amplitude du déplacement (quelques millimètres) est réglée au moyen de cales fixées sur les butées.

Du fait de l'absence de certaines cales, il est probable que les butées incriminées n'auraient pas pu remplir leur fonction et reprendre les efforts pour lesquelles elles ont été conçues. L'évaluation par le CNPE des conséquences potentielles de ce dysfonctionnement est en cours.

Par ailleurs, les investigations conduites par l'exploitant n'ont pas encore permis de déterminer l'origine de cette anomalie.

En raison de lacunes importantes dans le processus d'assurance qualité, l'incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

#### Réacteur 4

Le réacteur, qui avait été mis à l'arrêt le 5 juin pour visite partielle et rechargement en combustible, a été remis en service le 14 juillet.

#### Réacteur 1, 2 et 4

Un incident est survenu le 19 août : lors d'une analyse interne des procédures de redémarrage des réacteurs, le CNPE du Blayais a découvert qu'à plusieurs reprises, depuis avril 1998, les critères de débit de fuite primaire-secondaire, fixés par les spécifications techniques d'exploitation, ont été enfreints.

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 (320 °C et 155 bar) et l'eau du circuit secondaire. Cet échangeur est composé de plusieurs milliers de tubes en forme de U. A leur contact l'eau du secondaire se transforme en vapeur qui sert à alimenter la turbine.

Malgré des contraintes sévères de fabrication, et des contrôles nombreux et réguliers, des micro-fissures subsistent dans le métal des tubes en U des générateurs de vapeur. Ces micro-fissures laissent passer dans le secondaire une faible quantité de l'eau du circuit primaire. Pour se prémunir contre une propagation de ces fissures, qui pourraient dans des cas extrêmes aboutir à la rupture d'un tube, ces fuites font l'objet d'une surveillance permanente. Des critères approuvés par l'Autorité de sûreté en fixent les limites sur 1 heu-

re, 24 heures et 3 jours selon l'état du réacteur (au redémarrage, à pleine puissance, etc.).

Lors du redémarrage du réacteur 4, après le rechargement en combustible de juillet 1999, les agents chargés de la conduite du réacteur ont rencontré des difficultés pour respecter ces critères. Une réflexion sur les procédures de conduite a alors été entreprise. A cette occasion, ces agents se sont aperçus que la dernière révision des critères, en date d'avril 1998, n'avait pas été prise en compte dans la totalité des documents concernés.

Une analyse a posteriori des redémarrages de réacteurs depuis avril 1998 a révélé qu'à au moins 12 reprises, pour les réacteurs 1, 2 et 4, les critères de débit de fuite primaire-secondaire n'ont pas été respectés. Toutefois, les valeurs des dépassements enregistrés ne permettent pas de conclure à une dégradation significative des tubes de générateur de vapeur.

Cet incident, qui n'a pas eu de conséquence immédiate sur la sûreté des réacteurs, a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES, en raison du caractère répétitif de l'infraction aux règles d'exploitation.

4

Bugey  
(Ain)

► Centrale EDF  
(4 réacteurs de 900 MWe)

#### Ensemble du site

Le but de l'inspection du 8 juillet était de vérifier, par sondage, et sur les systèmes RIC, RPN et KRT, la bonne application des règles d'essais périodiques (chapitre IX) ainsi que des programmes de maintenance (PBMP).

#### Réacteur 3

Un incident a été détecté le 21 juillet : alors que le réacteur était à l'arrêt pour effectuer une réparation sur un circuit, l'exploitant s'est aperçu qu'il avait oublié de fermer un robinet du circuit d'injection de sécurité (circuit RIS) lors du dernier arrêt pour rechargement en avril 1999.

Le circuit RIS envoie, en cas d'accident, de l'eau borée dans le cœur du

réacteur, afin en particulier d'y rétablir un niveau et une pression d'eau suffisants en cas de brèche sur la tuyauterie du circuit primaire, ou bien de contrôler la réaction nucléaire en cas de refroidissement trop important. En effet, sur un réacteur à eau sous pression, une baisse de température peut favoriser la réaction en chaîne.

En cas d'accident grave sollicitant le système d'injection de sécurité, une partie de l'eau borée se serait écoulée hors du circuit par le robinet laissé ouvert. La réaction en chaîne aurait donc été stoppée plus tardivement.

Cet incident n'a pas eu de conséquence réelle sur la sûreté car il n'y a pas eu sollicitation du système RIS.

Cependant, en raison d'une dégradation de la fonction de sûreté réactivité, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Un **incident** a été détecté le samedi 31 juillet : alors que le réacteur 3 était en puissance, la défaillance d'organes électriques a provoqué l'incendie d'un tableau d'alimentation électrique situé hors zone nucléaire.

Ce tableau électrique alimente des systèmes importants pour la sûreté et sa destruction par l'incendie a entraîné l'arrêt automatique du réacteur.

L'alarme incendie apparue en salle de commande a conduit une équipe d'intervention du site à se rendre sur les lieux. L'incendie a été maîtrisé sans l'aide des pompiers extérieurs au site appelés en secours car il ne s'était pas propagé.

Une inspection réalisée le lundi 2 août puis des investigations complémentaires menées par l'Autorité de sûreté pour examiner les circonstances de l'incident ont toutefois mis en évidence que cette intervention n'avait pas été conduite en respectant strictement les consignes.

En raison d'un manque de rigueur dans l'application des consignes prévues en cas d'incendie, cet incident, sans conséquences significatives sur la sûreté, est donc reclassé au **niveau 1** de l'échelle INES.

#### Réacteur 4

Un **incident** est survenu le 17 juillet : alors que le réacteur était en cours de remontée en puissance à la suite

de l'arrêt pour rechargement, l'exploitant a constaté que la pression dans le bâtiment réacteur avait dépassé les limites autorisées.

Le bâtiment réacteur est une enceinte de confinement en béton qui constitue la troisième des trois barrières existantes entre les produits radioactifs contenus dans le cœur du réacteur et l'environnement (la première barrière est la gaine du combustible, la deuxième est le circuit primaire). Elle est destinée, en cas d'accident, à éviter le transfert dans l'environnement des produits radioactifs qui seraient libérés lors d'une rupture du circuit primaire.

Lors des opérations de redémarrage, l'exploitant a omis d'interrompre le balayage en azote d'un réservoir du système de récupération des purges et événements du réacteur (RPE). Associée à la défaillance d'un composant pneumatique, à l'origine d'une fuite, la non-interruption du balayage en azote a conduit à augmenter progressivement la pression interne du bâtiment réacteur. En cas d'accident de rupture du circuit primaire, la pression de l'enceinte aurait pu dépasser la pression de dimensionnement prise en compte dans les calculs de sûreté.

Cet incident n'a pas eu de conséquences matérielles sur la sûreté des installations. Toutefois, en raison de la sortie du domaine de fonctionnement autorisé, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

#### Réacteur 5

Le réacteur est à l'arrêt depuis le 24 juillet pour visite partielle et rechargement en combustible.

Un **incident** est survenu le 1<sup>er</sup> août : alors que le combustible du réacteur 5 était en cours de déchargement, une intervention sur un clapet situé sur la ligne d'alimentation en eau du générateur de vapeur n° 2 a conduit à un défaut du confinement de l'enceinte du réacteur.

L'enceinte de confinement est un bâtiment en béton à l'intérieur duquel se trouve la cuve du réacteur, les générateurs de vapeur et le pressuriseur. Elle constitue la troisième des trois barrières existant entre les produits radioactifs contenus dans la cuve du réacteur et l'environnement (la première barrière est la gaine du combustible, la

deuxième est le circuit primaire). Elle est destinée, en cas d'accident, à retenir les produits radioactifs qui seraient libérés. De ce fait, son étanchéité est particulièrement surveillée.

De nombreuses canalisations traversent cette enceinte. Des vannes, situées de part et d'autre de la paroi de béton, permettent d'obturer chacune des canalisations lorsque les spécifications techniques, les procédures de conduite ou la situation exigent l'étanchéité complète de l'enceinte.

En préalable à l'intervention sur le clapet placé à l'extérieur de l'enceinte sur la canalisation d'alimentation en eau du générateur de vapeur, cette canalisation a été vidangée par les deux vannes de purge situées à l'intérieur de l'enceinte.

Lorsque l'intervention a débuté, les vannes de purge auraient normalement dû être fermées. Or l'exploitant a omis de le faire, rompant ainsi le confinement du bâtiment en permettant un contact direct de l'atmosphère de l'enceinte avec l'extérieur.

Cet incident n'a pas eu de conséquences immédiates sur la sûreté, mais, en raison de lacunes dans le processus d'assurance qualité de l'intervention, il a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

5

## Cadarache (Bouches-du-Rhône)

### ► Centre d'études du CEA

#### Parc d'entreposage des déchets radioactifs

Le directeur de la sûreté des installations nucléaire a **autorisé** par lettre du 19 juillet la reprise de certains colis actuellement entreposés dans la fosse n° 6 de l'INB 56 afin de les entreposer dans les hangars de cette même installation.

#### Réacteur Harmonie

L'**inspection** du 29 juillet avait pour objectif de vérifier les suites données aux anomalies relevées lors des deux précédentes visites, de compléter la présentation de l'incident survenu et déclaré le 28 juillet, de prendre connaissance de la réorganisation menée très récemment et de contrôler l'absence d'opération de mise à l'arrêt définitif, dans la mesure où

l'autorisation de réaliser ces opérations n'a pas encore été délivrée.

### Réacteur Phébus

Le 21 juillet, après avoir consulté les experts du Groupe permanent chargé des réacteurs nucléaires et les spécialistes de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN), le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** le directeur du Centre d'études nucléaires de Cadarache à procéder à la réalisation de l'essai FPT4 sur le réacteur Phébus.

Le réacteur expérimental Phébus, d'une puissance thermique de 38 MW, est composé d'un cœur nourricier et de circuits expérimentaux représentant, à l'échelle 1/5000, les éléments essentiels d'un réacteur à eau sous pression (cœur, enceinte de confinement, circuit primaire, etc.). Au cours d'un essai, le combustible à tester est placé dans une enceinte expérimentale plongeant au centre du cœur nourricier, puis porté à fusion partielle grâce à la puissance neutronique délivrée par ce dernier. L'objectif principal est d'étudier le relâchement des produits de fission et leur diffusion dans les circuits expérimentaux.

L'essai FPT4 s'est déroulé le jeudi 22 juillet conformément au programme expérimental établi par l'exploitant, succédant ainsi aux essais FPT0 (1993) et FPT1 (1996). Il a mis en jeu une masse d'environ 5,5 kilogrammes d'oxyde d'uranium sous forme fragmentée, représentative de l'état du combustible d'un réacteur à eau sous pression ayant subi une dégradation importante après un accident grave.

### Laboratoire de purification chimique (LPC)

L'inspection du 1<sup>er</sup> juillet a eu pour principal objet la vérification de l'organisation en place et des dispositions pratiques d'exploitation concernant les modifications et les démantèlements d'équipements obsolètes.

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

Un incident est survenu le 28 juillet : une anomalie dans le contrôle d'un conteneur a conduit à un dépasse-

ment de la masse de matière fissile autorisée dans une cellule d'expérimentation.

Le LEFCA est un laboratoire qui réalise des études de base sur le plutonium, l'uranium et les actinides et manipule leurs composés sous toutes les formes en vue d'applications aux combustibles des réacteurs nucléaires.

Les activités du laboratoire avaient été arrêtées à la suite de l'incident du 27 juillet 1997. Cet incident, classé au niveau 2 de l'échelle INES par la DSIN, avait révélé des anomalies dans la gestion des matières nucléaires, et avait conduit le CEA à entreprendre un inventaire des matières présentes dans l'installation. Le laboratoire a été autorisé à une reprise partielle d'exploitation le 2 avril 1999.

L'un des principaux risques dans cette installation est la criticité, situation dans laquelle une quantité suffisante de matière fissile est réunie dans une disposition propre à produire une réaction nucléaire incontrôlée. Au LEFCA, la sûreté en ce qui concerne ce risque est notamment assurée par la limitation de la masse de matière fissile présente dans les alvéoles d'entreposage et les cellules d'expérimentation.

Dans le cadre des opérations d'inventaire, un conteneur qui avait été contrôlé vide a été transféré dans une cellule contenant déjà 334 g de matière, afin d'être décontaminé.

Un contrôle de routine a révélé la présence de 40 grammes de matière dans le conteneur.

La masse de matière fissile présente dans la cellule a donc été portée à 374 g, pour 350 g autorisés.

Le conteneur incriminé a été immédiatement isolé pour analyse et les activités d'inventaire ont été suspendues, afin de réviser le mode opératoire du contrôle à l'origine de l'incident.

Ce dépassement n'a pas eu de conséquence réelle en termes de criticité, les limites fixées comprenant des marges importantes ; il n'a pas eu de conséquence pour le personnel et l'environnement.

Néanmoins, en raison d'un non-respect des règles de fonctionnement autorisé, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

### Laboratoire d'examen de combustibles actifs (LECA) et Station de traitement, d'assainissement et de reconditionnement (STAR)

Par lettre du 29 juillet, le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** la réception, dans l'extension STAR, de trois crayons REP MOX dont les taux de combustion dépassent 45 GWj/t mais restent inférieurs à 50 GWj/t, dans le cadre d'examen non destructifs.

L'inspection du 12 août avait pour objet de vérifier, par sondage, le respect des valeurs limites d'activité imposées aux enceintes du LECA et de STAR, et la réalisation des mesures compensatoires annoncées en 1998 pour faire face aux faiblesses constatées au LECA. Elle a également été mise à profit pour examiner les circonstances de l'incident survenu le 5 août lors d'un transport entre les INB n° 56 (Parc d'entreposage des déchets radioactifs, au CEA/Cadarache) et n° 55.

### Irradiateur de Cadarache (IRCA)

Un incident est survenu le 11 août : un transport de matériel banalisé expédié depuis l'INB n° 121 (IRCA) a déclenché l'alarme d'une balise de contrôle placée sur la voie de sortie du Centre d'études de Cadarache. Cette balise a pour fonction de détecter, en dernier ressort, l'évacuation accidentelle hors du Centre d'études de matières ou objets radioactifs.

Le colis responsable du déclenchement de la balise provenait du laboratoire de mesures présent dans le périmètre de l'installation IRCA et contenait des matériels utilisés par des équipes du CEA qui réalisent des expertises sur les centrales nucléaires d'EDF. A l'intérieur de ce colis, la contamination globale des objets (qui étaient emballés à l'intérieur de films en vinyle) est estimée à 150 000 Bq ; elle est due aux radioéléments cobalt 60 et argent 110.

Les règles en vigueur sur les INB imposent un contrôle systématique de la radioactivité éventuellement présente dans (ou sur) les objets, lors de leur évacuation d'une zone nucléaire. Ce contrôle n'a pas été réalisé lorsque ces objets ont quitté le laboratoire de mesures, où ils avaient été entreposés entre deux campagnes de mesure et d'échantillonnage.

Aucune des dispositions particulières de la réglementation relative au transport de matières radioactives (étiquetage, documents de transport, etc.) n'avait donc été prévue. L'absence de détection par la balise placée à la sortie du Centre d'études aurait conduit à une infraction à ce règlement, lors du départ du CEA.

L'Autorité de sûreté nucléaire conduira des investigations complémentaires pour examiner les conditions de contrôles et de transport de ces matériels au départ des sites EDF où ils sont mis en œuvre.

Cet événement n'a pas eu de conséquences sur les personnes, ni sur l'environnement. L'absence de contrôle en sortie de zone lors des transferts révélant un manque de culture de sûreté, l'incident est toutefois classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

#### Installation Chicade

L'**inspection** du 27 juillet a porté dans sa majeure partie sur les contrôles, les essais périodiques et la maintenance. Il a été également fait un bilan de l'exploitation de cette INB récente, notamment de la situation des nombreuses cellules installées dans la partie réservée à l'étude sur les déchets de catégorie FA. L'avancement du dossier « an 2000 » ainsi que le fichier des « anomalies » ont été examinés.

6

#### Caen (Calvados)

##### ► Grand accélérateur national d'ions lourds (GANIL)

L'**inspection** du 22 juillet a permis, dans un premier temps, de faire un bilan de l'année écoulée, puis de se faire présenter les actions mises en œuvre par le GANIL pour corriger les écarts détectés par les inspecteurs lors des précédentes inspections. Dans un second temps, les inspecteurs ont examiné la mise en place de la démarche qualité du GANIL en s'appuyant sur les processus de gestion des déchets ainsi que sur l'exploitation et la maintenance d'équipements importants pour la sûreté. Enfin, les inspecteurs ont procédé à une visite de l'installation.

7

#### Cattenom (Moselle)

##### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 1300 MWe)

###### Réacteur 1

Le réacteur a été **autorisé** à redi-  
verger le 2 juillet, après notamment  
remplacement du couvercle de cuve.

###### Réacteur 3

Le réacteur a été mis le 31 juillet en  
arrêt pour rechargement partiel en  
combustible et maintenance. Le rem-  
placement du couvercle de cuve est  
programmé au cours de cet arrêt.

Une mauvaise maîtrise des opéra-  
tions de remplacement de couvercle  
de cuve des réacteurs de 900 MWe et  
1300 MWe avait conduit l'Autorité  
de sûreté à suspendre l'autorisation  
générique du dossier d'intervention  
correspondant en 1997. Sur la base  
des améliorations apportées, en par-  
ticulier dans la maîtrise du procédé  
de soudage, cette autorisation géné-  
rique a été renouvelée au début de  
cette année. Le 18 août 1999 une  
**visite technique** a été organisée à  
la demande du BCCN lors du rem-  
placement du couvercle de cuve du  
réacteur n° 3 à Cattenom. Le BCCN a  
vérifié qu'un niveau satisfaisant de  
maîtrise de ces opérations restait  
établi. Il a identifié des améliorations  
techniques qu'EDF et Framatome  
devront apporter avant la campagne  
de remplacement de l'année 2000.

8

#### Chinon (Indre-et-Loire)

##### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 900 MWe)

###### Centrale B

###### Rectificatif

**Le numéro 129 de Contrôle  
annonçait la découverte sur  
le site de Chinon B de zones  
où le débit était compris entre  
2,5 et 250 sieverts par heure  
(Sv/h). Il s'agit bien évidem-  
ment de microsievverts par  
heure (µSv/h). Que les lecteurs  
de Contrôle veuillent bien  
nous excuser de cette erreur  
typographique.**

L'**inspection** du 20 juillet a porté sur  
la maintenance, l'exploitation, les  
modifications et les essais péri-  
odiques réalisés sur les systèmes d'al-  
imentations électriques de secours.  
Les inspecteurs ont examiné  
quelques événements marquants  
relatifs à l'exploitation de ces circuits  
et ont réalisé une visite des locaux  
des groupes électrogènes de secours  
du réacteur B1, ainsi que le local du  
groupe électrogène d'ultime secours  
du site.

###### Réacteur B1

Le réacteur, à l'arrêt depuis le 27 mai  
pour visite partielle et rechargement  
en combustible, a été couplé au  
réseau le 11 juillet.

###### Réacteur B2

Le réacteur est entré en prolonga-  
tion de campagne le 27 août.

###### Réacteur B3

Le réacteur a été mis à l'arrêt pour  
visite complète et rechargement en  
combustible le 3 juillet. L'épreuve  
hydraulique du circuit primaire prin-  
cipal du réacteur a été réalisée le  
3 août.

9

#### Chooz (Ardennes)

##### ► Centrale EDF (2 réacteurs de 1450 MWe)

###### Ensemble du site

Des réunions ont eu lieu à la préfec-  
ture des Ardennes les 2 et 30 juillet  
(cf. En bref... France)

###### Centrale A

EDF a transmis le 30 juillet au ministre  
de l'aménagement du territoire et  
de l'environnement et au ministre de  
l'industrie une demande d'autorisa-  
tion de transfert et de modification  
des rejets gazeux des installations au  
titre du décret du 4 mai 1995 relatif  
aux rejets d'effluents des installations  
nucléaires de base. Cette demande,  
instruite par la direction de la sûreté  
des installations nucléaires, fera l'ob-  
jet d'une enquête publique dans la  
région de Chooz. Cette demande est  
justifiée par la nécessité d'adapter les  
limites et les conditions de rejet à la  
nouvelle configuration technique des  
installations.

## Centrale B

Un **incident** est survenu le 23 août : alors que le réacteur 1 était en fonctionnement et le réacteur 2 à l'arrêt, l'exploitant a constaté que les essais annuels des filtres à sable n'avaient pas été réalisés dans les délais imposés par le programme d'essais applicable.

Chaque réacteur est doté d'un filtre à sable qui permettrait, en situation accidentelle comportant une montée de la pression de l'atmosphère du bâtiment réacteur, de filtrer les gaz radioactifs avant leur rejet dans l'environnement et de limiter la pression dans ce bâtiment pour en préserver l'intégrité. Le programme d'essais périodiques des matériels prévoit un essai annuel de ce dispositif, destiné à contrôler l'état du filtre à sable et de ses circuits.

Le 23 août, alors que l'exploitant procédait au contrôle de l'exécution des essais périodiques, il a constaté que la périodicité annuelle de ces essais n'avait pas été respectée depuis 1996, à la suite d'erreurs de programmation. Dès la découverte de cette anomalie, l'exploitant a engagé leur mise en œuvre dans des délais rapprochés.

Compte tenu de la défaillance du système d'assurance de la qualité du site et notamment de lacunes dans le contrôle de la programmation des essais périodiques, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'**inspection** du 10 août a porté sur l'organisation du site pour la gestion et la maintenance des appareils de mesure et des capteurs d'exploitation. Les inspecteurs ont en particulier examiné les conditions dans lesquelles le site contrôle les opérations d'étalonnage ou de maintenance des matériels de mesure confiés à des prestataires. Ils ont procédé à une visite des ateliers d'entreposage ou d'entretien des matériels de mesure.

### Réacteur 1

Ce réacteur a été arrêté du 9 au 22 juillet pour le contrôle réglementaire des générateurs de vapeur.

### Réacteur 2

Un **incident** est survenu le 1<sup>er</sup> août : alors que le réacteur était à l'arrêt

pour des travaux sur le groupe turboalternateur, l'exploitant a procédé à l'essai périodique de manoeuvrabilité des grappes de commande. Il n'a pas respecté les spécifications techniques d'exploitation (STE) applicables.

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 absorbant les neutrons.

D'une manière générale, il convient de maintenir certaines grappes de commande suffisamment extraites du cœur du réacteur de telle sorte que leur chute puisse étouffer la réaction nucléaire en cas d'arrêt d'urgence.

Ces matériels font l'objet d'essais périodiques destinés à vérifier leur manoeuvrabilité. Ces opérations peuvent ainsi conduire certaines d'entre elles à se trouver en dehors des positions requises. Dans l'état du réacteur considéré, les spécifications techniques d'exploitation prévoient une augmentation de la concentration en bore du circuit primaire dans un délai d'une heure si certaines grappes de commande se trouvent en dehors de leur position requise.

Le 1<sup>er</sup> août, l'exploitant n'a pas ajusté la concentration en bore du circuit primaire dans le délai prévu, alors que cette exigence était mentionnée dans la procédure de réalisation de l'essai, conformément aux STE. Il a considéré que cet essai pouvait être effectué en bénéficiant d'une dérogation aux spécifications techniques d'exploitation, évoquée de façon imprécise dans le document utilisé pour la préparation de l'essai, alors que son obtention préalable était requise.

Compte tenu de l'absence de respect des spécifications techniques d'exploitation du réacteur, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'**inspection** du 20 juillet a porté sur l'exploitation et la maintenance des

systèmes de contrôle volumétrique et chimique et de préparation et de stockage d'eau borée. Les inspecteurs ont en particulier examiné certains essais périodiques de ces matériels, les opérations de maintenance et d'entretien des matériels et quelques événements marquants de leur exploitation. Ils ont procédé à une visite du bâtiment des auxiliaires nucléaires et de la salle de commande du réacteur 2.

Ce réacteur a été mis à l'arrêt le 30 juillet pour une durée prévisionnelle de six semaines pour des travaux sur le groupe turboalternateur.



Civaux  
(Vienne)

## ► Centrale EDF (2 réacteurs de 1450 MWe)

### Ensemble du site

L'**inspection** du 5 juillet a été consacrée au confinement dynamique du BAN (bâtiment des auxiliaires nucléaires) et du BAS (bâtiment des auxiliaires de sauvegarde), en particulier des locaux à risque iode. Il a été procédé à un examen de l'organisation générale du site en la matière, ainsi qu'à une évaluation des dispositions spécifiques prises pour maintenir un confinement satisfaisant en fonctionnement normal et accidentel.

### Réacteur 1

Le 17 août, l'Autorité de sûreté a **autorisé** le redémarrage du réacteur 1 de Civaux. Ce réacteur avait été arrêté à la suite de l'incident survenu le 12 mai 1998 sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA). L'arrêt de longue durée a été mis à profit pour réparer et améliorer le circuit RRA, mais également pour procéder à un certain nombre de contrôles sur des matériels importants pour la sûreté.

En vue de prévenir l'apparition d'amibes pathogènes dans les rejets de la centrale, le fonctionnement du réacteur est subordonné au respect des dispositions suivantes :

- limitation de la température en sortie de condenseur à 33 °C (ceci revient, en pratique, à limiter le fonc-

tionnement de la tranche à un peu plus de 50 % de sa puissance) ;

- mise en œuvre d'un traitement anti-amibien (rampes de rayons ultra-violet) ;
- limitation de la concentration en amibes pathogènes (*Naegleria fowleri*) à 100 amibes par litre dans le milieu naturel.

### Réacteur 2

Le 27 juillet 1999, le directeur de la sûreté des installations nucléaires, a **autorisé**, par délégation des ministres chargés de l'environnement et de l'industrie, le premier chargement en combustible du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne).

L'autorisation de chargement constitue une étape importante dans la phase de mise en exploitation d'une installation nucléaire. Elle a été prononcée à l'issue d'un examen de sûreté conduit par l'Autorité de sûreté avec l'appui de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire et du Groupe permanent d'experts.

Dans le cadre de cet examen, ont notamment été vérifiées les dispositions prises par EDF à la suite de l'incident qui était survenu, le 12 mai 1998, sur le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur n° 1 de la même centrale de Civaux.

Après le chargement des éléments combustibles dans le cœur du réacteur, différents essais restent à réaliser afin de confirmer le bon fonctionnement de l'installation dans cette configuration.

Le démarrage effectif de ce réacteur devra faire l'objet d'une nouvelle autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire après examen des résultats de ces essais, prévus pour durer environ 2 mois.

Le réacteur n° 2 de la centrale de Civaux, dont la construction a commencé en 1991, sera le dernier des réacteurs de 1450 mégawatts du palier N4 à entrer en service, portant ainsi à 58 le nombre de tranches électronucléaires exploitées en France.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse de la DSIN, le 27 juillet.

12

## Cruas (Ardèche)

### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 900 MWe)

#### Ensemble du site

L'**inspection** menée le 30 juillet avait pour but de faire le point sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en place par l'exploitant pour la gestion de ces installations, la détection des écarts éventuels vis-à-vis des prescriptions qui leur sont applicables et leur traitement. A cet effet, une visite d'un certain nombre d'installations a été réalisée.

Un **incident** est survenu le 16 août : alors que les réacteurs 1, 3 et 4 étaient en fonctionnement et que le réacteur 2 était à l'arrêt pour rechargement, l'exploitant a déclaré un incident pour non-respect de la périodicité de contrôle d'étalonnage de quatre chaînes KRT de mesure de radioactivité.

Le système KRT comprend 55 chaînes de mesure par paire de réacteurs. Il permet de surveiller les rejets radioactifs et les niveaux d'activité à l'intérieur des bâtiments et sur le site. Les chaînes KRT concernées par l'incident sont dédiées aux contrôles des rejets gazeux dans l'environnement.

Les règles générales d'exploitation prévoient que ces chaînes de mesure doivent subir un contrôle mensuel d'étalonnage. En raison d'un défaut d'approvisionnement de gaz étalons radioactifs, l'exploitant n'a procédé au contrôle que le 17 août alors que les règles générales d'exploitation lui imposaient un contrôle avant le 7 août 1999.

En outre, conformément aux spécifications techniques d'exploitation, les quatre chaînes de mesure auraient dû être considérées comme indisponibles par l'exploitant dès le 7 août 1999. Celui-ci ne les a déclarées indisponibles que le 16 août et, de ce fait, les dispositions à prendre en cas d'indisponibilité ont été prises avec un retard de neuf jours.

En raison du retard dans l'application 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'**inspection** du 4 août avait pour objet l'examen des dispositions prises par le site pour garantir la propreté radiologique du réacteur 2, alors en arrêt pour rechargement en combustible. Cet examen a porté sur la préparation des chantiers, le traitement du fluide primaire et les conditions d'intervention en zone contrôlée. Il a également été procédé à un point d'avancement par rapport au « plan propreté » engagé par EDF.

14

## Dampierre-en-Burly (Loiret)

### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 900 MWe)

#### Ensemble du site

L'**inspection** inopinée du 7 juillet a porté sur l'opérabilité des moyens mobiles de secours dans le cadre de l'application des procédures hors dimensionnement. Une visite des locaux d'entreposage de ces matériels a été réalisée et le montage d'un des matériels a été mis en œuvre à partir de l'activation partielle du plan d'urgence interne du site.

### Réacteur 2

Le réacteur, à l'arrêt depuis le 5 juin pour visite partielle et rechargement en combustible, a redémarré le 20 juillet. Mais l'unité de production n'a été couplée au réseau électrique que le 4 août, en raison d'un problème dans la partie non nucléaire de l'installation, sur le rotor d'une des trois turbines.

### Réacteur 4

Le réacteur est à l'arrêt depuis le 27 août pour visite partielle et rechargement en combustible.

15

## Fessenheim (Haut-Rhin)

### ► Centrale EDF (2 réacteurs de 900 MWe)

#### Réacteur 2

Le réacteur a été **autorisé** à redémarrer le 6 août après arrêt pour maintenance et rechargement partiel en combustible.

16

## Flamanville (Manche)

► Centrale EDF  
(2 réacteurs de 1300 MWe)

### Ensemble du site

L'**inspection** inopinée du 1<sup>er</sup> juillet faisait suite à une succession d'incidents relatifs à des dysfonctionnements dans la gestion des essais périodiques. Les inspecteurs ont interrogé l'équipe de conduite en salle de commande et les responsables de la programmation des essais des services conduite, automatismes et chimie. Les inspecteurs ont ainsi pu examiner l'application concrète des procédures encadrant la gestion des essais périodiques et jauger l'efficacité des premières mesures complémentaires qu'a instaurées l'exploitant en réaction aux défaillances constatées dans le suivi de ses essais périodiques.

L'**inspection** du 4 août avait pour objectif de vérifier l'organisation des activités d'ingénierie sur le site.

### Réacteur 1

Un **incident** est survenu les 14 et 15 juillet : alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant a constaté des défaillances dans l'analyse de dépassements de critères de sûreté lors d'essais périodiques réalisés sur les deux groupes électrogènes.

Chaque réacteur à eau sous pression est équipé de deux lignes électriques extérieures en provenance du réseau national et de deux groupes électrogènes à moteur diesel. Ces « diesels » constituent les alimentations électriques de secours.

Les essais périodiques sont des contrôles techniques périodiques réalisés conformément aux prescriptions des règles générales d'exploitation. Ils permettent de s'assurer de la disponibilité des systèmes importants pour la sûreté.

Le 14 juillet, l'exploitant a réalisé un essai périodique sur un diesel du réacteur 1. Cet essai a montré que le critère de pression en sortie de la pompe de gavage alimentant les pompes d'injection de fioul n'était pas respecté (pression mesurée de 3,3 bar pour un critère prescrit de

3,5 bar). Le dépassement de ce critère a conduit l'opérateur à considérer cet équipement comme indisponible. L'analyse du précédent essai périodique, réalisé le 10 juin 1999, a révélé que ce critère de sûreté n'était déjà pas respecté et qu'aucune mesure n'avait été prise pour corriger cet écart. Ceci n'est pas conforme aux règles générales d'exploitation.

Parallèlement aux interventions visant à rétablir la disponibilité de ce diesel, la direction du site a voulu s'assurer du respect de ce critère sur les autres groupes électrogènes du site.

Le 15 juillet 1999, l'exploitant a découvert que seul le second diesel du réacteur 1 présentait la même anomalie, au vu des résultats de l'essai périodique réalisé sur lui le 21 mai 1999. L'exploitant a donc déclaré également ce diesel indisponible.

Les règles générales d'exploitation stipulent que, en cas d'indisponibilité simultanée des deux diesels, l'exploitant doit quitter sous une heure le domaine de fonctionnement et amener le réacteur vers un état d'arrêt plus sûr. L'indisponibilité simultanée des deux groupes électrogènes de secours de cette unité a duré 55 minutes, ce qui a permis au réacteur de poursuivre son fonctionnement.

Compte tenu des défaillances observées dans l'analyse de dépassements de critères de sûreté qui conduisent à amoindrir le niveau de sûreté de l'unité, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Un **incident** est survenu le 21 juillet : alors que le réacteur était en arrêt normal avec un refroidissement assuré par les générateurs de vapeur, l'exploitant a constaté que des essais périodiques annuels du système de contrôle de la radioprotection (KRT) n'avaient pas été réalisés dans les délais imposés par les règles générales d'exploitation.

Le système de contrôle de la radioprotection (KRT) regroupe un ensemble de chaînes de mesure effectuant la surveillance et le contrôle radiologique du réacteur. Le système permet, en particulier, de s'assurer en permanence de l'intégrité du circuit primaire principal.

Les essais périodiques sont des contrôles techniques périodiques réalisés conformément aux pres-

criptions des règles générales d'exploitation. Ils permettent de s'assurer de la disponibilité des systèmes importants pour la sûreté.

Le 21 juillet, à la suite d'un incident similaire survenu sur le site de Paluel, l'exploitant a constaté que la périodicité des essais du système de contrôle de la radioprotection n'avait pas été respectée non plus sur le réacteur n° 1. Les essais prévus initialement en début d'année avaient été reportés en raison d'autres opérations de maintenance. L'absence de programmation précise pour la réalisation de ces essais a conduit au dépassement de leur échéance, fixée à juin 1999. Ceci n'est pas conforme aux règles générales d'exploitation. L'exploitant a procédé ensuite, avec succès, à la réalisation de tous les essais nécessaires pour s'assurer de la disponibilité du système de contrôle de la radioprotection.

Compte tenu du caractère répétitif de tels écarts au programme d'essais périodiques, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

17

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

► Centre d'études du CEA

### Laboratoire de chimie du plutonium (LCPu)

Au cours de l'**inspection** du 26 août, les inspecteurs ont examiné l'organisation mise en œuvre pour la gestion de l'assainissement et des déchets produits. Ils ont effectué une visite des zones d'entreposage de déchets et de quelques locaux de l'installation.

18

## Golfech (Tarn-et-Garonne)

► Centrale EDF  
(2 réacteurs de 1300 MWe)

### Ensemble du site

L'**inspection** du 7 juillet a été consacrée au confinement dynamique du BAN (bâtiment des auxiliaires nucléaires) et du BAS (bâtiment des auxiliaires de sauvegarde), en particulier des locaux à risque iode. Il a

été procédé à un examen de l'organisation générale du site en la matière, ainsi qu'à une évaluation des dispositions spécifiques prises pour maintenir un confinement satisfaisant en fonctionnement normal et accidentel.

### Réacteur 1

Le réacteur a été mis à l'arrêt le 10 août pour visite partielle et rechargement en combustible.

Un **incident** est survenu le 19 août : alors que le réacteur était en début de phase d'arrêt pour maintenance et rechargement de combustible, l'exploitant s'est aperçu que les deux voies du circuit d'injection de secours basse pression avaient été isolées par erreur et par anticipation pendant 12 heures le 13 août.

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. Il existe un circuit d'injection de secours haute pression et un circuit basse pression, correspondant aux différents états possibles du réacteur lors de l'hypothétique accident (température et pression). Au moment de l'incident, alors que le réacteur était refroidi par le circuit de refroidissement à l'arrêt, les deux voies redondantes du circuit d'injection de secours basse pression auraient dû rester disponibles.

Les vannes d'isolement de ce circuit ont été condamnées fermées trop tôt, dans le cadre d'une procédure visant à assurer la protection des intervenants contre les projections de liquide sous pression lors des opérations de maintenance. Elles restaient cependant manœuvrables manuellement en cas de nécessité. Par ailleurs, un troisième circuit, appelé « circuit d'injection de sécurité basse pression petite brèche », utilisable pour compenser les petites fuites du circuit de refroidissement, est resté disponible durant l'incident.

Cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle **INES**, compte tenu du défaut de mode commun constitué par l'indisponibilité simultanée des deux voies du circuit d'injection de sécurité basse pression.

L'**inspection** du 30 août, à caractère inopiné, a eu pour objectif d'exa-

miner les pratiques de l'exploitant en matière de conduite et de surveillance du réacteur à l'arrêt.

L'**inspection** du 31 août a permis d'examiner les dispositions prises par l'exploitant pour prévenir le risque de dissémination de matières radioactives et pour protéger les personnels intervenant en zone nucléaire d'une contamination radioactive.

19

## Gravelines (Nord)

### ► Centrale EDF (6 réacteurs de 900 MWe)

#### Ensemble du site

L'**inspection** du 1<sup>er</sup> juillet avait pour but de contrôler les pratiques du site dans les domaines de l'exploitation et de la maintenance des circuits bore et soude, en particulier le circuit EAS soude, la bache PTR, la boucle RIS 21 000 ppm, le REA bore et le circuit support RRB.

L'**inspection** du 5 juillet a permis d'examiner, dans le détail, les incidents significatifs des derniers mois et quelques événements intéressant la sûreté.

L'**inspection** du 6 juillet avait pour thème le traitement des indications (anomalies détectées lors des contrôles non destructifs) et l'exploitation, par le site, du code RSEM édition 1997 (règles de surveillance en exploitation des matériels mécaniques des îlots nucléaires REP). L'organisation du site dans ce domaine a été passée en revue et quelques dossiers de traitement particuliers ont été examinés dans le détail.

#### Réacteur 1

Le réacteur 1, à l'arrêt pour visite partielle et rechargement du combustible depuis le 29 mai, a redémarré le 25 juillet.

L'**inspection** du 12 juillet, à caractère inopiné, avait pour objet de vérifier l'état de propreté des installations avant le redémarrage après arrêt pour rechargement.

L'**inspection** du 16 juillet, à caractère inopiné, a porté sur la conduite à l'arrêt du réacteur 1. Ce réacteur était en fin d'arrêt annuel pour rechargement et maintenance dans

l'état arrêt pour intervention (API) et en préparation du passage à la plage de travail basse du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (PTB du RRA). Les inspecteurs ont vérifié que l'état du réacteur était bien conforme aux spécifications techniques d'exploitation (STE). Ils se sont également intéressés à la programmation et à la réalisation des essais périodiques et à la formation des agents concernés par la PTB du RRA.

Un **incident** est survenu le 26 juillet : alors que le réacteur était en fonctionnement à 0 % de sa puissance pour les essais au redémarrage après arrêt pour rechargement, les deux lignes du circuit d'eau brute secours (SEC) ont été rendues indisponibles.

Le circuit SEC sert à refroidir un autre circuit, appelé circuit de refroidissement intermédiaire, qui assure le refroidissement de tous les circuits et matériels importants pour la sûreté du réacteur. C'est un circuit dit « de sauvegarde ». Il est constitué de deux lignes redondantes, comportant chacune deux pompes et deux échangeurs.

En situation accidentelle, le circuit d'eau brute peut être également utilisé pour réalimenter le réservoir d'eau de secours des générateurs de vapeur, dans le cas où les moyens de réalimentation normaux et de secours seraient indisponibles.

Dans le cas présent, des conditions météorologiques inhabituelles ont provoqué l'encrassement des échangeurs par des algues, ce qui a diminué leur capacité à refroidir le circuit de refroidissement intermédiaire et a entraîné l'indisponibilité des deux lignes.

Conformément aux règles générales d'exploitation, l'exploitant a effectué le repli du réacteur vers un état sûr jusqu'à récupération de la disponibilité complète du circuit.

De façon préventive, l'exploitant a également procédé à la vérification des échangeurs des autres réacteurs, qui se sont avérés disponibles.

Cet incident n'a pas eu de conséquence réelle sur la sûreté du réacteur et l'exploitant en a proposé le classement au niveau 0. Cependant, en raison de la défaillance des deux lignes d'un système de sauvegarde, l'Autorité de sûreté a

décidé de la reclasser au **niveau 1** de l'échelle INES.

### Réacteur 3

Le réacteur 3, en prolongation de cycle depuis le 22 juillet 1999, a été mis à l'arrêt depuis le 22 août en raison d'une avarie matérielle nécessitant le repli du réacteur. Ce réacteur va entamer un arrêt pour simple rechargement, initialement prévu le 24 septembre, au début du mois de septembre.

### Réacteur 6

Le réacteur 6, en prolongation de cycle depuis le 28 juin 1999, a été mis à l'arrêt pour visite partielle et rechargement du combustible le 20 août.

20

## Grenoble (Isère)

### Centre d'études du CEA

#### Institut Max von Laue-Paul Langevin (réacteur à haut flux)

L'inspection du 19 août 1999 a porté sur l'organisation de crise mise en place par l'exploitant dans le cadre du plan d'urgence interne (PUI).

Les inspecteurs ont rencontré les principaux acteurs qui ont à tenir un rôle actif dans les premiers instants de l'application du PUI, pour apprécier les mesures qu'ils prennent et qu'ils font prendre pour limiter un accident et ses conséquences. Une visite des postes de commandement de direction et de secours a été effectuée.

21

## La Hague (Manche)

### ► Etablissement COGEMA

#### Ensemble du site

La Commission spéciale et permanente d'information de La Hague s'est réunie le 19 juillet (cf. En bref... France).

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'établissement COGEMA La Hague à poursuivre les opérations de reprofilage de la canalisation de rejet en mer (lettre du 5 août).

L'inspection du 8 juillet a permis d'effectuer un prélèvement d'effluents A et un prélèvement d'effluents V avant leur rejet en mer. Ces prélèvements ont été analysés par le laboratoire SUBATECH de Nantes. Seule une analyse radiologique a été effectuée, le laboratoire SUBATECH n'étant pas encore prêt à réaliser les analyses chimiques demandées.

L'inspection du 5 août était à caractère inopiné. Elle a été consacrée aux contrôles périodiques et au suivi des prestataires qui en assurent la réalisation. Les inspecteurs se sont spécialement intéressés aux interventions d'un prestataire sur des capteurs d'instrumentation de l'atelier T4.

L'inspection du 26 août avait pour but de dresser un état des lieux du suivi général des appareils à pression de l'établissement. A ce titre, les inspecteurs ont consacré une part très notable de la visite au contrôle des appareils sur les ateliers CPC, CPUN, CPUS, T3, MAU et PF. Au total ce sont une centaine d'appareils qui ont pu être contrôlés (marque d'identité, dates de réépreuves, conditions d'exploitation), soit environ 10 % du parc de l'établissement. Les salles de documentation ont également été visitées et les inspecteurs ont procédé à un contrôle par sondage de la qualité des dossiers des appareils.

L'inspection du 31 août a été consacrée aux travaux en cours de reprofilage de la canalisation actuelle ainsi qu'aux opérations à venir de reconnaissance « in situ » de l'ancienne conduite de rejet.

#### AD2 (atelier de décontamination de la station de traitement des déchets solides et liquides)

L'inspection du 4 août a permis de contrôler les processus de tri, de collecte, de traitement, de conditionnement, de contrôle, d'entreposage et d'expédition des déchets produits dans l'atelier AD2. Les inspecteurs se sont concentrés sur les résidus destinés à un stockage en surface sans s'attarder sur les mesures d'activités, présentées lors d'une inspection récente. Après avoir contrôlé l'édifice documentaire d'assurance de la qualité de ces processus, les inspecteurs se sont rendus sur des chantiers d'intercampagne de l'atelier T1 pour contrôler le respect des règles de tri et de collecte des déchets.

#### Usine UP2 400

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'établissement COGEMA La Hague à transférer dans la piscine S1 des coques issues du retraitement des combustibles MOX et UOX et provenant de l'installation APM de Marcoule (lettre du 8 juillet).

#### Usines UP2 800 et UP3

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'établissement COGEMA La Hague à réceptionner, décharger, entreposer et retraiter trois crayons Kansai en provenance du laboratoire SCMI d'EDF à Chinon (lettre du 9 août).

L'inspection inopinée du 22 juillet a porté sur les travaux de maintenance et de modification en intercampagne des usines UP3 et UP2 800. Les inspecteurs ont effectué des vérifications de terrain sur chacun des thèmes suivants :

- interface entre les travaux d'installation du LLS (laboratoire sur site) et l'atelier T4 ;
- maintenance corrective de la cheminée UP3 ;
- fonctionnement et actions des équipes postées pour les interventions sur l'usine UP3 ;
- installation de pièges à iode sur l'unité de ventilation du procédé de l'atelier R7 ;
- projet de liaison de l'atelier R2 à l'atelier R4.

#### Usine UP2 800

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'établissement COGEMA La Hague à réaliser le renforcement par verrous traversants d'assemblages combustibles Tihange conditionnés en conteneurs bouteilles (lettre du 4 août).

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

L'inspection inopinée du 19 août a essentiellement porté sur l'application des dispositions prévues dans les règles générales d'exploitation lors des travaux et modifications effectués, dans les ateliers R2 et T2, durant l'intercampagne.

**Usine UP3**

**Laboratoire de contrôle de marche de l'usine de retraitement UP3**

Un **incident** est survenu le 16 août, dans le laboratoire de contrôle de marche de l'usine UP3 : alors que l'exploitant préparait le transfert d'une solution de nitrate de plutonium, depuis l'unité 7720 de traitement des surplus d'échantillons vers l'atelier T4 de purification du plutonium, il a découvert une perte d'étanchéité du circuit de transfert et la présence de 150 litres de solution contenant 300 grammes de plutonium dans un bac de récupération, destiné à collecter les éventuelles fuites de ce circuit et situé dans un local entièrement bétonné et inaccessible.

Le laboratoire de contrôle de marche assure les contrôles chimiques nécessaires au bon fonctionnement de l'usine UP3. Il est équipé d'une unité capable de traiter et de stocker le surplus des échantillons contenant du plutonium avant leur transfert mensuel. La présence de matière fissile dans cette unité induit un risque de criticité : au-delà d'une certaine quantité, appelée masse critique, et dans des conditions d'environnement particulières, le plutonium peut provoquer, par fission, une réaction en chaîne incontrôlée. Afin de prévenir ce risque, la quantité autorisée de plutonium dans cette unité a été limitée à 200 g, pour une masse maximale admissible de 580 g.

Il y a plusieurs mois, une alarme signalant la présence de liquide dans le bac de récupération des fuites du circuit de transfert de l'unité 7720 était apparue. Conformément aux procédures, l'exploitant avait procédé à un prélèvement par aspiration dans ce bac. Cette tentative étant restée infructueuse, l'exploitant avait conclu à l'absence de liquide et à un défaut de l'alarme. Il n'avait pas mené d'actions complémentaires, ni pour confirmer son diagnostic, ni pour réparer le défaut présumé. Le 16 août, la persistance de l'alarme a conduit l'exploitant à procéder à un autre prélèvement. Cette nouvelle tentative a permis de détecter la présence de 150 litres de solution contenant 300 g de plutonium dans le bac. L'unité a été immédiatement mise à l'arrêt. Par la suite, la fuite a pu être localisée.

Le 18 août, l'Autorité de sûreté s'est rendue sur les lieux pour inspecter l'état de l'installation. Après la réparation de la tuyauterie incriminée et la récupération de la solution, l'unité pourra redémarrer. Des investigations complémentaires devront enfin établir l'origine du dysfonctionnement survenu dans le dispositif de prélèvement par aspiration.

Cet incident n'a pas eu de conséquences sur l'environnement ni sur la santé des travailleurs.

Toutefois, la perte d'étanchéité de la première barrière de confinement et l'insuffisance des actions correctives engagées par l'exploitant lors de l'apparition de l'alarme correspondante ayant entraîné un dépassement de la quantité autorisée de plutonium dans cette unité, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

**T0 (atelier de déchargement à sec des éléments combustibles usés)**

L'**inspection** du 2 août a été consacrée exclusivement à l'atelier T0 de déchargement à sec. Le sondage réalisé par les inspecteurs a porté sur la fonction de sûreté de refroidissement du local d'accostage des emballages pleins de combustibles usés. Ils se sont particulièrement intéressés à la conduite de cette fonction en situation normale et dégradée. Ils ont ainsi notamment examiné les contrôles périodiques réalisés sur les équipements qui sont utilisés en situation dégradée pour assurer cette fonction de refroidissement et ont procédé à l'inspection de terrain de ces équipements.

**T0 (atelier de déchargement à sec des éléments combustibles usés) et NPH (ateliers de déchargement sous eau et entreposage des éléments combustibles usés)**

L'**inspection** du 27 août a été consacrée à l'examen des mesures prises afin d'éviter le renouvellement d'écartés récents relatifs au transport d'emballages de combustibles irradiés vides de La Hague vers les CNPE. Les inspecteurs ont examiné les nouvelles dispositions mises en place par COGEMA sur les ateliers T0 et NPH et ont procédé à une inspection de ter-

rain à l'occasion d'opérations effectives de serrage de couronne et de capot amortisseur sur des emballages en cours de préparation pour leur retour vers des sites EDF.

**BC (salle de conduite de l'usine, atelier de distribution des réactifs et laboratoire de contrôle de marche du procédé)**

Une **inspection** réactive a eu lieu le 19 août, à la suite de la déclaration de l'incident significatif du 16 août. Cette inspection a permis de contrôler l'état de sûreté de l'unité, de comprendre les raisons du retard survenu dans la détection de la fuite et de s'assurer enfin du respect des prescriptions techniques applicables.

22

**Marcoule (Gard)**

**► Centre d'études du CEA**

**Réacteur Phénix (filiale à neutrons rapides)**

Les travaux et contrôles à effectuer durant l'arrêt entre le 50<sup>e</sup> et le 51<sup>e</sup> cycle d'irradiation se poursuivent : contrôles non destructifs des suspentes de la cuve principale, travaux de renforcement sismique des bâtiments, révision des soupapes de sûreté vapeur, épreuves réglementaires des appareils à pression et épreuve hydraulique des générateurs de vapeur, installation de cloisons supplémentaires de protection contre les feux de sodium, révision de l'installation électrique générale...

Une réunion a eu lieu le 1<sup>er</sup> juillet pour faire le point sur la suite des contrôles à réaliser sur les générateurs de vapeur. La qualification de la méthode de contrôle par ultrasons de la virole conique de supportage du cœur est en cours. La construction des échangeurs intermédiaires neufs de remplacement se poursuit. Les modifications à apporter au circuit d'ultime secours ont été approuvées.

Le 10 août, la DRIRE a procédé à la troisième et dernière partie de l'épreuve hydraulique décennale du générateur de vapeur n° 1 qui avait commencé au mois de mai. Les résultats sont satisfaisants. L'épreuve du générateur de vapeur n° 3 est prévue à l'automne.

L'**inspection** du 13 août a été consacrée principalement à une visite des chantiers en cours ayant trait aux renforcements au séisme, au cloisonnement vis-à-vis des feux de sodium et au changement des échangeurs intermédiaires. La gestion des modifications par l'exploitant a été examinée au travers de quelques dossiers particuliers.

**Installation Atalante (Atelier alpha et laboratoire pour les analyses de transuraniens et études de retraitement)**

Par décret n° 99-627 du 22 juillet 1999, paru au JO du 23 juillet 1999, a été modifié le décret du 19 juillet 1989 autorisant le CEA à créer Atalante, pour en reporter le délai de mise en service, initialement prévu au 25 juillet 1999, au 25 juillet 2006.

Un **incident** est survenu le 9 août : une imprécision dans la pesée de la masse d'oxyde de plutonium à transférer du magasin vers une chaîne de mesure a conduit à un dépassement de la masse limite autorisée dans cette chaîne.

L'installation Atalante est un laboratoire du CEA qui regroupe des activités de recherche et développement en matière notamment de retraitement des combustibles, de traitement des effluents organiques, d'étude des déchets de haute activité et de production et valorisation des actinides.

Les opérations du 9 août s'inscrivaient dans le cadre d'un programme de recherche sur le vieillissement du plutonium.

L'un des risques dans cette installation est la criticité, situation dans laquelle une quantité suffisante de matière fissile est réunie dans une disposition propre à produire une réaction nucléaire incontrôlée. A Atalante, la sûreté en ce qui concerne ce risque est notamment assurée par la limitation de la masse de matière fissile présente dans les chaînes de mesure.

Un défaut de coordination lors des opérations de pesée et de transfert a conduit à dépasser de 2,7 g la masse limite autorisée dans la chaîne.

Dès la découverte de l'anomalie, lors de la vérification faite après le transfert, un lot de matière a été sorti de la chaîne.

Ce dépassement n'a pas eu de conséquences réelles en termes de criticité, les limites fixées comprenant des marges importantes ; il n'a pas eu de conséquences pour le personnel et l'environnement.

Néanmoins, en raison d'un non-respect des règles de fonctionnement autorisé, cet incident est classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'**inspection** du 9 juillet, à caractère inopiné, a eu pour principal objet la vérification de la bonne réalisation des modifications engagées par l'exploitant ainsi que le respect des engagements pris notamment en matière de réépreuve d'appareils à pression. Le classeur des anomalies a été consulté.

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

Par décret n° 99-664 du 30 juillet 1999, paru au JO du 31 juillet 1999, a été modifié le décret d'autorisation de création de l'installation MELOX en date du 21 mai 1990, pour en autoriser une extension destinée à permettre la diversification des productions sans augmentation de capacité.

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** :

- l'exploitation d'un nouveau système de collecte des poussières de rectification. La mise en service de cet équipement doit concourir à réduire la production de déchets riches et à diminuer les doses reçues par les opérateurs (lettre du 2 août) ;
- la mise en service d'un poste de contrôle cumulé de crayons, dont l'utilisation sera limitée aux crayons destinés à EDF (lettre du 9 août).

**> Société pour le conditionnement des déchets et effluents industriels (SOCODEI) Centre nucléaire de traitement de Codolet (CENTRACO)**

L'**inspection** du 9 juillet entre dans le cadre du thème prioritaire pour 1999 « application des arrêtés de rejets ». Les difficultés rencontrées par l'exploitant pour la mise en place des contrôles et mesures prévus par l'arrêté ministériel du 7 mai 1999 et les écarts par rapport aux limites réglementaires pour la chimie des rejets gazeux ont été examinés. De plus, les inspecteurs ont constaté la mise en place d'un chantier de tri et de reconditionnement manuel.

24

**Maubeuge (Nord)**

**Atelier de maintenance nucléaire SOMANU**

La Commission locale d'information de l'atelier de maintenance nucléaire s'est réunie le 6 juillet sous la présence du sous-préfet d'Avesnes-sur-Helpe (cf. En bref... France).

26

**Nogent-sur-Seine (Aube)**

**> Centrale EDF (2 réacteurs de 1300 MWe)**

**Ensemble du site**

Une réunion s'est tenue à la préfecture de l'Aube le 2 juillet (cf. En bref... France)

L'**inspection** du 5 août a porté sur l'organisation du site pour la maintenance et l'exploitation des appareils de mesure. Les inspecteurs ont en particulier examiné les conditions de vérification des matériels dont les étalonnages sont confiés à des prestataires externes. Ils ont procédé à une visite des ateliers d'entreposage ou de maintenance des matériels de mesure.

**Réacteur 2**

Un **incident** a été reclassé le 6 août : le 12 avril, alors que le réacteur était à l'arrêt depuis environ soixante jours, la réfrigération de deux circuits, qui assurent le refroidissement des assemblages de combustible, a été interrompue pendant neuf minutes.

Lors des phases d'arrêt du réacteur, les assemblages de combustible sont refroidis afin d'évacuer la chaleur résiduelle qu'ils continuent de dégager. Cette fonction est assurée par le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) pour les assemblages contenus dans la cuve du réacteur et par le circuit de refroidissement de la piscine de désactivation (PTR) pour les assemblages qui attendent d'être expédiés à l'usine de retraitement de La Hague. Ces deux circuits sont à leur tour réfrigérés par le circuit de refroidissement intermédiaire (RII).

Au cours d'un essai périodique, qui permet de s'assurer, depuis la salle de commande, du fonctionnement correct de matériels importants pour la sûreté du réacteur, un opérateur en formation a appuyé sur quatre boutons au lieu des deux boutons prévus par la procédure d'essai. Cette action a entraîné la fermeture automatique de vannes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI). L'équipe de conduite a aussitôt constaté l'erreur et procédé, en neuf minutes, à la remise en configuration normale de l'installation. Pendant ce temps, la réfrigération des circuits RRA et PTR (qui évacuent la chaleur dégagée par les assemblages de combustible) n'a pas été assurée par le circuit RRI. Compte tenu de la durée de l'incident, la température de l'eau de ces circuits n'a pas évolué.

Le 6 août, après analyse, cet incident, initialement classé au niveau 0 de l'échelle INES, a été reclassé, sur proposition de l'exploitant, au **niveau 1** en raison d'un manque de culture de sûreté.

29

### Paluel (Seine-Maritime)

#### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 1300 MWe)

##### Ensemble du site

Un **incident** est survenu le 19 août : lors d'une opération de surveillance des débits de dose en limite de zone surveillée, le service prévention des risques a détecté un débit de dose de 100 microsieverts par heure ( $\mu\text{Sv/h}$ ) à proximité d'une aire de stockage.

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants dans les installations nucléaires de base impose une limite annuelle d'exposition de 50 000  $\mu\text{Sv/an}$ . Pour s'assurer du bon respect de cette réglementation, l'exploitant a découpé son installation en différentes zones à accès limité, appelées respectivement zones surveillées et zones contrôlées. Il s'est fixé un maximum de 2,5  $\mu\text{Sv/h}$  en limite de zone surveillée.

Le 18 août 1999, l'exploitant a entreposé au centre d'une aire de stocka-

ge un conteneur de transport de matériels radioactifs démontés durant l'arrêt pour maintenance et rechargement du réacteur 2. Le 19 août au matin, il a déplacé ce conteneur depuis cette position centrale vers la limite de la zone surveillée, sans s'assurer immédiatement du respect de la limite de débit de dose fixée à 2,5  $\mu\text{Sv/h}$ . Six heures plus tard, lors d'une opération de surveillance des débits de dose, le service prévention des risques a mesuré un débit de dose de 100  $\mu\text{Sv/h}$ , à proximité de ce conteneur, à la limite de l'aire de stockage. Le conteneur a été immédiatement transféré en zone contrôlée dans le bâtiment combustible du réacteur 1. Une cartographie de débit de dose de l'aire de stockage a été réalisée après le retrait du conteneur et n'a révélé aucun écart.

Cet incident, d'une courte durée, n'a eu aucune conséquence sur la santé des travailleurs ni sur l'environnement.

Toutefois, en raison du dépassement d'une limite fixée par l'exploitant pour s'assurer du bon respect de la réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, cet incident a été classé au niveau 0 de l'échelle INES.

L'**inspection** du 1<sup>er</sup> juillet a été consacrée à la vérification de la bonne gestion des essais périodiques par le CNPE de Paluel. Lors de cette visite de surveillance, les inspecteurs ont mené un audit sur l'organisation mise en place pour gérer les essais périodiques (de la phase de préparation de ces essais jusqu'à l'exploitation finale de leurs résultats), puis ils ont vérifié la déclinaison concrète de cette organisation en analysant le programme des essais périodiques, ainsi que des comptes rendus d'essais déjà réalisés. Puis les inspecteurs sont passés en salle de commande pour vérifier la réalisation d'essais périodiques par les équipes de conduite.

L'**inspection** du 6 juillet, sur le thème de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), avait plusieurs objectifs :

- examiner l'organisation du site en matière d'ICPE ;
- étudier la pertinence de l'inventaire des installations classées ;

- vérifier par sondage, sur le terrain, la bonne mise en application des réglementations diverses (arrêtés types, arrêtés du 2 février 1998, du 28 janvier 1993...).

#### Réacteurs 1 et 2

L'**inspection** du 25 août portait sur la conduite des réacteurs 1 et 2. Les inspecteurs ont notamment visité les salles de conduite et examiné les documents de conduite. Ils ont également porté leur attention sur le déroulement de l'arrêt automatique du réacteur 1 du 16 août et se sont assurés du respect des prescriptions relatives à la PTB du RRA du 20 août.

#### Réacteur 2

L'**inspection** du 11 août a été consacrée à la propreté radiologique. Après une présentation des mesures prises pour l'arrêt du réacteur 2 par l'exploitant, les inspecteurs ont visité différents chantiers en cours dans le bâtiment réacteur.

30

### Penly (Seine-Maritime)

#### ► Centrale EDF (2 réacteurs de 1300 MWe)

##### Réacteur 2

Un **incident** est survenu le 23 août : alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant a constaté que des essais périodiques annuels du système de contrôle de la radioprotection (KRT) n'avaient pas été réalisés dans les délais imposés par les règles générales d'exploitation.

Le système de contrôle de la radioprotection (KRT) regroupe un ensemble de chaînes de mesure effectuant la surveillance et le contrôle radiologique du réacteur. Le système permet, en particulier, de s'assurer en permanence de l'intégrité du circuit primaire principal.

Les essais périodiques sont des contrôles techniques périodiques réalisés conformément aux prescriptions des règles générales d'exploitation. Ils permettent de s'assurer de la disponibilité des systèmes importants pour la sûreté.

Le 23 août, à la suite d'un incident similaire survenu sur le site de Paluel,

l'exploitant a entrepris des vérifications, ce qui l'a amené à constater que la périodicité des essais du système de contrôle de la radioprotection n'avait pas été respectée non plus sur le réacteur n° 2 de Penly. Pour rester annuelle, la périodicité de ces essais auparavant réalisés lors des arrêts de tranche a été modifiée en raison de l'allongement croissant des cycles de production. Toutefois, l'exploitant, préoccupé par des difficultés techniques dans la réalisation de ces essais, n'a pas pris en compte cette modification dans la périodicité.

Après réalisation des essais périodiques des chaînes du réacteur 2, toutes sont déclarées disponibles depuis le 23 août 1999.

La DRIRE Haute-Normandie avait déjà constaté cet écart lors d'une inspection menée le 8 avril 1998 sur le système KRT. A l'issue de cette inspection, l'exploitant avait précisé qu'une analyse avait été faite pour répondre aux exigences des règles d'essais, notamment quant à la périodicité des vérifications. Compte tenu de la récurrence de cet écart qui révèle une lacune de culture de sûreté, la DRIRE a demandé que cet incident soit classé au **niveau 1** de l'échelle INES.



**Phénix**  
(voir Marcoule)



**Romans-sur-Isère**  
(Drôme)

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

L'**inspection** inopinée du 18 août conduite sur le site de FBFC Romans avait pour but de tester l'application des fiches réflexes du PUI par les agents de FBFC dans l'hypothèse d'une fuite importante d'hexafluorure d'uranium à l'atelier de conversion.

A l'occasion de l'**inspection** du 26 août, les inspecteurs de l'Autorité de sûreté nucléaire ont examiné le respect des dispositions relatives à la

prise en compte du risque de criticité. Ce risque est présent à toute manipulation des matières nucléaires, principalement lorsqu'elles sont enrichies en isotopes 235 de l'uranium. On le contrôle grâce au respect des limites de masse, des géométries de stockage et de strictes conditions concernant la présence de produits hydrogénés (l'eau, les huiles...).

L'**inspection** du 31 août était dédiée à la fabrication des pastilles d'oxyde d'uranium destinées au combustible des REP. C'est le respect des prescriptions techniques et des règles de radioprotection de l'atelier de pastillage qui a été particulièrement contrôlé.

34

**Saclay**  
(Essonne)

► **Centre d'études du CEA**

**Ensemble du site**

L'enquête diligentée à la demande de la ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement sur l'origine des pollutions et contaminations des étangs de Saclay n'a pas révélé de danger sanitaire immédiat. Des prélèvements et mesures complémentaires sont envisagés, en liaison avec la CLI nouvellement créée.

L'**inspection** des 5 et 6 juillet, menée en commun avec l'inspecteur des installations classées pour la protection de l'environnement, avait pour but de permettre d'avoir une vision globale de la gestion des déchets radioactifs sur le site de Saclay.

Les inspecteurs ont visité de nombreuses installations du Centre (installations nucléaires, installations classées pour la protection de l'environnement, aires d'entreposage de déchets, portiques de détection de la radioactivité...) en se concentrant sur les aspects production et gestion des déchets.

► **Installation de CIS-Bio International**

La direction de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'exploitant à qualifier et exploiter un procédé de conditionnement d'un nouveau type de source.

► **Zone de gestion des déchets radioactifs solides**

Le directeur de la sûreté des installations nucléaires a **autorisé** l'exploitant à reprendre provisoirement l'exploitation de la cellule haute activité de tri et conditionnement des déchets.

**Réacteur Osiris**

L'**inspection** du 6 juillet a essentiellement été consacrée à l'examen des conditions d'exploitation des cellules chaudes de l'installation nucléaire de base. Par ailleurs, les résultats de plusieurs contrôles périodiques relatifs à la ventilation et au confinement du réacteur ont été consultés. Enfin, une visite de différents locaux de l'installation (hall des ateliers chauds, local ventilation) a été effectuée.

Un **incident** est survenu le 9 août : au cours d'une opération manuelle de sortie d'un crochet de manutention hors de la piscine du réacteur expérimental Osiris, l'alarme sonore du contrôle de la radioactivité ambiante s'est déclenchée au moment où l'objet sortait de l'eau. L'opérateur a immédiatement replongé le crochet dans la piscine, ce qui a entraîné l'arrêt de l'alarme et un retour à une situation normale.

La piscine du réacteur permet la protection biologique des opérateurs car l'eau absorbe les rayonnements. Le cœur du réacteur est situé au fond de la piscine.

Les opérations de manutention de dispositifs sous eau, réacteur en fonctionnement, nécessitent l'utilisation d'outils temporairement immergés. Afin de limiter l'irradiation des outils après leur utilisation à proximité du cœur, ceux-ci sont entreposés loin du cœur ou sortis de la piscine lorsqu'ils sont peu radioactifs.

Le développement du film dosimètre de l'agent montre que la dose qu'il a reçue reste bien inférieure à la limite réglementaire d'exposition aux rayonnements.

Un contrôle continu aurait dû être mis en œuvre lors de la remontée de ce crochet, afin de déceler son niveau de radioactivité et d'éviter de le sortir de la piscine.

En raison de l'utilisation d'une procédure inadéquate sur les conditions de sortie d'objets de la piscine, cet

incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle **INES**.

L'**inspection** du 16 août a fait suite à cet incident du 9 août où un agent a sorti de l'eau un crochet irradiant, un incident de même nature ayant eu lieu l'année dernière à la même époque. L'opérateur concerné a été entendu par les inspecteurs.

Les inspecteurs en ont profité pour vérifier la bonne prise en compte des mesures compensatoires que l'exploitant devait respecter en vertu de l'octroi d'une dérogation au rapport de sûreté concernant l'indisponibilité d'un groupe diesel.

Une visite a été effectuée sur les lieux de l'incident, dans les locaux des diesels et vers le groupe d'ultime secours.

Un **incident** est survenu le 16 août : lors de la visite de surveillance effectuée par l'Autorité de sûreté nucléaire, les inspecteurs ont constaté que l'exploitant ne respectait pas les mesures compensatoires qu'il s'était engagé à prendre dans le cadre de la réalisation de travaux sur un des deux groupes électrogènes de secours du réacteur.

Une grande partie des opérations de maintenance effectuées sur une installation nucléaire est décrite dans le rapport de sûreté de l'installation. Pour tous les travaux qui ne sont pas prévus dans ce rapport de sûreté, l'exploitant doit obtenir l'autorisation de les effectuer auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire. Cette autorisation peut être accordée avec des mesures compensatoires à respecter afin de garantir le niveau de sûreté de l'installation pendant les travaux.

Pour pouvoir réaliser la révision décennale d'un des deux groupes électrogènes de secours de l'installation, l'exploitant s'était engagé à connecter un groupe électrogène mobile pendant les travaux et à effectuer un essai de bon fonctionnement de ce groupe chaque semaine.

Dès la découverte de l'absence de cet essai par les inspecteurs, l'exploitant a immédiatement réalisé les essais requis et planifié les futurs contrôles hebdomadaires. Les essais réalisés se sont révélés satisfaisants.

En raison d'un manque de culture de sûreté traduit par un non-respect des engagements pris par l'exploitant, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle **INES**.

## Réacteur Orphée

Les principaux thèmes abordés lors de l'**inspection** du 8 juillet ont été : la situation générale, les arrêts pour maintenance, la préparation du passage à l'an 2000, les suites des visites de surveillance de fin 1998, les anomalies et incidents, les contrôles périodiques (par sondage).

Une visite générale de l'installation nucléaire de base a été effectuée.

## Laboratoire pour l'utilisation de rayonnement électromagnétique (LURE) Accélérateur d'Orsay

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement ont **autorisé** la mise en service de l'installation modifiée intégrant CLIO (lettre du 2 juillet).

35

## Saint-Alban (Isère)

### ► Centrale EDF (2 réacteurs de 1300 MWe)

#### Ensemble du site

L'**inspection** du 4 août avait pour objet d'examiner les dispositions prises par l'exploitant pour protéger les intervenants contre la contamination radioactive sur des chantiers établis en zone nucléaire, ainsi que pour éviter la dissémination de cette contamination dans les autres parties de l'installation, voire à l'extérieur de la zone nucléaire.

Elle avait aussi pour but de faire un point de situation concernant le plan d'action propreté ouvert l'année dernière.

#### Réacteur 1

Un **incident** est survenu le 1er juillet dernier : un réservoir du circuit TEG a été vidangé en lieu et place d'un autre réservoir.

Les effluents gazeux émis dans la centrale nucléaire sont collectés puis traités dans le circuit de traitement des effluents gazeux (TEG). Ils sont stockés dans des réservoirs, afin de laisser décroître leur radioactivité qui est mesurée périodiquement. Lorsque cette radioactivité est suffisamment basse, en particulier inférieure

aux limites réglementaires, le contenu de ces réservoirs est ensuite relâché dans l'atmosphère par une cheminée. Des capteurs situés dans cette cheminée mesurent la radioactivité effectivement rejetée dans l'environnement et déclenchent des alarmes en cas de dépassement de valeurs prédéfinies.

Lors de l'incident, l'exploitant a vidangé une partie (pendant 15 minutes) d'un réservoir en cours de décroissance en lieu et place du réservoir prêt à être vidangé.

Bien que les autorisations réglementaires de rejet n'aient pas été dépassées, et après analyse détaillée de l'événement, en raison du rejet dans l'environnement et de lacunes dans la culture de sûreté, cet incident a été reclassé au **niveau 1** de l'échelle **INES**.

#### Réacteur 2

Le réacteur 2 a été arrêté du 17 juillet au 24 août pour renouvellement d'une partie du combustible. Cet arrêt pour simple rechargement (ASR) a été relativement court et a donc comporté un minimum de maintenance. A noter que ce réacteur, vu son passage en mode de gestion « GEMMES » (gestion des évolutions et des modifications des modes d'exploitation en sûreté), devrait voir son nouveau cycle durer près de 18 mois.

Un **incident** est survenu le 23 juillet : alors que le réacteur était en arrêt pour simple rechargement depuis le 17 juillet, l'exploitant a laissé ouverte la vanne du tube de transfert entre la piscine du bâtiment réacteur et la piscine de stockage du combustible, contrairement aux spécifications techniques d'exploitation.

La piscine du bâtiment du réacteur (BR) comporte deux bassins séparés par une cloison amovible, appelée batardeau. Le premier bassin contient la cuve du réacteur et le deuxième des éléments internes à la cuve qui y sont déposés lors des arrêts du réacteur. Ces bassins peuvent être remplis ou vidés indépendamment l'un de l'autre.

La piscine de stockage du combustible a deux fonctions. D'une part, elle reçoit l'ensemble des assemblages du cœur du réacteur pendant les arrêts pour rechargement, d'autre part, elle sert au stockage des assem-

blages usés dans l'attente de leur envoi vers une usine de retraitement. Elle comporte trois parties séparées par des batardeaux : un compartiment de transfert relié au tube de transfert, une piscine de désactivation du combustible usé et un compartiment destiné à recevoir les châteaux de transport du combustible.

Un tube équipé d'un chariot permet le transfert des éléments combustibles entre le bâtiment du réacteur et le bâtiment de stockage du combustible (BK). La manutention de ces éléments entre la piscine de désactivation dans le BK et la cuve s'effectue avec toutes les piscines remplies d'eau borée. En dehors des phases de manutention, le tube de transfert est fermé par une vanne.

Le jour de l'incident, les piscines du bâtiment du réacteur étaient en cours de remplissage. La vanne du tube de transfert aurait dû être fermée pour éviter une baisse du niveau d'eau de la piscine de désactivation en cas d'ouverture inopinée du batardeau situé entre la piscine de désactivation et le compartiment de transfert.

En raison du non-respect des spécifications techniques d'exploitation et d'une défaillance dans le système de contrôle, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

Un **incident** est survenu le 12 août : à l'issue de trois semaines d'arrêt pour renouvellement du combustible, l'exploitant a engagé la mise en pression du réacteur avant divergence alors que le circuit de mise en dépression de l'espace inter-enceinte (EDE) n'était pas en service comme le prescrivent les spécifications techniques d'exploitation.

Le bâtiment du réacteur est délimité par une double enceinte : une paroi extérieure en béton armé et une paroi intérieure en béton précontraint, séparées par un espace. Le circuit EDE assure en permanence le confinement, la reprise et la filtration des fuites de l'enceinte interne vers cet espace inter-enceinte, avant rejet par la cheminée de ventilation. Il est constitué de trois files montées en parallèle. Deux de ces files, redondantes, sont destinées à la ventilation et à la filtration de l'iode en cas d'accident. Une autre file, en service permanent, permet d'avoir la dépression requise à tout instant.

Le jour de l'incident, un retard de quatre heures a été constaté pour la mise en service du système EDE. Elle aurait dû intervenir avant que la pression de la chaudière n'atteigne 5 bar.

En raison du non-respect des spécifications techniques d'exploitation et d'une défaillance dans le système de contrôle, cet incident a été classé au **niveau 1** de l'échelle INES.

L'**inspection** du 29 juillet avait pour but de s'assurer de la qualité de la maintenance et des contrôles réalisés en arrêt de tranche, notamment sur les organes de robinetterie et les pompes de circuit primaire.

36

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

► **Centrale EDF**  
(2 réacteurs de 900 MWe)

### Centrale B

Le but de l'**inspection** du 1<sup>er</sup> juillet était de faire le point sur l'exploitation des systèmes d'alimentation de secours et de purge des générateurs de vapeur. Le respect des spécifications techniques et chimiques de ces circuits a tout d'abord été abordé, suivi d'un examen des essais périodiques, de la maintenance des circuits et des événements rencontrés lors de l'exploitation. Enfin, une visite sur le terrain a été réalisée.

L'**inspection** du 2 juillet avait pour objet principal de faire le point sur les engagements pris par l'exploitant à la suite de la mise en place en 1998 et à l'application depuis un an de la directive Interne 82 d'EDF, qui traite en particulier des contrôles de radioactivité en sortie de zone contrôlée. Par ailleurs, une visite des installations a été réalisée afin de vérifier la réalisation concrète des engagements sur le terrain.

L'**inspection** du 8 juillet avait pour thème le plan d'urgence interne du CNPE. Plusieurs aspects du plan ont été examinés : l'alerte, les astreintes, la formation, les exercices...

L'**inspection** du 3 août avait pour objet essentiel de faire le point sur le thème du confinement (statique et dynamique) et des ventilations de l'îlot nucléaire. Les engagements

datant de la précédente inspection portant sur ce thème du 3 juin 1993, ainsi que la mise en application des doctrines nationales sur le sujet, ont été vérifiés. Certains événements et modifications ont été abordés au cours de la journée. L'inspection s'est terminée par une visite du bâtiment des auxiliaires nucléaires.

Le 27 août, a été réalisée une **visite de surveillance** inopinée ; son but était de faire le point sur le traitement des indications mises en évidence par les contrôles non destructifs réalisés lors des arrêts des réacteurs.

L'**inspection** du 30 août a porté sur l'opérabilité des moyens mobiles de secours dans le cadre de l'application des procédures hors dimensionnement. L'organisation du site pour vérifier l'opérabilité de ces moyens a été examinée et un exercice mettant en œuvre l'un de ces moyens a été réalisé.

A la suite de la déclaration d'un incident significatif à caractère générique, identifié pour la première fois au Tricastin, le site de Saint-Laurent a informé l'Autorité de sûreté qu'il était concerné par cet incident puisqu'il avait détecté la présence de roulements à cage en polyamide sur ses pompes d'injection de secours au lieu de roulements à cage métallique. Toutes les pompes ont été remises en conformité.

De même, à la suite de l'incident générique, déclaré à Chinon le 6 avril 1999, et concernant la mesure de débit d'équivalent de dose hors zones contrôlées supérieures à la législation, le site de Saint-Laurent avait engagé une campagne de contrôle. C'est ainsi que le site a détecté un débit d'équivalent de dose supérieur à la législation dans un local d'archivage peu fréquenté.

### Réacteur B1

Le réacteur, à l'arrêt depuis le 3 mai pour visite partielle et rechargement en combustible, a redémarré le 10 juillet et a été couplé au réseau électrique le 14 juillet.

### Réacteur B2

Le réacteur est en arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible depuis le 23 juillet.

L'**inspection** inopinée du 9 août, réalisée durant l'arrêt du réacteur 2,

avait pour objet principal de s'assurer de la prise en compte du plan propreté d'EDF destiné à « maîtriser la propreté radiologique » sur les sites. L'inspection s'est essentiellement déroulée sur le terrain, dans les locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires, de la laverie et de l'atelier chaud.

37

### Soulaines-Dhuys (Aube)

#### ► Centre de stockage de l'Aube (ANDRA)

Une **inspection** conjointe de la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement et de la Direction départementale du travail de l'Aube a été réalisée le 10 août. Cette inspection a en particulier été consacrée aux modalités de contrôle des prestataires de l'ANDRA et à la surveillance radiologique des personnels dans les zones réglementées et surveillées.

39

### Tricastin/Pierrelatte (Drôme)

#### ► Centrale EDF (4 réacteurs de 900 MWe)

##### Ensemble du site

L'**inspection** du 6 juillet avait pour objet d'examiner les dispositions prises par l'exploitant pour protéger les intervenants contre la contamination radioactive sur des chantiers établis en zone nucléaire, ainsi que pour éviter la dissémination de cette contamination dans les autres parties de l'installation, voire à l'extérieur de la zone nucléaire.

Elle avait pour but aussi de faire un point de situation concernant le plan d'action propreté mis en œuvre en fin de l'année dernière.

##### Réacteur 1

Le réacteur a été une première fois couplé au réseau le 6 juillet et, après un incident significatif d'ouverture des soupapes vapeur à l'atmosphère, un deuxième couplage est intervenu le 14 juillet ; ce redémarrage a lieu après le remplacement des géné-

rateurs de vapeur et la deuxième visite décennale.

Un **incident** est survenu le 8 juillet sur le réacteur 1 : alors que le réacteur était à 48 % de sa puissance nominale, un mauvais fonctionnement du contournement vapeur au condenseur a provoqué une montée en pression dans 2 générateurs de vapeur, entraînant l'ouverture de 3 soupapes de sécurité.

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. Chaque générateur de vapeur est protégé des surpressions par 7 soupapes de sécurité.

Le circuit de contournement vapeur au condenseur permet d'évacuer la vapeur produite par les générateurs de vapeur lorsque la turbine est indisponible.

Les 3 soupapes de sécurité sont restées ouvertes pendant environ 4 minutes 30 secondes.

Après leur refermeture, l'exploitant a aussitôt procédé à l'arrêt du réacteur. Des contrôles des circuits sollicités ont été réalisés avant redémarrage du réacteur.

En raison de la dégradation de la fonction de sûreté « refroidissement », cet incident a été classé au **niveau 1** sur l'échelle INES.

##### Réacteur 2

Le réacteur est en arrêt pour rechargement, et complètement déchargé depuis le 9 juillet.

Dans la soirée du 26 juillet 1999, la contamination d'un agent d'une société prestataire d'EDF a été détectée par le portique de contrôle de sortie des locaux nucléaires du réacteur 2.

Le service médical d'EDF a relevé une contamination interne de l'ordre de 1/10 de la limite annuelle réglementaire ainsi qu'une contamination des vêtements de protection de cet agent.

Le rôle de cet agent, chef de manœuvre, était de guider le grutier effectuant des transferts de pièces sur le chantier de remplacement du cou-

vercle de cuve du réacteur. Ce travail ne l'exposait pas a priori à un risque de contamination. Aucun des vingt autres agents présents sur le chantier n'a par ailleurs été contaminé.

Dans la soirée du 27 juillet 1999, un agent EDF intervenant sur une pompe du circuit de refroidissement du réacteur a reçu une contamination interne de l'ordre de 1/100 de la limite annuelle réglementaire.

Les chantiers en cours dans le bâtiment réacteur ont depuis été interrompus par la direction de la centrale. Un contrôle général de la propreté radiologique des chantiers ainsi qu'un rappel des exigences de la radioprotection aux intervenants ont été aussitôt entrepris par EDF.

Les deux agents ont repris leurs activités professionnelles et font l'objet d'un examen quotidien sous le contrôle de l'Office pour la radioprotection contre les rayonnements ionisants (OPRI), destiné à apprécier la décroissance de leur contamination.

L'inspection réalisée par l'Autorité de sûreté, le 28 juillet 1999 au matin, a permis de constater que :

- l'origine de la contamination de l'agent de la société prestataire n'a pas encore été identifiée, mais fait l'objet de recherches complémentaires ;
- la contamination de l'agent EDF aurait pu être évitée par une protection individuelle mieux adaptée ;
- la décision d'arrêt des chantiers était appropriée.

Pour ces raisons, l'Autorité de sûreté a décidé de classer cet événement en incident significatif de niveau 0 sur l'échelle INES.

Ce texte a fait l'objet d'un communiqué de presse le 28 juillet.

L'**inspection** du 15 juillet avait pour objet de connaître, pour chaque chantier en cours, le contexte dans lequel les prestataires évoluent (intervenants, planning, sous-traitance en cascade, intérimaires, etc.), les documents qu'ils ont à leur disposition (plans de prévention, analyse de risques, plans de surveillance EDF, etc.), le plan de qualité renseigné (fiches d'anomalies, écarts ou non-conformité), leur niveau de propreté, ainsi que les éléments de radioprotection associés.

L'inspection du 21 juillet avait pour objet les circuits de refroidissement RRI et SEC, intervenant notamment pour l'évacuation de la puissance résiduelle. Les inspecteurs ont vérifié, par sondage, la bonne application des règles d'essais périodiques (chapitre IX des règles générales d'exploitations) ainsi que des programmes de maintenances (PBMP). Une visite de la station de pompage et des galeries SEC a complété cette inspection.

L'inspection du 28 juillet a été déclenchée à la suite de l'incident de contamination d'un agent d'une entreprise prestataire, qui avait eu lieu le 26 juillet et qui a été déclaré le 29 juillet.

### Réacteur 3

La tranche est en prolongation de cycle.

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

L'inspection réalisée le 19 août sur l'installation de défluoration d'uranium naturel appauvri (usine W) a porté sur l'exploitation et la maintenance des équipements ainsi que sur le respect des prescriptions de l'arrêté d'autorisation.

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

L'inspection du 5 juillet avait pour objectif de vérifier les dispositions prises par l'exploitant en matière de suivi des appareils de mesure de la radioactivité. Les procédures utilisées pour garantir le bon fonctionnement des appareils, ainsi que les résultats des contrôles périodiques réalisés sur les appareils particulièrement importants pour la sûreté, ont été examinés.

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

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement ont enclenché la procédure de mise à l'arrêt définitif de l'installation, dont les modalités doivent être approuvées par décret. Le dossier technique transmis par l'exploitant à cette fin comprend trois documents : le rapport de sûreté pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement, les règles générales de surveillance et d'entretien et le plan d'urgence interne. La mise à l'arrêt de cette installation fait suite à la restructuration de la société FBFC qui est intervenue en 1998 (lettre du 30 juillet).

L'inspection du 2 juillet a été consacrée à la métrologie de la radioactivité. Elle a permis de vérifier l'organisation et les moyens mis en place par l'exploitant pour la gestion et le suivi des matériels de mesure utilisés pour la radioprotection et l'environnement. Les visites de l'atelier oxyde et du laboratoire environnement ont été effectuées.

#### ► Usine de préparation d'hexafluorure d'uranium (Comurhex)

L'inspection du 1<sup>er</sup> juillet avait pour but de vérifier les conditions d'application des arrêtés d'autorisation de rejets. Les inspecteurs ont examiné l'organisation interne, les documents relatifs au contrôle et au suivi de l'environnement. Les installations de traitement des effluents ont été visitées.

L'inspection du 8 juillet avait pour but de vérifier les dispositions prises au titre de la défense incendie. Ont été examinés notamment l'organisation des équipes de 1<sup>re</sup> intervention, les plans d'intervention, les permis de feu, la gestion du potentiel calorifique dans les locaux.

L'inspection du 24 août avait pour objectif de vérifier que les dispositions du plan d'urgence interne (PUI) de l'usine étaient applicables, connues des personnels et maîtrisées par ces derniers en situation de crise. Elle s'est déroulée sur la base d'entrevues successives des acteurs identifiés par le PUI, confrontés à un accident hypothétique dérivé d'un accident type pris en compte dans le PUI.

La formation locale de sécurité (FLS) de COGEMA a été sollicitée et est intervenue, conformément aux dispositions du contrat établi entre les deux sociétés.



### Veurey-Voroize (Isère)

#### ► Société industrielle de combustible nucléaire (SICN)

L'inspection du 7 juillet a été consacrée à une visite générale du site. Ont été examinés les documents et résultats d'exploitation relatifs aux contrôles périodiques, le secteur feu-confinement de l'INB 90, les entreposages de déchets contaminés et de matières ainsi que les installations de traitement des huiles et effluents liquides contaminés.



### Centre européen pour la recherche nucléaire (CERN) (Ain/Suisse)

#### Ensemble du site

La DSIN a transmis au ministère des affaires étrangères un nouveau projet de convention entre le Gouvernement français et le CERN relatif à la sûreté du futur accélérateur LHC (lettre du 2 juillet).

### Réunions techniques et inspections hors installations nucléaires

Le 1<sup>er</sup> juillet, une **réunion technique** s'est tenue dans les locaux d'EDF/UTO à Noisy-le-Grand pour examiner le retour d'expérience de l'utilisation des soupapes SEBIM, destinées à protéger certains circuits (RCP, RRA, RCV et RPE) des centrales REP. Lors de cette réunion annuelle, des faits marquants récents ont été abordés. La réunion a également permis d'examiner comment EDF allait décliner le nouveau programme de surveillance relatif aux soupapes du circuit primaire.

Une **visite technique** a été effectuée le 2 juillet par le BCCN à l'usine Fisher de Cernay pour vérifier les conditions de fabrication de quinze chapeaux de vannes commandés par EDF et destinés à équiper des vannes de régulation du circuit vapeur sur les réacteurs de 900 MWe.

Une **réunion technique** a été organisée le 5 juillet, à la demande de l'Autorité de sûreté, avec EDF/DPN sur la mise au point d'une méthode de contrôle non destructif par ultrasons des soudures des lignes des circuits d'injection de sécurité susceptibles d'être soumises à des phénomènes de fatigue thermique pouvant entraîner de la fissuration. Ce contrôle devrait ensuite être utilisé à la place du contrôle radiographique actuellement mis en œuvre, dont les performances sont limitées pour le type de fissures recherchées.

Le 7 juillet, le BCCN a réalisé une **visite** chez Manoir Industrie à Custine afin de contrôler la fabrication d'éléments de tuyauteries auxiliaires de rechange du circuit primaire principal. Cette visite a donné lieu à plusieurs constats notables ayant occasionné des demandes de remise en conformité.

Des **visites techniques** ont été effectuées les 7 et 8 juillet par le BCCN afin d'examiner les modalités de conception et les conditions de fabrication des ressorts Belleville nécessaires à la fabrication de pièces de rechange commandées par EDF à Bopp et à Reuther et destinées à équiper des soupapes de générateurs de vapeur sur les réacteurs de 900 MWe et sur ceux de Paluel. Ces visites se sont déroulées en Allemagne, à l'usine Schnorr de Sindelfingen (fabricant des ressorts) et à l'usine Hammerwerk Fridingen de Fridingen (forgeron des rondelles constituant ces ressorts).

Les 7 et 9 juillet, une **visite technique** a eu lieu à l'atelier chaud du Bugey pour examiner les conditions de montage de la nouvelle enveloppe de barrière thermique proposée par Westinghouse dans le cadre de la rénovation des barrières thermiques des groupes moto-pompes primaires des réacteurs de 900 MWe.

Le 8 juillet, le BCCN a procédé à une **visite technique** chez Tecnoplus aux Pennes-Mirabeau. Il s'agit d'un nouveau fournisseur de Framatome en bouchons de tubes de générateurs de vapeur de type mécanique. L'examen des conditions de lancement de la tête de série correspondante a permis de constater que les relations client/fournisseur sont à améliorer.

Une **visite de surveillance** a été réalisée le 9 juillet à l'Unité technique opérationnelle (UTO) d'EDF/DPN afin de vérifier l'évolution de la démarche de qualification des prestataires engagée par EDF à la suite de précédentes inspections. Cette visite a mis en évidence un manque de réactivité du système de prise en compte du retour d'expérience impliquant à la fois les CNPE et l'UTO ainsi qu'un retard dans la refonte du système informatique de gestion des données concernant les prestataires. Il a en revanche été noté une meilleure prise en compte des réalités du terrain lors de l'évaluation des capacités techniques des prestataires.

Une **visite technique** a été effectuée le 13 juillet par le BCCN à l'usine Creusot-Loire Industrie au Creusot afin de vérifier les conditions de fabrication de tôles utilisées pour la réalisation de certaines pièces à monter sur des clapets de rechange commandés par EDF à Bouvier Darling. Ces clapets sont prévus pour remplacer des clapets actuellement en service sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur de certains réacteurs de 900 MWe, qui doivent être déposés car ils comportent des défauts se situant hors des critères applicables lors de leur fabrication. Des compléments techniques ont été demandés au fabricant.

Le 15 juillet s'est tenue une **réunion** dans les locaux du BCCN à Dijon pour examiner le dossier du deuxième prototype de clapets ARE de rechange fabriqués par Alstom-Velan. Le but de la réunion, organisée à la suite de l'échec de la première version en avril 1999, était d'examiner les dispositions techniques prises par AEK pour améliorer le design de ses fabrications et d'analyser les résultats des contrôles non destructifs effectués sur la deuxième pièce type qui se sont révélés satisfaisants.

Le 23 août, une **visite technique** a été organisée à la demande du BCCN dans les locaux du CETIC à Chalon-sur-Saône (71) afin d'examiner la qualification d'un mode de réparation des vannes d'isolement du circuit vapeur du palier 900 MWe. Cette qualification avait rencontré des difficultés techniques, notamment en termes de soudage et de contrôles non destructifs, identifiées lors de visites techniques précédentes. Les améliorations présentées devraient permettre d'élaborer un dossier de réparation pour une mise en œuvre lors du prochain arrêt de Chinon B2.

Le 27 août, une **visite de surveillance** s'est déroulée dans les locaux d'EDF UTO à Noisy-le-Grand. Les inspecteurs du BCCN ont examiné les conditions d'approvisionnement en pièces de rechange de clapets d'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Les relations entre les entités d'EDF concernées et, au sein de l'UTO, entre les acheteurs et les techniciens ont fait l'objet de l'attention des inspecteurs. Il a été constaté que les actions concrètes d'achat ont été lancées tardivement, conduisant à une situation où le potentiel de réparation d'EDF est resté durablement à un niveau inférieur aux besoins des centrales du parc.

# 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	Cote du certificat	Type du certificat	Date du certificat	Référence du certificat	Nature du transport
Alstom	F/137/B (U) Jf	Prorogation	08/07/99	052/99	Radiographie gamma (source radioactive)
CIS Bio	F/061/B (U) If	Prorogation	09/07/99	053/99	Sources radioactives
TN	F/355/B (U) F-85 Aa	Agrément	09/07/99	054/99	Assemblages combustibles irradiés
Alstom	F/112/B (U) Hd	Prorogation	23/07/99	055/99	Radiographie gamma (source radioactive)
NCS	F/604/B (U) F-85 c	Prorogation	27/07/99	056/99	Eléments combustibles irradiés de types DIDO et MERLIN
La Calhène	F/363/B (U) F-85 Aa	Agrément	27/07/99	057/99	Filtres, tronçons de crayons combustibles irradiés, verre actif, déchets métalliques ou organiques, sources alpha
BNFL	F/730/B (M) Te	Validation	05/08/99	058/99	Eléments combustibles irradiés de la centrale de Tokai Mura
Transnucléaire	F/600/X	Arrangement spécial	13/08/99	059/99	Hexafluorure d'uranium
Transnucléaire	-	Dérogation	13/08/99	10970/99	Nitrate d'uranyle
CIS Bio	F/215/B (U)-85 Cb	Prorogation	18/08/99	060/99	Sources radioactives
CIS Bio	F/311/B (U)-85 Cb	Prorogation	18/08/99	061/99	Sources radioactives
NCS	F/604/B (U) F-85d	Validation	19/08/99	062/99	Assemblages combustibles irradiés
Transnucléaire	F/272/B (U) F-85 Ff	Extension	20/08/99	063/99	Assemblages combustibles irradiés
MDS Nordion	CDN/0010/S-85 rév. 3	Validation	30/08/99	067/99	Source sous forme spéciale

## - Les inspections

**Brétigny-sur-Orge (91)** – Alstom Contrôles non destructifs

L'**inspection** du 29 juillet avait pour objectif d'examiner les conditions de la maintenance des appareils de gammagraphie GAM 80/120,

que réalise la société Alstom pour le compte des propriétaires de ces appareils. Elle a permis de faire le point sur les conditions d'expédition de ces appareils et des sources qu'ils contiennent. Enfin, la cellule de chargement des sources a fait l'objet d'une visite de terrain.

**Cadarache** (Bouches-du-Rhône) – Centre d'études du CEA

L'**inspection** du 22 juillet a porté sur l'organisation mise en place par le CEA pour la gestion des transports hors du Centre d'études et des transports à l'intérieur du Centre. Les inspecteurs ont vérifié, par sondage, la mise en œuvre des règles relatives à l'habilitation des unités expéditrices et aux autorisations des transports, la maintenance et l'homologation des emballages, le traitement des écarts et incidents. Les inspecteurs ont également assisté au départ d'un transport de déchets de l'INB n° 37 vers le Centre de stockage de l'Aube, exploité par l'ANDRA.

**Calais** (Pas-de-Calais) – Terminal maritime

La **visite de surveillance** du 31 août menée en coordination avec l'inspection des affaires maritimes et de la sécurité des navires et du travail maritime avait pour objet le contrôle d'un transport maritime d'hexafluorure d'uranium expédié par la société BNFL de Springfields (UK). Les inspecteurs ont contrôlé le chargement à son arrivée au port de Calais. Ils ont notamment vérifié les documents de transport, le marquage, l'étiquetage et l'arrimage des colis.

**Cattenom** (Moselle) – Centrale EDF

Une **inspection** a été effectuée à la centrale EDF de Cattenom concernant l'expédition des colis de type B le 27 juillet. Les inspecteurs se sont intéressés aux conditions dans lesquelles le site assurait la continuité des mesures mises en œuvre après la reprise des transports de combustibles usés.

**Cherbourg** (Manche) – Terminal maritime

L'**inspection** du 21 juillet, menée en coordination avec l'inspection de la sécurité des navires et du travail maritime, a été consacrée au contrôle du transport de combustibles MOX vers le Japon. Les dossiers de transport et les documents de sécurité du navire ont été contrôlés. Une mesure des débits de doses et un contrôle de non-contamination ont été réalisés sur un emballage.

**Chinon** (Indre-et-Loire) – Centrale EDF

L'**inspection** du 19 août portait sur le thème « transports ». Le point a été fait sur les évolutions mises en place depuis les visites réalisées en 1998 à la suite des événements de contamination des transports. La visite a porté particulièrement sur la réception des assemblages neufs et le retour des emballages ainsi que sur les transports de combustibles irradiés. Une visite du bâtiment combustible du réacteur 1 a été faite. Un colis avant départ se trouvait dans la piscine de préparation.



Centrale de Chinon

**Gravelines** (Nord) – Centrale EDF

L'**inspection** du 20 août, réalisée de manière inopinée sur le site, visait à examiner la pérennité des mesures prises par l'exploitant dans le cadre de l'autorisation de reprise du transport de combustibles usés en fin d'année 1998. Le conteneur était sur le wagon, les derniers contrôles réalisés par le site et l'organisme tiers étaient en cours. Les inspecteurs ont réalisé plus de 20 frottis sur le wagon, le conteneur, les différents halls d'intervention, les outillages, les lieux de passage. Aucune contamination supérieure au seuil réglementaire n'a été relevée sur les parties contrôlées du wagon ou du conteneur. Les différents documents relatifs à ce transport ont été examinés et n'ont pas fait l'objet d'observations notables.

**Marcoule** (Gard) – Usine MELOX de fabrication des combustibles nucléaires MOX

La visite du 29 juillet a porté sur l'organisation mise en place par la société MELOX pour gérer les écarts concernant le transport des

matières radioactives. Les inspecteurs ont examiné les notes du manuel qualité couvrant cette activité ainsi que des dossiers de traitement des écarts.

**Port-de-Bouc** (Bouches-du-Rhône) – Institut de soudure

Comme suite à la découverte le 1<sup>er</sup> août sur une plage de Port-de-Bouc (13) d'un appareil de gammagraphie appartenant à l'Institut de soudure, une inspection a été menée le 3 août au centre régional de cet Institut à Port-de-Bouc, qui était l'utilisateur de l'appareil. L'objet de cette inspection était de déterminer le rôle de l'Institut dans cette découverte et ses responsabilités éventuelles, au regard de la réglementation des transports de matières radioactives applicable à ces appareils mobiles.

**Saclay** (Essonne) – Centre d'études du CEA

L'inspection du 1<sup>er</sup> juillet avait pour objectif d'examiner, d'une part la conformité à la réglementation des transports de matières radioactives réalisés sur la voie publique en colis de type B par l'exploitant, d'autre part la conformité au référentiel propre au CEA des transports internes au site.

**Saint-Laurent-des-Eaux** (Loir-et-Cher) – Centrale EDF

L'inspection du 18 août portait sur le thème « transports ». Le point a été fait sur les évolutions mises en place depuis les visites réalisées en 1998 à la suite des événements de contamination des transports. La visite concernait l'ensemble des transports. Une attention particulière a été portée :

- à la prise en compte des dernières prescriptions ;
- écarts et incidents déclarés.

Aucune évacuation de combustible irradié n'était en cours le jour de la visite.

**Villepinte** (93) – Institut de soudure

L'inspection du 6 août a été menée dans l'établissement parisien de l'Institut de soudure, à la suite de la découverte le 1<sup>er</sup> août 1999, sur la plage de Port-de-Bouc (Bouches-du-Rhône), d'un appareil de gammagraphie lui appartenant. Les conformités des appa-

reils, de leur utilisation et de leurs transports à la réglementation ont été vérifiées.

## – Les incidents

### Accidents de manutention

Le 29 août 1999, un accident de manutention à l'aéroport de Roissy a concerné un colis de type A en provenance de la société CIS Bio (Essonne). Le colis a été détérioré mais il n'y a eu aucune conséquence radiologique. Le colis endommagé a été rapatrié vers les locaux de CIS Bio.

### Dépassements de seuils réglementaires

**Gravelines** (Nord) – Centrale EDF

EDF a déclaré à l'Autorité de sûreté la détection le 26 août d'une contamination non fixée de 4,5 Bq/cm<sup>2</sup> en émetteurs bêta/gamma dans la lèchefrite du wagon utilisé pour une expédition de combustibles usé à destination de l'établissement COGEMA de La Hague (Manche). Cette valeur est supérieure à la limite de 4 Bq/cm<sup>2</sup>. La zone contaminée se situe sous les canopys ; elle est inaccessible au public et aux opérateurs au cours du transport.

**Paluel** (Seine-Maritime) – Centrale EDF

Un incident est survenu lors d'un transport d'outillage depuis le CNPE de Paluel vers la base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) le 6 août : à l'arrivée à la BCOT d'un colis industriel contenant des outillages contaminés en provenance du CNPE de Paluel, les contrôles réalisés ont révélé que les valeurs de contamination superficielle d'un des outils (20 000 Bq/cm<sup>2</sup>) étaient incompatibles avec l'usage d'un tel colis.

Dans le cadre de l'arrêt pour rechargement et maintenance du réacteur 2, débuté le 24 juillet, l'exploitant du CNPE de Paluel a employé un outillage d'inspection télévisuelle (ITV). Après avoir utilisé cet outil, constitué d'une tête de robot et d'un châssis, l'exploitant a procédé à la décontamination de la tête du robot. A l'issue de cette décontamination il a réalisé un contrôle de l'activité surfacique non fixée de la tête du robot, mais il

a omis de s'assurer de la propreté du châssis. La valeur mesurée de contamination ( $188 \text{ Bq/cm}^2$ ) a ainsi été sous-estimée. Sur la base de cette mesure, l'exploitant a alors conditionné cet outillage dans une caisse, elle-même disposée dans un emballage de type « colis industriel ».

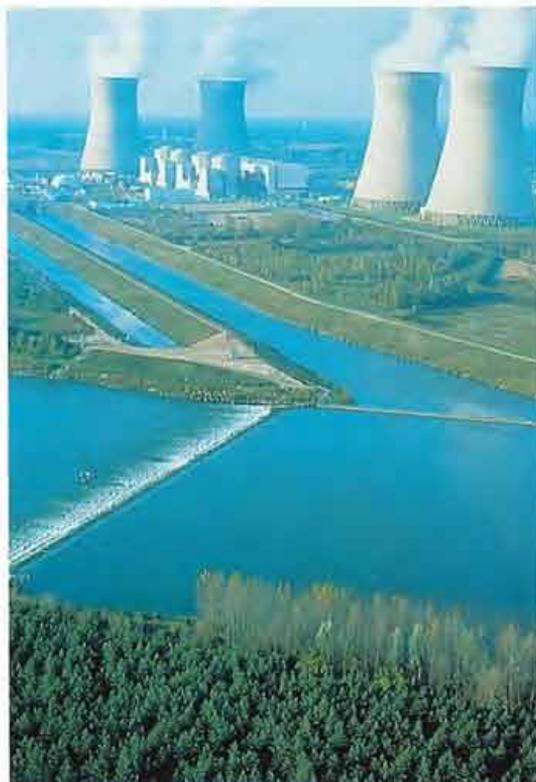
Le 6 août, à l'arrivée à la BCOT, des mesures ont été effectuées sur le camion et sur les surfaces externe et interne de l'emballage. Ces mesures se sont révélées conformes à la réglementation. En revanche, les contrôles réalisés après ouverture de la caisse ont permis de découvrir une contamination non fixée sur le châssis de l'outil, d'une valeur de  $20\,000 \text{ Bq/cm}^2$ . Or, réglementairement, au-delà d'une valeur de  $400 \text{ Bq/cm}^2$ , les objets contaminés superficiellement ne peuvent pas être transportés dans des emballages de type « colis industriel ». Ils doivent être conditionnés dans des « colis de type A », capables de résister à des accidents de manutention.

Cet incident n'a eu aucune conséquence sur l'environnement ni sur la santé des travailleurs ou du public.

Cet incident, qui constitue un non-respect d'exigences réglementaires relatives au transport de matières radioactives, n'a pas été classé sur l'échelle internationale des incidents nucléaires (INES), en l'attente de l'extension du champ d'application de cette échelle aux incidents survenant lors de transports.

#### **Dampierre (Loiret) – Centrale EDF**

Le 25 août, un point de contamination de  $42 \text{ Bq/cm}^2$  a été détecté en gare ferroviaire de Valognes, au cours des contrôles effectués par COGEMA, sur un wagon transportant un emballage contenant des combustibles irradiés en provenance de la centrale EDF de Dampierre. Ce point était inaccessible aux opérateurs au cours du transport, et la contamination n'a eu aucune conséquence sanitaire.



Centrale de Dampierre

#### **– Autres événements**

##### **Réunion de la CSPI de La Hague**

La Commission spéciale et permanente d'information de La Hague s'est réunie le 19 juillet sur les problèmes de transport de combustible MOX (cf. En bref... France).

#### **– La réglementation**

##### **Transport aérien**

Les divergences françaises FR3, FR4 et FR5 ont été ajoutées à l'édition 1999-2000 des instructions techniques de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). Elles concernent notamment l'autorisation préalable pour le transport aérien de certaines matières radioactives et la réutilisation d'aéronefs dont les surfaces internes ont été contaminées.

### **Réunions du Groupe permanent « réacteurs »**

Le Groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires s'est réuni le 2 juillet, en présence d'experts allemands, pour continuer l'examen des options de sûreté du réacteur du futur EPR. Il s'est en outre réuni le 8 juillet, pour examiner le projet de nouvelle gestion du combustible dite « CYCLADES », qui permettra d'allonger les campagnes des réacteurs de 900 MWe du palier CPO jusqu'à 18 mois.

### **Groupe permanent « laboratoires et usines »**

Par décision du 9 juillet 1999 de la ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement et du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, M. Pierre Chevallier a été nommé à la présidence du Groupe permanent « laboratoires et usines ». Il remplace M. Roland Muxart qui avait présidé les travaux du Groupe permanent pendant cinq ans.

### **Réunion de la CSPI de La Hague**

La Commission spéciale et permanente d'information de La Hague s'est réunie le 19 juillet. L'ordre du jour portait sur les transports terrestres et maritimes de combustible MOX (modalités, enjeux et risques).

### **Réunion de la CLI de SOMANU**

La Commission locale d'information de l'atelier de maintenance nucléaire s'est réunie le 6 juillet sous la présidence du sous-préfet d'Avesnes-sur-Helpe.

Lors de cette réunion, ont été évoqués :

- les modifications d'agencement de l'atelier ;
- les incidents de l'installation ;

- le traitement des déchets et les résultats des mesures dans l'environnement.

A l'issue de ces présentations, une visite de l'atelier a été effectuée par les membres de la Commission.

### **Réunion en préfecture de l'Aube**

Le représentant du préfet de l'Aube a réuni les services de l'Etat et les élus le 2 juillet dans le cadre de la préparation de l'exercice national de sécurité nucléaire prévu le 14 octobre avec la centrale de Nogent-sur-Seine. L'organisation de l'évacuation de la commune de La Saulsotte, prévue au cours de l'exercice, et les modalités de l'information préalable de la population concernée ont été en particulier examinées.

### **Réunions en préfecture des Ardennes**

Le représentant du préfet des Ardennes a réuni les 2 et 30 juillet le comité chargé du suivi des opérations de traitement préventif des circuits de refroidissement de la centrale de Chooz contre la prolifération en Meuse des amibes pathogènes.

Ce comité, qui rassemblait les représentants de la Direction départementale des affaires sanitaires et sociales des Ardennes, du Service de la navigation de l'Est, et de la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement de Champagne-Ardenne, a examiné les modalités présentées par EDF du traitement des circuits autorisé par un arrêté du préfet des Ardennes du 19 mai 1999, ainsi que les résultats de la surveillance des rejets en Meuse. Ce comité s'est prononcé favorablement à la poursuite des opérations de traitement, dans les conditions prescrites par l'arrêté précité et selon les recommandations du Conseil supérieur d'hygiène publique de France.

## ANDRA Siège

### **Décret du 3 août 1999 autorisant l'ANDRA à installer et exploiter un laboratoire souterrain sur le territoire de la commune de Bure (Meuse)**

Dans le cadre de la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs, l'ANDRA a été autorisée le 3 août 1999 par le Gouvernement à installer et exploiter un laboratoire souterrain sur le site de Bure dans la Meuse. La signature de ce décret fait suite aux décisions prises par le Gouvernement, le 9 décembre 1998, sur les questions nucléaires. Ce laboratoire souterrain est destiné à mener des recherches sur les formations géologiques profondes et notamment la formation argileuse du callovo-oxfordien.

### **Deux décrets complémentaires ont été signés le 3 août :**

- le décret 99-686 relatif au Comité local d'information et de suivi prévu par la loi n° 91-1381 ci-dessus mentionnée ; ce comité sera informé des objectifs du laboratoire, de la nature des travaux et des résultats obtenus et pourra être consulté sur toute question relative au laboratoire ayant des incidences sur l'environnement et le voisinage ;

- le décret 99-687 relatif à la concertation préalable au choix d'un ou plusieurs sites granitiques sur lesquels des travaux préliminaires à la réalisation d'un laboratoire souterrain pourraient être menés ; une mission collégiale de trois personnes sera désignée par arrêté ministériel.

## **Commissariat à l'énergie atomique**

### **Organisation de la sûreté et de la qualité au CEA**

Les Groupes permanents chargés des réacteurs et des usines s'étaient réunis le 5 mai pour examiner l'organisation de la sûreté et de la radioprotection mise en place par le CEA par rapport aux exigences de l'arrêté du 10 août 1984, le fonctionnement de cette organisation depuis 1993, et son efficacité par rapport aux objectifs de sûreté visés.

Par lettre du 13 août, la DSIN a pris acte des efforts de formation et de diffusion de la culture de sûreté réalisés depuis 1993 au sein du CEA, ainsi que du renforcement de l'organisation de sûreté : développement des compétences des INB et des départements en moyens d'analyse de sûreté, développement des moyens des Centres qui peuvent, à côté des cellules de sûreté, faire appel aux commissions de sûreté nouvellement créées, renforcement des moyens centraux de la Direction de la sûreté nucléaire et de la qualité.

Au delà de ce constat, il a été demandé des précisions sur les responsabilités, les fonctions réciproques, la répartition des moyens et les outils d'évaluation des acteurs des lignes d'action et des lignes de contrôle. Ont également fait l'objet de demandes d'amélioration des points particuliers liés à la conduite des projets, à l'indépendance des équipes de radioprotection des sites, à l'amélioration de la qualité d'exploitation de certaines installations de traitement de déchets et effluents ou d'installations mises à l'arrêt définitif.

### **Gestion des déchets radioactifs au CEA**

Les Groupes permanents chargés des déchets et des usines s'étaient réunis le 12 mai pour examiner les dossiers transmis à la demande de la DSIN sur la gestion des déchets radioactifs au CEA. Par lettre du 16 août, la DSIN a noté les efforts importants entrepris par le CEA depuis les années 1990 dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs. Des progrès significatifs ont été réalisés dans la gestion quotidienne des déchets produits dans les installations nucléaires de base (INB) du CEA, avec en particulier la généralisation du tri à la source. L'organisation générale de la gestion des déchets du CEA avait déjà été améliorée grâce à la création en 1992 de la Direction de la gestion des déchets (DGD). Le CEA développe également plusieurs projets d'installations modernes de gestion de déchets (à Saclay et à Cadarache).

La DSIN a indiqué au CEA que des améliorations pouvaient encore être apportées au niveau de l'inventaire, de la caractérisation et du choix de la filière de traitement de certains déchets. La DSIN considère également

que la planification du renouvellement des emballages de transport et le développement de nouveaux emballages doivent être améliorés, afin de rendre complètement opérationnelle la politique de regroupement géographique des moyens de traitement et d'entreposage de déchets. Le financement de toutes les opérations envisagées (reprise de déchets anciens, démantèlement et remplacement d'installations anciennes) doit également être suivi de près afin de ne pas générer de retard pouvant avoir des conséquences sur la sûreté.

En conclusion, la DSIN a demandé qu'une nouvelle impulsion soit donnée à la politique du CEA en matière de gestion de ses déchets radioactifs (y compris les combustibles irradiés et les sources usées ou sans emploi), avec une définition précise des objectifs et des moyens nécessaires, ainsi qu'une programmation rigoureuse des actions à engager, tenant explicitement compte des problèmes de sûreté, en particulier ceux souvent posés par les entreposages de déchets.

### **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).



# Relations internationales

## WENRA

L'Association des Autorités de sûreté d'Europe de l'Ouest (WENRA) s'est réunie en France les 7 et 8 Juillet sous la présidence du directeur de la sûreté des installations nucléaires. A cette occasion, les membres de WENRA ont défini les actions en vue de la révision du rapport de mars 1999 sur la sûreté nucléaire dans les pays candidats à l'Union européenne. Ils ont également examiné le travail accompli pour harmoniser leurs pratiques réglementaires dans le domaine des déchets, des réacteurs nucléaires et du transport des matières radioactives, et ont déterminé les actions futures dans ces domaines.

## Belgique

Lors de la réunion du groupe franco-belge de sûreté qui s'est tenue à Paris le 27 avril 1999, les deux délégations étaient convenues de coopérer de façon plus concrète dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs. Dans le cadre de cette coopération, une délégation de la DSIN s'est rendue sur le site belge de Mol le 30 août 1999 pour visiter le réacteur en démantèlement BR3, l'ancienne usine de retraitement et le laboratoire souterrain HADES. Le lendemain, une réunion de travail tenue à Bruxelles a permis de comparer les actions françaises et belges en matière de contrôle de la sûreté des opérations de gestion des déchets radioactifs.

## Suède

A l'occasion de la réunion WENRA des 7 et 8 juillet (voir ci-dessus), le directeur de la sûreté des installations nucléaires et M. Lars Högberg, son homologue suédois du SKI, ont signé un arrangement bilatéral de coopération.



M. Högberg, Directeur de SKI, et M. Lacoste expriment leur satisfaction lors de la signature de l'arrangement bilatéral entre les Autorités de sûreté suédoise et française

## Suisse

Le comité directeur franco-suisse s'est tenu les 1<sup>er</sup> et 2 juillet à Saint-Ursanne dans le Jura suisse, à proximité du laboratoire souterrain du Mont Terri. La délégation française était constituée de membres de l'IPSN, de l'OPRI et de la DSIN, cependant que la délégation helvétique comprenait des représentants de la DSN et de la CENAL. Après une présentation des faits marquants dans chaque pays, les points techniques ont donné lieu à des échanges très fructueux, en particulier sur l'éventuelle reprise des transports nucléaires en Suisse. Le compte rendu de l'exercice de crise de Fessenheim a permis de définir de meilleures procédures d'information réciproque.

## Inde

A la suite de la mission d'une délégation française qui s'était rendue en Inde en janvier dernier, le SGCISN a invité une délégation indienne en France du 5 au 8 juillet pour des sessions de travail auxquelles un représentant de la DSIN a participé. Des réunions techniques ont permis de définir les bases de la future coopération entre l'AERB et la DSIN qui se déroulera dans le cadre d'un arrangement signé à Paris le 29 juillet entre le directeur de la DSIN et le président de l'AERB.



Le Dr. P. Rama Rao, Président de l'Atomic Energy Regulatory Board, et M. Lacoste, lors de la signature de l'arrangement bilatéral entre les Autorités de sûreté indienne et française

## Grande-Bretagne

La réunion annuelle entre le directeur de la sûreté des installations nucléaires et son homologue britannique, le Chief Inspector du Health and Safety Executive, s'est tenue à Cherbourg du 18 au 20 juillet. Après avoir visité l'usine de retraitement de La Hague, ils ont dressé un bilan des actions passées de coopération et ont défini les actions futures, notamment dans le domaine de l'inspection.

# Le passage à l'an 2000 sur les installations nucléaires J - 100

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 le début de 1999, l'Autorité de sûreté, avec l'appui de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire, a suivi en temps réel les actions menées par les exploitants afin de maîtriser le passage à l'an 2000 et en particulier le déroulement des étapes de préparation des installations. A ce jour, l'Autorité de sûreté estime que les différents exploitants ont engagé des programmes qui devraient leur permettre d'être prêts dans des conditions satisfaisantes. Toutefois, l'Autorité de sûreté reste attentive à la réalisation complète de l'ensemble des actions nécessaires sur chaque installation.

## Le cas d'EDF

EDF s'est fixé l'objectif de recenser et de traiter tous les systèmes concernés par le passage à l'an 2000 sur ses réacteurs. Après le recensement, terminé depuis fin 1998, EDF a effectué les corrections des applications touchées par le problème du passage à l'an 2000. Fin septembre, la quasi totalité des corrections ont été installées sur les réacteurs. Il est à noter que le système de protection, qui

gère des fonctions essentielles pour la sûreté, n'est pas touché.

Par ailleurs, EDF a étudié des dispositions visant à prémunir ses centrales contre des erreurs résiduelles et contre des perturbations sur le réseau électrique. Les actions principales ont été présentées fin juin 1999 à l'Autorité de sûreté. Le dossier transmis par EDF fait l'objet d'un examen par l'Autorité de sûreté et son appui technique. Il en est de

même des modalités d'un renforcement des organisations de crise lors du passage à l'an 2000.

A la demande de la DSIN, le Groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires a effectué en septembre une revue de l'ensemble du dispositif correctif, préventif et défensif d'EDF. Le Groupe d'experts a constaté le bon avancement des corrections des systèmes informatiques dans les centrales. Dans le cadre du dispositif préventif, il a demandé à EDF d'anticiper, avant le 31 décembre

1999, le test périodique de la disponibilité de certains matériels de secours.

Afin de détecter d'éventuelles erreurs latentes après le 1<sup>er</sup> janvier 2000, les experts ont aussi demandé à EDF de préciser son organisation du retour d'expérience des premiers tests périodiques effectués après le 1<sup>er</sup> janvier 2000 sur certains systèmes auxiliaires.

Enfin, l'Autorité de sûreté suivra avec attention la mise en place, d'ici fin novembre 1999, des dispositions préventives et défensives sur chacune des centrales d'EDF.



### Le cas du CEA

Afin de préparer le passage à l'an 2000 et pour faire suite à la réunion du 30 mars 1999 sur le même sujet, une réunion a été tenue le 24 juin 1999 entre les représentants de la DSIN et de son appui technique l'IPSN, d'une part, et ceux du CEA, d'autre part.

Lors de cette réunion, l'exploitant a présenté l'avancement de son plan d'action en matière de passage à l'an 2000. Il a notamment fait le point sur les plans de sauvegarde élaborés au niveau de chaque INB du CEA.

Un échéancier de transmission à l'Autorité de sûreté des plans de sauvegarde a été dressé lors de chaque réunion. Fin juillet, sept installations, considérées comme les plus sensibles, ont transmis les documents demandés. Leur évaluation est en cours.

Le CEA s'est engagé à transmettre un dossier complet pour l'ensemble de ses installations au mois de septembre pour analyse.

### La préparation de l'Autorité de sûreté pour le passage à l'an 2000

Outre le contrôle des actions menées par les exploitants nucléaires pour identifier et corriger les problèmes que pourrait poser le passage à l'an 2000, l'Autorité de sûreté a évalué quelle pourrait être l'incidence de cet événement sur le bon fonctionnement de son organisation de crise, et préparé une organisation préventive en conséquence.

Ainsi, l'Autorité de sûreté a vérifié que les équipements de son centre de crise et les principaux réseaux de télécommunications utilisés ne seraient pas affectés par le passage à l'an 2000. L'IPSN a fait de même pour son centre technique de crise. Toutefois, il est prévu une organisation renforcée de l'Autorité de sûreté pour la nuit du 31 décembre 1999 au 1<sup>er</sup> janvier 2000, en raison des caractéristiques de cette période :

- il existe une concentration particulière du risque de perturbation des installations, et plus particulièrement des centrales

nucléaires dont le fonctionnement sera maintenu ;

- il s'agit d'une période de réveillon rendant plus difficile la mobilisation du personnel en cas de besoin ;

- l'activation, par l'exploitant d'une INB, du dispositif d'alerte de l'Autorité de sûreté peut être rendue plus délicate car ce dispositif s'appuie sur le réseau public de télécommunications, dont on ne peut pas assurer qu'il ne sera pas saturé au cours de cette période.

Pour tenir compte de ces particularités, la DSIN placera une équipe de permanence dans son centre de crise au cours de la nuit du 31 décembre 1999 au 1<sup>er</sup> janvier 2000. En plus du dispositif d'alerte normal, cette équipe pourra être jointe à tout moment grâce aux moyens de télécommunication spécialisés et dédiés qui la relie à tous les sites nucléaires. Ainsi, en cas de déclenchement par l'exploitant d'un plan d'urgence interne (provoqué par le bogue de l'an 2000 ou non), l'organisation de crise de la DSIN pourra être activée très rapidement. Il est par ailleurs prévu une équipe de relève disponible dès le début de matinée du 1<sup>er</sup> janvier 2000.

De la même façon, chaque Division des installations nucléaires (DIN) des DRIRE constituera une équipe placée en un lieu (déterminé au cas par cas selon les spécificités de chaque région) où elle pourra être jointe par des moyens de communication spécialisés qui ne risquent pas d'être perturbés.

L'IPSN, de son côté, placera une équipe dans son centre technique de crise, selon les mêmes principes que la DSIN.

Cette organisation particulière permettra d'assurer un contact permanent avec EDF qui prévoit une organisation spécifique à son siège et sur toutes les centrales nucléaires. Compte tenu du caractère inhabituel de cette organisation, EDF organise un exercice le 27 octobre 1999, auquel l'Autorité de sûreté et l'IPSN s'associent, afin de tester l'adéquation de cette organisation.



# Les systèmes informatiques dans l'industrie nucléaire

## Sommaire

- **Avant-propos : Maîtriser la complexité**  
par André-Claude Lacoste, Directeur de la sûreté des installations nucléaires – DSIN
- **Les codes de calcul : un support indispensable à la sûreté de la conception et de l'exploitation des réacteurs**  
par Thierry Nkoua, Chef du service d'études des réacteurs et de mathématiques appliquées, Direction des réacteurs nucléaires du CEA
- **Le développement de l'informatique sur les réacteurs à eau pressurisée**  
par François Poizat, Chef de la Division contrôle-commande – service études et projets techniques et nucléaires (SEPTEN)
- **L'« informatique industrielle », aide à l'exploitation du parc de réacteurs d'EDF**  
par Marie-Josèphe Auguères, Division contrôle-commande – service études et projets thermiques et nucléaires (SEPTEN)
- **L'homme et les moyens informatisés – L'expérience du pilotage informatisé sur le palier N4**  
par Jean-Michel Peyrouton, Chef du service contrôle-commande – Centre national d'équipement nucléaire EDF
- **La sûreté des logiciels dans les installations nucléaires**  
par Jean-Yves Henry, Adjoint au Chef du service d'analyse des matériels et des structures – Département d'évaluation de la sûreté – Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN)
- **Système centralisé de conduite des installations d'EURODIF-Production : un renouvellement complet**  
par Michel Taranger, Chef du service systèmes et réseaux d'information – EURODIF production
- **Le passage de l'an 2000 pour les installations d'EDF**  
par Pierre Hebeisen, Chef du projet An 2000 – Pôle industrie EDF
- **L'Agence de l'énergie nucléaire et l'an 2000**  
par Barry Kaufer, Division de la sûreté nucléaire – AEN/OCDE
- **La France s'est bien préparée**  
par Gérard Théry, Chargé de la mission pour le passage informatique à l'an 2000
- **L'informatique et les moyens de crise**  
par Bernard Reberca, Chef du groupe informatique, IPSN
- **Industries nucléaires et autres industries : convergence des besoins et des solutions**  
par Patrice Ferrault, Directeur d'activité, Euriware  
et Bruno Gauthier, Directeur technique – région Rhône-Alpes, Euriware
- **L'informatique dans la sécurité du transport à la RATP**  
par Francis Boschat, Responsable de l'unité ingénierie de certification et d'homologation, Département des équipements et systèmes électriques, RATP
- **Les systèmes informatiques dans le contrôle et le transport aérien**  
par Frédéric Boniol, Jack Foisseau, Michel Lemoine, Christel Seguin, ONERA – Toulouse, Département traitement de l'information et modélisation (DTIM), Département prospective et synthèse (DPRS)
- **L'interface homme-machine, un élément d'une modernisation humainement réussie**  
par François Rollinger, représentant CFDT au CSSIN

## Avant-propos

### Maîtriser la complexité

Le présent dossier de « Contrôle » traite des systèmes informatiques dans l'industrie nucléaire.

Dans la plupart des installations nucléaires, il est nécessaire de gérer en continu un nombre très élevé d'informations et d'actions de tous ordres, afin d'aider l'exploitant dans ses opérations de pilotage, de surveillance et de maintenance. Ces installations sont par ailleurs protégées par des automatismes destinés à lancer des ordres réflexes dans des délais très courts, afin de les maintenir en permanence dans des conditions de sûreté.

Par ailleurs, pour concevoir ces installations, il est indispensable de pouvoir approcher par des calculs, de la façon la plus fine possible, les comportements neutroniques, mécaniques ou thermohydrauliques.

Les calculs et les simulations sont enfin un élément essentiel de l'analyse de la sûreté.

Dans chacun de ces domaines, l'informatique est progressivement apparue comme une réponse à l'enjeu de la complexité. A chaque nouveau type d'installation, de nouvelles fonctions informatisées ont supplanté les systèmes analogiques. Dans les installations plus anciennes, l'informatique a fait irruption dans toutes les activités d'aide à l'exploitation.

Cette entrée dans l'ère de l'informatique, si elle offre la possibilité d'utiliser des moyens de surveillance, d'analyse, de gestion, sans précédent, nécessite un repositionnement de l'homme face aux processus complexes. Pour la sûreté nucléaire, c'est à la fois un défi permanent et une opportunité.

La vérification de la sûreté des systèmes les plus critiques est essentielle. Lors de la construction des générations successives de réacteurs dans le programme nucléaire d'EDF, l'Autorité de sûreté a, par exemple, examiné en détail les innovations technologiques proposées dans le pilotage des réacteurs. Dès le début des années 80, l'Autorité de sûreté a ainsi approuvé la mise en place par EDF, sur les réacteurs de 1300 MWe, d'un système de

protection numérique. L'Autorité de sûreté engage aujourd'hui l'examen des rénovations du contrôle-commande sur les installations existantes.

Afin d'exploiter les années d'expérience acquise, l'Autorité de sûreté développe actuellement, avec son appui technique l'IPSN, une règle fondamentale de sûreté sur les logiciels de sûreté des réacteurs, dont l'objectif est de préciser les principes et les exigences associés aux logiciels utilisés dans des applications liées à la sûreté des installations.

Les aspects humains liés à la mise en œuvre des systèmes informatiques font l'objet d'une attention particulière. Ainsi, lors de la conception du palier N4, l'Autorité de sûreté a examiné la conception de la première salle de commande complètement informatisée d'un réacteur nucléaire et les aspects liés au comportement humain dans cet environnement nouveau. L'Autorité de sûreté suit aujourd'hui de près le retour d'expérience des premières années d'exploitation de ces nouveaux moyens. Mais elle est attentive également à l'impact que pourraient avoir, sur la sûreté des installations nucléaires, des moyens informatiques, annexes mais omniprésents, d'aide aux activités des équipes.

Enfin, un défi informatique aura marqué la fin de cette décennie : le problème du passage à l'an 2000. L'Autorité de sûreté a cherché à engager très vite les actions nécessaires pour acquérir les garanties qu'elle jugeait indispensables pour la sûreté des installations.

L'Autorité de sûreté attache une importance toute particulière aux dispositions qui sont prises, vis-à-vis des mêmes enjeux, dans les autres secteurs industriels, tels que le transport ferroviaire et aérien, ainsi que par ses homologues du secteur nucléaire au niveau international.

Ce dossier de « Contrôle » vise à présenter des réactions d'exploitants, d'organismes de recherche, d'organismes de contrôle, d'instances internationales, de membres des pouvoirs publics face à ces enjeux.



foule, on peut soit compter les individus un par un (précision maximale mais réponse lente), soit évaluer sa surface et la multiplier par une densité moyenne (précision plus faible mais réponse rapide). L'un des rôles des physiciens est de définir ces modèles et d'en évaluer la précision.

$$\frac{1}{v} \frac{\partial \phi}{\partial t} + \Omega \nabla \phi + \Sigma \phi = S(\phi)$$

Illustration 3. Equation simplifiée de la neutronique

Cette première étape de la modélisation est insuffisante pour aboutir à des calculs : il est impossible d'exhiber la solution des équations obtenues.

...des numériciens...

On fait appel aux mathématiques, en particulier à l'analyse numérique, qui permettent de transformer ces équations de manière « digérable » par des ordinateurs. En simplifiant à l'extrême, disons qu'une méthode numérique va permettre de calculer une solution approchée des équations en un nombre fini de points (illustration 4). C'est le métier des numériciens de mettre au point ces méthodes dont le degré d'approximation doit être maîtrisé, contrôlé et potentiellement infini. Pour une équation donnée, il existe plusieurs méthodes, de précision et de temps de calcul différents.

...des informaticiens...

Il faut à présent programmer sur des ordinateurs parmi les plus puissants (illustration 5),

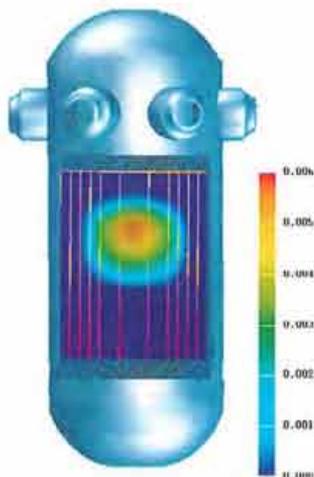


Illustration 4. Calcul de taux de vide (code FLUCA)



Illustration 5. Ordinateur Fujitsu VPP300

non seulement les méthodes numériques, mais la représentation des objets (cœur de réacteur, avion...) et les interfaces homme machine en entrée et en sortie. Naturellement, de nouvelles approximations sont introduites, puisque les ordinateurs ne travaillent qu'avec un nombre fini de décimales et que la simple addition de deux nombres n'est faite qu'à la précision de la machine près ! On est arrivé au produit livrable : le code de calcul. L'augmentation régulière de la puissance des ordinateurs, jamais démentie depuis 50 ans, à travers les architectures vectorielles, superscalaires, massivement parallèles, et dernièrement Multi processeur symétrique (SMP) a permis, au même titre que les autres disciplines, un progrès continu de la simulation numérique.

...des expérimentateurs...

Il est important de noter que la validation du système informatique ainsi conçu (la vérification que ce qui est programmé est conforme à ce qui a été prévu) va bien au delà de la recherche de *bugs* (erreurs de programmation). La mise en évidence de biais peut en effet provenir de chacune des phases précédentes : modélisation, méthode numérique,



Illustration 6. Réacteur expérimental EOLE

erreurs d'arrondis. Le travail est donc loin d'être achevé : il faut valider et qualifier ce code de calcul, étape tout aussi importante que les précédentes. Par des expérimentations globales ou analytiques (illustration 6), on valide la capacité du code à restituer les phénomènes physiques et on détermine le domaine de validité du code.

Les codes de calcul utilisent des données physiques de base (sections efficaces, équations d'état, lois de comportement, corrélations, etc.) qui sont aussi l'objet de modélisations, d'expérimentations et d'une qualification, et dont la pertinence est tout aussi capitale.

### Des codes de calcul, pour quoi faire ?

Modéliser un phénomène et faire un calcul requièrent donc le choix d'un niveau de représentation pour chaque maillon de cette chaîne : géométrie, modèle physique, équations, méthodes numériques, données de base et ordinateurs. Il est aussi essentiel de maîtriser le domaine de validité du code. Passer un calcul n'est pas un acte si anodin qu'il en a l'air ! L'utilisateur, sans être un spécialiste de tous les domaines précédents, doit néanmoins les maîtriser suffisamment pour pouvoir porter un regard critique sur les résultats dont il va se servir... dans le monde réel !

Les codes de calcul ainsi développés sont des outils puissants. Ils sont devenus partie intégrante des méthodes de conception et d'exploitation des réacteurs, jusqu'au démantèlement. Ils sont utilisés par tous les acteurs du nucléaire dans le monde : les concepteurs de réacteurs et de combustibles, les exploitants, les organismes de radioprotection, les autorités de sûreté, les organismes de recherche. Ils ont un rôle à jouer à chaque étape de la défense en profondeur de nos installations nucléaires :

- lors de la conception, les codes servent à asseoir le bien-fondé des concepts retenus pour s'assurer d'un dimensionnement correct, aussi bien dans les situations normales que perturbées ; ils aident à définir les défenses en cas de défaillance du système : barrières de confinement, terme source, recombinaison d'hydrogène... ;
- pendant le suivi du fonctionnement, ils participent à la détermination de l'état du système, à l'anticipation de son évolution et à la détection d'anomalies ou de défaillances ;

– enfin, dans le domaine des études d'accidents, ils aident à la mise au point des moyens permettant la limitation des conséquences d'une défaillance : coefficients de transfert et de dilution du terme source, calculs d'activité dans des zones données...

### Exemples, domaines d'utilisation

Les codes de protection contre les rayonnements de toute nature (neutrons, gamma, particules chargées) permettent de calculer les débits de dose à longue distance. Dans ce domaine, le CEA a développé, avec le soutien des partenaires EDF et Framatome, le système de codes PROMETHEE, basé sur les codes TRI-POLI (Monte-Carlo) MERCURE (atténuation) et SN1D (ordonnées discrètes), ainsi que DARWIN/PEPIN2 pour la détermination des sources de rayonnements issues des phénomènes de radioactivité. Ces codes sont largement utilisés dans l'industrie nucléaire française. Ils permettent de dimensionner les systèmes de protection radiologique des installations ou des conteneurs de transport de matière nucléaire. La qualification de ces codes repose pour une part importante sur des expériences repères (benchmarks) qui ont été menées dans différents laboratoires à travers le monde, et dont les résultats sont mis à la disposition de la communauté internationale. Elle s'appuie également sur le retour d'expérience du parc nucléaire français, comme l'illustre l'analyse comparative des résultats issus des codes de propagation des rayonnements et des mesures dosimétriques effectuées dans le cadre du programme de surveillance des cuves des réacteurs à eau sous pression.

En ce qui concerne le calcul des cœurs de réacteurs à eau, soutenu par EDF et Framatome, le CEA a réalisé un système de codes, SAPHYR, basé sur APOLLO 2 pour la neutronique microscopique des assemblages, CRONOS 2 pour la neutronique du cœur, FLICA 4 pour la thermohydraulique du cœur, et PEPIN 2 pour l'évolution isotopique. Ces codes sont couplés (on calcule simultanément la neutronique, l'évolution isotopique et la thermohydraulique du cœur), ce qui constitue l'une des modélisations les plus avancées qui existent aujourd'hui. L'installation AGATE qui mesure les composantes axiales et transverses d'un fluide, ainsi que GRAZIELLA qui permet d'étudier la thermique

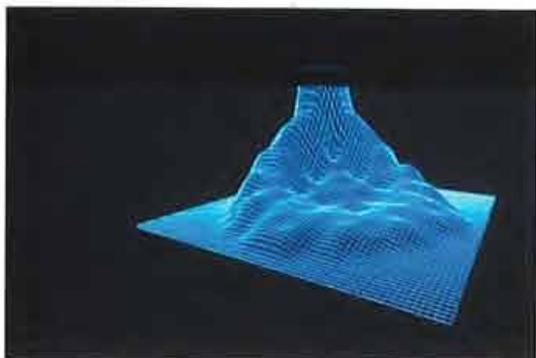


Illustration 7. Distribution de puissance en situation accidentelle (Code CRONOS)

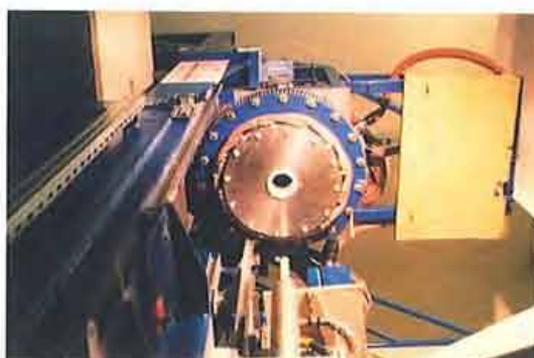


Illustration 8. VULCANO

des assemblages, participent à la qualification de FLICA. En ce qui concerne la neutronique, la qualification d'APOLLO s'effectue sur les réacteurs expérimentaux du CEA (MINERVE, EOLE...) où sont reconstitués des parties de réacteurs de puissance, et dans lesquels différentes mesures importantes pour le fonctionnement du réacteur (réactivité par exemple) sont effectuées.

Pour la neutronique des réacteurs rapides, le CEA a développé le système de code ERANOS dont la qualification s'est effectuée sur le réacteur expérimental Masurca.

Dans le domaine de la mécanique (chute d'objets sur des tuyauteries, perforation de béton, enceintes...) le code CASTEM 2000 permet de traiter des problèmes d'élasticité linéaire en statique et dynamique, des problèmes non linéaires (élasto-visco-plasticité), la rupture... L'installation TAMARIS (tables vibrantes) et RESEDA (essais dynamiques et statiques) participent à la qualification de CASTEM.

Le comportement thermo-mécanique des combustibles est modélisé au sein du code METEORE qui calcule notamment les interactions combustible-gaine.

Enfin, dans le domaine de la sûreté, le code CATHARE, développé par le CEA pour EDF, Framatome et IPSN, traite de la thermohydraulique à l'échelle du système. Ce code largement utilisé à travers le monde permet de mener à bien les évaluations de sûreté des réacteurs à eau pressurisée. Le programme de validation expérimentale de CATHARE a été systématique et progressif, depuis les modèles élémentaires, jusqu'au retour d'expérience sur les réacteurs, français et étrangers. Parmi les nombreux moyens expéri-

mentaux utilisés pour cette validation, citons la célèbre boucle système BETHSY, et les installations plus analytiques OMEGA, MHYRESA et COTURNE.

Les codes TOLBIAC et THEMA calculent la convection naturelle, la physico-chimie et l'étalement du corium, en cas d'accident grave (certes très improbable) conduisant à la fusion du cœur. Le système expérimental CORINE simule l'étalement et la solidification de matériaux dans des conditions expérimentales non contraignantes, mais transposables. VULCANO permet le même type d'expériences dans des conditions réalistes de matériaux et température.

### Conclusions

Le Calcul Scientifique est clairement un outil au service de l'industrie et de la recherche. Il est remarquable de noter le rôle fédérateur que joue cette discipline à travers la diversité des sciences et techniques du nucléaire et des acteurs en présence : industriels, exploitants, chercheurs, théoriciens, expérimentateurs. Le Calcul Scientifique autorise une réelle synergie dirigée vers la résolution d'un problème concret d'intérêt commun et se situe à l'intersection de plusieurs points d'intérêt : besoin de résultats de l'industriel, besoin de savoir des théoriciens, besoin d'avancer des chercheurs. Le lien qu'il assure entre monde réel et théories est absolument essentiel.

Le rôle joué par le Calcul Scientifique a toutes les raisons de s'amplifier dans les années à venir : il est à la fois source de progrès technique et économique, et réceptacle des progrès accomplis dans l'ensemble des autres disciplines scientifiques.

# Le développement de l'informatique sur les réacteurs à eau pressurisée

par **François Poizat**, Chef de la division contrôle-commande - service études et projets techniques et nucléaires (SEPTEN)

La seconde moitié du siècle qui s'achève a été marquée, sur les plans scientifique et industriel, par l'arrivée à maturité de deux nouvelles technologies : l'énergie nucléaire d'une part, l'informatique d'autre part. L'industrie électronucléaire n'est évidemment pas restée à l'écart de la fantastique évolution technologique représentée par l'apparition des premiers ordinateurs, après guerre, et, depuis lors, par la prolifération des systèmes numériques dans toutes les activités humaines : conception des installations, production des équipements, automatismes et sécurités des procédés industriels, communications, gestion des projets et exploitation des installations, plus rien ne se fait sans informatique.

## Les années 70 : de Fessenheim 1 à Chinon B4 (paliers 900 MW CP0, CP1 et CP2)

Pour autant, les premières centrales nucléaires n'adoptèrent pas d'emblée la technologie numérique. Il faut dire qu'EDF avait été échaudée par quelques expériences malheureuses, notamment la tentative de relayage statique de la centrale thermique de Montereau dans les années 60, ou les nombreuses innovations (sans doute prématurées) de la centrale solaire de Targasonne dans les années 70<sup>1</sup>.

Aussi les premières tranches françaises REP ne firent-elles aucun appel à l'informatique, du moins pour ce qui concerne le contrôle du procédé physique (fission et conversion en électricité) assuré par les niveaux 0 à 2<sup>2</sup>. De fait :

– l'instrumentation du process (le « niveau 0 ») utilise des capteurs (mesures et surveillance)

et des actionneurs (pompes et électrovannes) de technologie conventionnelle ;

– le « niveau 1 » se répartit entre l'automatisme par actions en tout ou rien (et, en premier lieu, les protections du réacteur et du groupe turbo-alternateur) d'une part, les régulations du réacteur et de la turbine (pour assurer l'adéquation de la puissance produite à la puissance appelée par le réseau) d'autre part : l'automatisme est assuré par du relayage électromagnétique, tandis que les armoires de régulation sont en technologie dite analogique (8720 ou 9020 de Control-Bailey, REC 70 d'Alsthom notamment) ;

– la salle de commande (« niveau 2 ») met à disposition des opérateurs des enregistreurs-papier et des indicateurs galvanométriques pour le suivi, des verrines clignotantes et des klaxons pour les alarmes, des touches de choix, des boutons poussoirs (les fameux tourner-pousser lumineux) et des potentiomètres (RCM, RPC) pour les commandes, le tout sur des pupitres conventionnels.

Seule percée, l'ancien consignateur d'états, outil indispensable à l'analyse rétroactive de tout incident d'exploitation, fit son apparition en salle de commande sous la forme informatisée et améliorée<sup>3</sup> du traitement centralisé de l'information. Fourni par des SSII spécialisées dans le domaine de l'énergie, ce TCI ne participe à la conduite en temps réel de la tranche que par la différenciation des alarmes regroupées sous une même verrine. Il est donc à la frontière avec le « niveau 3 »<sup>4</sup>.

Ce dernier niveau<sup>5</sup>, qui regroupe les systèmes de traitement de l'information en « temps contraint », n'est pas soumis aux exi-

1. Mais les tranches UNGG avaient tout de même été dotées de calculateurs de pilotage...

2. Rappelons-nous que la licence Westinghouse des PWR ne laissait aucune place aux automatismes (et que cette philosophie, outre-Atlantique, a d'ailleurs peu évolué).

3. Les historiques, les diagrammes... n'existaient pas dans les consignateurs d'état.

4. De fait nos collègues exploitants le classent en niveau 2.

5. Distinct du foisonnant domaine de la bureautique : ce sont plusieurs centaines d'applications, la plupart étant locales, mais toutes déconnectées du process (« niveau 4 » ?).

gences d'exploitation et de sûreté qui régissent le temps réel. C'est sans doute pourquoi ces systèmes ont été, dès les premières tranches 900 MW, propices à des expériences d'informatisation (aide informatique aux consignations, comptabilisation des situations, suivi de réseau, surveillance de l'environnement...).

**Irruption des automates dans le process : Controbloc, SPIN..., KIC**

La souplesse offerte par l'informatique n'a pas longtemps laissé indifférents les concepteurs français (dont CEA et Framatome) de systèmes de contrôle-commande. Deux raisons :

– le souci d'améliorer la connaissance des paramètres physiques, et donc les conditions d'exploitation (en particulier pour accroître les marges de fonctionnement des réacteurs). D'où le développement, par Merlin-Gerin (futur Schneider-Electric), du premier Système de Protection Intégré Numérique (SPIN), à base de microprocesseurs Motorola 6800. Cependant on doit souligner l'audace des industriels, et d'EDF, qui développèrent progressivement, mais par eux-mêmes, toute

la panoplie des systèmes numériques de contrôle-commande requis par leurs process, que ce soit pour la logique des systèmes dits auxiliaires (CGEE-Alsthom créa pour ce faire la gamme d'automates programmables Controbloc) ou pour les chaînes de régulation (Micro-Z et  $\mu$ REC du palier 1300 MW) ;

– l'accident de TMI, ayant mis en exergue les aspects sûreté et facteur humain, fut le déclic du programme 53C aboutissant au concept N4 (voir article particulier sur ce sujet dans le présent dossier). L'informatisation totale, y compris des procédures de conduite, fait de Chooz B et Civaux les figures de proue des tranches informatisées <sup>6</sup>.

De façon très sommaire, le tableau ci-joint résume et illustre cette évolution, selon deux axes « temporels » : l'histoire (les paliers) et la rapidité de traitement des données (les niveaux).

6. Deux termes de comparaison habituels :  
 – le contrôle-commande du PWR anglais de Sizewell B, réalisé par Westinghouse (informations de surveillance informatisées mais commandes classiques) ;  
 – les salles de commande 6 et 7 des BWR de Kashiwazaki (TEPCO) sont informatisées, à l'exception toutefois des systèmes de sûreté. Citons aussi les VVER « occidentalisés » et partiellement informatisés de Mochovce (Slovaquie) et, dans quelques années, de Temelin (République Tchèque).

Paliers : Niveaux :	CP0/CP1/CP2 34 tranches 900 MW	P4 20 tranches 1300 MW	P'4	N4 4 tranches 1450 MW
Niveau 0				
instrumentation	techn. conventionnelle	techn. conventionnelle		techn. conventionnelle
Niveau 1				
régulation de tranche	électronique analogique	analogique	Micro-Z	Contronic-E (H & B)
régulation et protection groupe turbo-alternateur (GTA)	REC-70 (Alsthom)	REC-70	$\mu$ REC	$\mu$ REC (Alsthom)
protection réacteur	relais électromagnétiques	SPIN (Merlin-Gerin)		SPIN (Schneider-Electric)
automatismes	relais électromagnétiques	Controbloc (CGEE-Alst.)		Contronic-E (H & B)
Niveau 2	Salle de commande conventionnelle (titulaires IEG)			KIC (Sema-Group) :
suivi	enregistreurs/ indicateurs/verrines	enregistreurs/ indicateurs/verrines		images sur écran
commandes	Touches, TPL, RCM...	Touches, TPL, RCM...		images interactives
procédures	manuelles	manuelles		informatisées
Niveau 3				
enregistrement des paramètres d'état	KIT-KPS (Sema-Group)	TCI (Sema-Group)		<i>fonctionnalités intégrées au KIC ci-dessus</i>
autres systèmes	nombreuses applications numériques			

## Tendances actuelles

Les premières rénovations de contrôle-commande visent toutes son informatisation, au moins partielle. De tels projets existent notamment en Suède, Suisse, Belgique, certains systèmes frappés d'obsolescence devant être remplacés par des systèmes numériques<sup>7</sup>. De ce fait, ce thème donne lieu à une intense activité normative (suivie par l'AIEA et la Commission électrotechnique internationale).

En France, deux projets ont rassemblé les réflexions sur une éventuelle Rénovation du Contrôle-Commande (R2C) des tranches conventionnelles :

– pour le 900 MW, le projet R2C n'a abouti qu'à deux modifications, limitées aux tranches les plus anciennes de Fessenheim et Bugey (CP0). Il s'agit d'une part de la régulation de niveau des générateurs de vapeur (refaite à base de P320 d'Alstom), d'autre part du système de mesure de flux et de protection nucléaire (système RPN) qui inaugurerà la nouvelle ligne de produits SPINLINE 3 de Schneider-Electric. Comme on le voit, la prudence économique l'emporte sur l'innovation dès lors que la pérennité des vieux systèmes à relais n'est pas menacée ;

– pour le 1300 MW, le programme ACCORD ne semble pas non plus déboucher sur des décisions spectaculaires : tout au plus songe-t-on à définir des solutions de rechange (ou réparation) pour telle ou telle carte réputée fragile du Controbloc, ou à remplacer le TCI, dont la maintenance devient dispendieuse, par un système de supervision du commerce.

D'autres évolutions sont perceptibles, que les exploitants comme EDF pourront difficilement esquiver. La plupart des équipements sont maintenant pourvus, d'origine, de composants numériques dont les fonctionnalités profitent à une tierce clientèle. C'est le cas, notamment, des capteurs intelligents pour

7. A noter aussi des projets de rénovation de VVER à Paks (Hongrie) et Kozloduy (Bulgarie).

lesquels on paye un supplément pour les munir d'une sortie analogique en 4-20 mA<sup>8</sup>. Il en est déjà de même des cellules de disjoncteurs ou contacteurs des tableaux électriques. De plus, l'informatique grand public (Windows NT, Pentium...) continue son expansion et menace le champ des ordinateurs haut de gamme tels que les stations de travail sous UNIX : il en résulte que les applications informatiques s'appuie(ro)nt de plus en plus sur des « boîtes noires » du commerce (COTS, ou *Commercial Off-The-Shelf*, comme disent les Anglo-Saxons).

## La recherche de rentabilité...

... à laquelle le nucléaire n'échappe pas, dicte à EDF le recours à des solutions non spécifiques. Cette option est irréversible. Mais elle recèle une redoutable contradiction, quasi structurelle : l'informatique étant, de loin, l'industrie la plus opaque et la moins pérenne, comment, avec les produits du marché, concilier exigences de sûreté (et donc démonstration de sûreté de fonctionnement, ce qui implique l'accès libre à toute documentation) et durée de vie (qui fonde le retour sur investissement mais suppose le maintien des compétences, notamment en logiciel) ? Ces deux exigences sont inhérentes au process nucléaire et donc à son contrôle-commande associé.

Il est loin le temps (béni des ingénieurs !) où les ambitions d'EDF allaient au-delà de l'offre du marché, où il lui incombait de pousser résolument la R&D en absence de demande des autres secteurs, et où elle faisait du sur-mesure, quitte à se trouver à l'étroit quelques fois ! Mais de la réduction de cette contradiction dépendra la survie du nucléaire, car on ne saurait plus doter celui-ci d'un contrôle-commande d'une technologie dépassée.

8. Il est clair que l'ère des composants électroniques s'achève, alors que celle des relais (nécessaires pour l'amplification de puissance et l'isolement galvanique) n'est pas menacée à court terme.

# L'« informatique industrielle », aide à l'exploitation du parc de réacteurs d'EDF

par Madame Marie-Josèphe Auguères, Division contrôle-commande – Service études et projets thermiques et nucléaires (SEPTEN)

## 1. Introduction

Dans son acception EDF, l'« informatique industrielle » regroupe l'ensemble des systèmes informatiques qui acquièrent et traitent *en temps contraint* des informations issues des installations industrielles, directement ou par l'intermédiaire d'un autre système, dans le but d'assister l'homme dans les activités de conduite et de surveillance des installations.

Dans les installations nucléaires, le domaine de l'informatique industrielle couvre principalement les systèmes qui assurent la supervision, la configuration, l'aide à la conduite\*, à la maintenance et au suivi des installations. Sont exclus de cette classification arbitraire les systèmes qui appartiennent aux domaines des automatismes, régulations, traitements et/ou conditionnement des signaux *en temps réel*, de l'informatique de gestion, de la protection des sites et, a fortiori, les outils d'ingénierie (dont l'informatique scientifique).

## 2. Description sommaire des principales applications d'informatique industrielle communes à tout le parc REP

Certains systèmes d'informatique industrielle, composés de calculateurs de supervision, présentent une interface homme-machine en salle de commande ; d'autres sont implantés sur des machines dédiées, dans des locaux spécifiques.

Ils peuvent être :

– soit raccordés au Réseau Local Industriel, de tranche ou de site : ils échangent et/ou partagent des données acquises et stockées par d'autres et sont donc capables de communiquer par échange de messages selon un protocole applicatif ;

– soit non raccordés audit réseau : ils n'échangent pas d'informations avec d'autres logiciels ou applications.

On peut aussi considérer ces systèmes selon 3 familles :

- systèmes ou applications utilisés en aide à la conduite ;
- systèmes ou applications utilisés en essais, en tests ou en surveillance ;
- systèmes ou applications utilisés en maintenance.

### 2.1. Systèmes ou applications utilisés en aide à la conduite

Nota : quelques sigles « usuels » sont donnés à titre indicatif.

– Traitement centralisé de l'information (KIT) : à partir des acquisitions d'informations « tout ou rien » ou analogiques en provenance du process, il présente des moyens d'analyse privilégiée de la tranche. C'est aussi le principal outil de surveillance de la plupart des machines tournantes et le complément indispensable aux alarmes sur verrines de la salle de commande (paliers 900 et 1300 MW).

– Serveur graphique banalisé (KGB) : son rôle principal est d'être un serveur de données et de visualisation temps réel pour les applications qui sont raccordées au réseau local. Il permet ainsi de minimiser et de fédérer les interfaces opérateurs en salle de commande.

– Calculateur d'interface avec le réseau de transport THT (KZR) : il recueille les données de fonctionnement de la tranche et élabore les informations – calcul de marges – qui seront transmises aux dispatchings. Il reçoit les consignes en provenance des dispatchings (niveau de tension et de télé réglage) et permet également une aide au pilotage de la tranche (positionnement du limiteur turbine).

(\*) Pour le palier N4, le même système va au-delà de l'aide et assure également la conduite

– Concentrateur météo : il a pour but de mettre à la disposition des équipes nationales de crise des informations relevées par des ensembles de capteurs météorologiques et radiométriques placés aux abords des sites nucléaires.

– Gestion de l'environnement et des effluents (KGE) : il reçoit des informations en provenance du traitement centralisé de l'information ou du concentrateur météo. Il fournit des informations sur les conséquences des rejets sur l'environnement à partir de mesures météorologiques et de mesures de doses acquises en continu ou saisies. Les résultats produits sont présentés de manière synthétique sous forme de cartes ou de messages environnement. Il peut être utilisé en réel, en exercice ou en simulation.

– Panneau de sûreté (KPS du palier 900 MW) : il met à la disposition des opérateurs un ensemble d'informations hiérarchisées et synthétiques, dans le but d'aider au diagnostic d'un accident ou incident et de conduire au mieux l'installation dans un état sûr.

– Gestion des régimes d'essais et des consignations (AIC ou, dans sa version N4, KAC) : il fournit une aide informatique pour la préparation des régimes d'essais et de travaux. Il accède à la base de données du système de conduite informatisée (N4) pour renseigner les fonctions suivantes : mise en marche, condamnation de matériels, lignages...

### 2.2. Systèmes ou applications utilisés en essais ou en surveillance

– Poste d'essais (SAPEC) : il est constitué par l'ensemble du matériel d'acquisition et de traitement disponible pour le contrôle économique de fonctionnement. Il permet l'automatisation du déroulement des essais, l'acquisition, le traitement, l'analyse, la gestion et l'archivage des données d'essais. Il permet en outre de réaliser le bilan thermique de la tranche à 100 %  $P_n$ .

– Comptabilisation des situations (SYSFAC) : ce système informatique aide à la comptabilisation des situations conformément à la réglementation des appareils à pression. Il a également pour mission la surveillance du vieillissement de certains circuits liés à la chaudière et l'aide à la définition du programme d'inspection en service.

– Poste de surveillance et d'aide au diagnostic (KSD) : il a pour objectif de rassembler et de traiter les fonctions de surveillance sur les

équipements principaux : groupe turboalternateur, pompes et circuit primaires. Il assure la prévention des risques majeurs sur les machines surveillées, la détection précoce des anomalies et l'analyse des incidents.

### 2.3. Systèmes ou applications utilisés en maintenance

On citera les applications permettant le contrôle des robinets à motorisation électrique pour détecter l'apparition de défauts avant la défaillance du matériel (SAMIR 900 ou VOTES 1300) ou la réalisation de campagnes de mesures vibratoires sur les machines tournantes dans le cadre de la maintenance conditionnelle de ces machines (GALILEE).

## 3. Evolutions et perspectives d'avenir

La multiplicité des fonctions et des matériels associés engendre des contraintes particulièrement au niveau de la maintenance des applications informatiques elles-mêmes.

Les évolutions en cours tendent à mieux structurer les informations, à regrouper les fonctions par lots en construisant un ensemble plus modulaire et à en assurer la pérennité.

### 3.1. Gestion de données

Un nouveau processus de gestion de données est en phase de développement afin de garantir la conformité à l'état de la tranche des applications de l'informatique industrielle et de maîtriser la cohérence entre les bases de données des différentes applications.

La mise en place d'une structure d'accueil nationale et locale doit permettre l'intégration de la gestion de données des systèmes en cours de déploiement puis la mise à niveau de la gestion de données des systèmes existants.

Les objectifs principaux sont les suivants :

– gain dû à la centralisation (généralisation des données d'une tranche à un palier, possibilité d'interrogations et de comparaisons inter-tranches...);

– amélioration de la qualité des données produites (asservissement des modifications de données à des demandes identifiées, production automatique de la documentation nécessaire, contrôle de la conformité de la réalisation à la description des données...).

### 3.2. *Maintien en conditions opérationnelles*

Il vise à assurer la pérennité des systèmes sur une longue période, qui peut être la durée de vie du procédé, avec une disponibilité maximale. Pour ce faire, EDF met en place les moyens pour conserver la maîtrise technique du système global par la maîtrise des données et des algorithmes, la validation des solutions techniques, le pilotage des évolutions fonctionnelles, la veille technologique et industrielle...

### 3.3. *Evolution de l'architecture*

L'unicité d'une base de données temps réel et des écrans en salle de commande est un bon choix technique. Cependant, un nouveau besoin consistant en la mise à disposition de données du process vers des applications « légères » de type bureautique apparaît.

Du point de vue réseau local, les évolutions rapides des technologies tendent à rendre le protocole utilisé « obsolète » et à faire migrer les applications vers un protocole plus fédérateur (évolution des protocoles OSI vers le protocole TCP/IP).

Compte tenu de l'obsolescence des matériels de plus en plus rapide, la tendance n'est plus au regroupement de différentes applications dans un « gros » système mais à un lotissement, plus flexible.

### 3.4. *Choix des matériels et logiciels*

Lors de la mise en service des applications d'informatique industrielle dans les années

80/90, il n'existait pas (ou peu) de logiciels du commerce répondant aux spécifications EDF. Les applications ont donc été développées sur mesure, ce qui présente l'avantage de répondre aux besoins des différents métiers. Cependant, le temps et le coût de développement de ces applications, la difficulté de maîtrise par EDF des « briques logicielles propriétés des SSII », tendent à remettre ce choix en question et à orienter EDF vers l'utilisation de produits logiciels « du marché », sans adjonction de spécifications propres.

Pour ce qui concerne le choix des matériels, la tendance est de ne plus choisir le type de matériel dans la phase de prototypage, mais d'attendre l'industrialisation, afin de limiter les risques d'obsolescence pendant le développement même du projet.

## 4. Conclusion

L'apport de l'informatique industrielle dans les centrales nucléaires est incontestable, en tant qu'outils d'aide à la conduite, à la maintenance ou aux essais. Cependant, les évolutions technologiques très rapides et la multiplicité des applications conduisent EDF à faire évoluer l'architecture dans le sens d'une meilleure maîtrise, avec pour axes stratégiques le choix de standards du marché, le souci de pérennité, l'ouverture à la bureautique et la modularité.

# L'homme et les moyens informatisés – L'expérience du pilotage informatisé sur le palier N4

par Jean-Michel Peyrouton, Chef du service contrôle-commande  
– Centre national d'équipement nucléaire EDF



Vue d'ensemble de la salle de commande du palier N4

## Pourquoi une nouvelle salle de commande sur les tranches N4 ?

1979 : cette année-là, la centrale de Three Mile Island connaît un accident grave qui met en évidence l'importance du facteur humain dans la conduite des tranches et les limites des systèmes conventionnels de pilotage. L'accident ne résulte pas seulement d'une erreur de l'opérateur mais d'une information insuffisamment validée qui va à son tour induire une succession de comportements humains erronés.

Tirant les enseignements de cet accident, EDF engage le développement de la salle de commande de son nouveau palier N4, avec

comme objectif essentiel de renforcer la sûreté des tranches en offrant à tout instant aux opérateurs une image la plus claire et la plus précise possible sur la situation de la tranche. Cet objectif principal se décline, entre autres, selon les quatre axes suivants :

- optimisation de la disposition des moyens de conduite en salle de commande ;
- réduction du nombre d'informations présentées à l'opérateur et amélioration de leur pertinence et de leur validation ;
- développement du traitement d'alarmes en vue de faciliter l'interprétation et d'assurer la cohérence avec la situation d'exploitation ;

- intégration des procédures de conduite normales et accidentelles dans les postes de conduite.

### **Une disposition de la salle de commande optimisée, rassemblant des moyens de conduite puissants et diversifiés**

La salle de commande du palier N4 résultant de ces développements est une salle de commande entièrement repensée.

Le moyen principal de conduite est constitué de quatre postes informatiques identiques. Deux postes sont suffisants aux opérateurs pour assurer la conduite de l'installation en toutes situations (normale ou accidentelle). Les deux autres, en mode surveillance, sont dédiés aux superviseurs. Par l'intermédiaire des postes de conduite, l'opérateur peut accéder rapidement à toutes les informations et commandes nécessaires. A la différence des salles de commande conventionnelles, il n'a pas à se déplacer pour passer des commandes ou pour rechercher dans des armoires des documents lui indiquant les procédures à suivre.

Pour permettre à l'équipe de conduite d'avoir une vision globale et rapide de la situation de la tranche, un synoptique mural de grandes dimensions, et dont les éléments sont lisibles depuis les postes opérateurs, est installé en salle de commande. Il permet également à l'équipe de quart d'avoir une vision d'ensemble commune et contribue ainsi à faciliter la coordination des actions.

Ces options ont privilégié l'aspect « ergonomie-facteur humain ». Elles ont nécessité la mise en œuvre de moyens informatiques puissants. Au stade actuel de la technologie, la mise en œuvre de tels moyens doit obligatoirement s'accompagner, au niveau de la conception, de la prise en compte de leur indisponibilité complète. En complément des dispositions précédentes, il a donc été implanté en salle de commande des moyens diversifiés de conduite, sous forme d'un panneau (dit « panneau auxiliaire ») doté d'équipements conventionnels, et indépendant du système informatique qui pilote les postes opérateurs.

### **L'interface homme-machine informatisée : une véritable conduite assistée par ordinateur**

#### *L'accès simple et rapide à l'information*

Le premier outil de la conduite informatisée est l'image de conduite. Elle consiste en une représentation schématique d'une partie du procédé à commander ou à surveiller, à partir de laquelle l'opérateur peut effectivement conduire la tranche, en passant des commandes et en surveillant les différents paramètres du process. Toutes les informations affichées sont actualisées en temps réel en fonction de l'état de la tranche et l'opérateur a accès, par simple sélection, à tous les organes de commande qui sont figurés à l'écran.

Il y a plus de 800 images de ce type. Certaines permettent par exemple l'exécution d'une tâche bien précise (de commande ou de supervision). Elles ont fait l'objet d'un important effort de conception qui a permis de capitaliser le retour d'expérience acquis sur les 54 tranches nucléaires en exploitation, et ceci de deux façons :

- en identifiant et en formalisant les tâches de conduite, ce qui a conduit à travailler sur le nombre et le contenu fonctionnel des images ;

- en regroupant sur une même image toutes les informations nécessaires à l'exécution de la tâche dans les meilleures conditions. L'opérateur a donc à sa disposition tout ce qui est important pour ce qu'il doit accomplir. Il ne risque pas d'oublier un paramètre ou au contraire d'être gêné par des informations inutiles. Si nécessaire, il peut très facilement accéder à des informations plus détaillées.

#### *Une aide permanente à la connaissance des causes d'invalidité et des dysfonctionnements*

Cette aide se matérialise par plus de 10 000 fiches techniques accessibles directement à partir des objets représentés sur les images de conduite. Chacune d'elles se rapporte à un capteur ou à un actionneur et comprend des informations « rafraîchies » en temps réel (notamment la valeur ou l'état d'une variable) ainsi que des informations liées à la maintenance (caractère opérationnel, dispo-

nibilité, défauts, etc.). Elles permettent à l'opérateur de comprendre par exemple pourquoi un actionneur n'a pas manœuvré (verrouillage, indisponibilité, défaut, perte d'alimentation, etc.) ou pourquoi un capteur est en défaut.

### *Une assistance en cas d'incident : le traitement des alarmes*

Lorsque la tranche est en défaut, un traitement hiérarchisé des alarmes est nécessaire. L'un des problèmes classiques qui illustre les difficultés dans ce domaine est le phénomène dit de « l'arbre de Noël » : un défaut initial provoque un enchaînement de conséquences qui se traduisent à leur tour par une multiplicité d'alarmes non significatives. C'est le cas classique des pertes d'alimentation qui entraînent des défaillances en cascade de tous les matériels raccordés à la source perdue.

Mais il existe aussi d'autres situations génératrices d'alarmes non pertinentes : quand la tranche se trouve dans des états d'arrêt, par exemple, certaines alarmes, qui ont un sens en situation de production de puissance, ne sont plus pertinentes. Le système de conduite N4 offre dans ce domaine des innovations importantes. L'objectif est de diminuer le nombre d'alarmes présentées à l'opérateur, en se limitant aux seules alarmes pertinentes, et en hiérarchisant leur présentation. Ceci est obtenu moyennant un traitement sophistiqué et comprenant :

- une inhibition dynamique selon les situations de tranche ;
- une sélection automatique, effectuée selon des critères fonctionnels préétablis par un groupe d'experts, évitant à l'opérateur de devoir effectuer ce tri par lui-même et en temps réel ;
- un traitement de masquage (inhibition, suppression) permettant de présenter les alarmes causes et non conséquences, et de les hiérarchiser en fonction de leur degré d'urgence et de leur gravité.

A chaque alarme est de plus associée une fiche (4 400 au total) directement affichée sur écran dès que l'opérateur sélectionne l'alarme correspondante. Elle présente en temps réel les causes, les conséquences, les risques et les actions à entreprendre. La fiche elle-même contient toutes les informations

et commandes nécessaires à l'opérateur pour entreprendre toutes les actions correctrices préconisées.

L'ensemble doit offrir une facilité de détection et de diagnostic et permettre d'orienter l'opérateur de façon sûre vers les parades appropriées.

### *Une assistance à la conduite normale ou accidentelle : les procédures de conduite informatisées*

Trois mille cinq cents pages de consignes informatisées guident la réalisation, sous contrôle de l'opérateur, d'un enchaînement d'opérations de conduite. Elles visent à une simplification des tâches en proposant une présélection des actions à effectuer, qui n'ont plus ensuite qu'à être validées par l'opérateur. Le « chemin » parcouru à travers les différents « pas » de la procédure est identifiable par un code de couleur.

Les consignes sont des organigrammes interactifs présentant une succession d'actions élémentaires de conduite en vue d'aboutir à un objectif donné. Toutes les informations et les commandes nécessaires à l'exécution de la procédure sont présentées à l'opérateur en regard de la consigne, de façon à la rendre autoportante.

L'opérateur est donc guidé dans ses choix et actions. Il peut cependant forcer une consigne en cas de nécessité, par exemple s'il dispose d'une information que le système informatique ne peut acquérir. Ceci est cohérent avec le principe selon lequel l'opérateur doit, en toute situation, rester maître de l'installation. Le forçage est néanmoins repéré par une indication visuelle sur l'image (passage en rouge).

En ce qui concerne le cas particulier de la conduite dans le domaine accidentel, l'« Approche Par Etats » a été mise en œuvre par EDF. Le type de conduite correspondant se fonde sur une surveillance permanente de l'état de la tranche. Dans une salle de commande conventionnelle où les procédures sont des documents papier, l'opérateur doit parcourir de façon répétitive un organigramme de tâches qui lui permet de détecter un éventuel changement d'état. Sur N4, l'innovation consiste, après une première application de la procédure par l'opérateur, à faire assurer cette surveillance par le système qui

avertit automatiquement l'opérateur en cas de changement d'état. Ce traitement fiabilise la détection des éventuels changements d'états, et permet à l'équipe de conduite de disposer de plus de temps pour la réflexion.

D'une manière générale, ce concept de procédures informatisées, en augmentant le niveau de guidage des opérateurs, vise à une amélioration de la qualité et de la sûreté de conduite ainsi qu'à une homogénéisation des pratiques des opérateurs autour des meilleures (celles que propose la procédure). Les contrôles en ligne limitent les déviations ou les oublis.

Il faut cependant bien souligner qu'il n'y a pas à proprement parler automatisation de la conduite. Les seules tâches prises en charge complètement par le système sont celles qui présentent un caractère fortement répétitif ou qui sont relatives à une analyse logique de premier degré. L'opérateur peut toujours imposer son choix à la machine, le rôle de cette dernière se bornant à montrer les éventuelles déviations par rapport à une procédure standard. Ceci contribue à ce que l'opérateur continue à se sentir pleinement responsable de ses actes et à maintenir sa vigilance en toutes circonstances.

### Des principes validés sur simulateur

Les innovations dont on vient de donner un bref aperçu ont été accompagnées d'un très important travail de validation. Pour obtenir des résultats probants, il fallait d'abord disposer d'un prototype de salle de commande informatisée, couplé à un simulateur de processus. Un projet entier a été consacré à son développement.

A l'aide de cet outil dénommé S3C (comme Salle de Commande/Contrôle-Commande), de nombreuses expérimentations ont été menées afin de tester les fonctionnalités de la salle de commande (images, consignes, alarmes, etc.) et la conduite informatisée en toute situation de tranche (normale, incidente, accidentelle).

Les évaluations ont été effectuées à partir de l'observation d'essais représentatifs au cours desquels des opérateurs, déjà formés à la conduite de tranches nucléaires, conduisent l'installation sur le simulateur. Deux ou trois observateurs techniques, assistés lors de cer-

tains essais par des ergonomes et des médecins, suivent le déroulement de chaque scénario de conduite et, à l'issue de chaque essai, procèdent à un entretien avec les opérateurs.

Au total, c'est plus de 500 essais qui ont été menés (chacun durant entre 4 et 24 heures), l'effort global de validation s'élevant à 180 ingénieurs-an. Ces expérimentations ont montré la facilité d'apprentissage et d'utilisation de l'interface informatique ainsi que l'efficacité des principales fonctionnalités nouvelles. Grâce aux enseignements tirés de ces essais, de nombreuses améliorations ont pu être identifiées et intégrées dans le système aujourd'hui opérationnel sur les tranches.

### Conclusion

La salle de commande N4 constitue une avancée majeure dans le processus continu mené par EDF sur ses différents paliers de tranches nucléaires pour améliorer la qualité de la conduite.

Les principes de prééminence des décisions de l'homme sur celles de la machine sont conservés, tout l'effort ayant porté sur :

- une meilleure information de l'opérateur sur l'état réel du processus, à travers, en particulier, la réduction du nombre d'informations présentées et l'amélioration de leur pertinence ;
- l'assistance à la conduite, dont le traitement d'alarmes et l'informatisation des procédures de conduite.

Par rapport aux salles de commande conventionnelles, une partie importante des analyses fonctionnelles de conduite est formalisée durant les phases de conception, et traduite dans les images et consignes de conduite qui intègrent le retour d'expérience des 54 tranches REP précédentes en exploitation.

Aujourd'hui les deux tranches de Chooz sont en service opérationnel et les deux tranches de Civaux dans les phases finales des essais de démarrage.

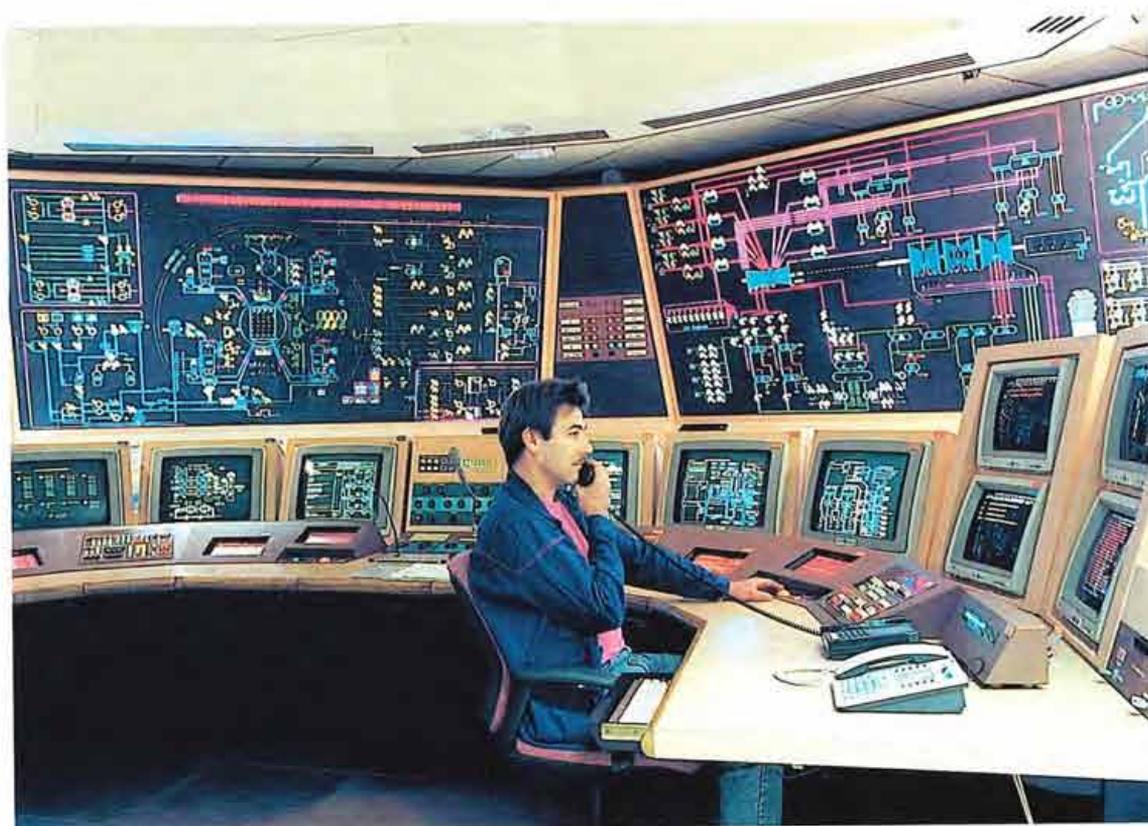
Les aléas de mise en service, inhérents à toute innovation, ont été maîtrisés, et les défauts de jeunesse du système mis en évidence au cours du démarrage ont été corrigés, notamment par introduction de nouvelles versions

de logiciels et de données sur le système informatique de conduite.

De par la rigueur et la traçabilité qu'elle permet, l'utilisation de l'outil informatique pour la conduite autorise des analyses détaillées. L'incident sur le circuit RRA de Civaux 1 a permis de mettre en évidence des points sensibles à l'interface entre l'instrumentation, le traitement de l'information par les auto-

mates, le processus de surveillance par le système informatique de conduite et le contenu des procédures d'approche par état.

Cet incident s'ajoute à l'expérience déjà riche cumulée sur les quatre tranches du palier N4 en situations de conduite normale, et va permettre de tirer les enseignements nécessaires à la mise au point définitive de l'interface homme-machine.



Salle de commande du palier N4

## La sûreté des logiciels dans les installations nucléaires

par **Jean-Yves Henry**, Adjoint au Chef du service d'analyse des matériels et des structures – Département d'évaluation de la sûreté – Institut de protection et de sûreté nucléaire (IPSN)

### L'évaluation des logiciels de sûreté à l'IPSN

Le contrôle-commande de procédés à l'aide de systèmes programmés est arrivé à une maturité telle qu'il devient plus sûr et plus simple à mettre en œuvre que celui qui s'appuyait sur la technologie électromécanique traditionnelle. Dans le domaine des applications grand public, les systèmes programmés ont apporté des améliorations significatives telles que la gestion du freinage des voitures par le système ABS. Les applications dans le domaine du pilotage des avions et des voitures de course montrent que cette technologie permet encore des gains lorsque le pilotage est assuré par des experts. Cependant, la complexité du logiciel comparée à la solution électromécanique est celle du jeu d'échecs par rapport au jeu de dames.

L'emploi de logiciels se généralise, y compris dans le système de protection des centrales nucléaires, qui est chargé de surveiller et d'arrêter le réacteur si nécessaire. Les calculs et les actions automatiques d'un tel système doivent être appropriés aux différentes modalités de fonctionnement de la centrale, qu'il s'agisse du chargement du combustible, de la divergence ou de l'exploitation à tous les niveaux de puissance. Les situations à traiter sont donc nombreuses et spécifiques. L'utilisation d'un logiciel permet d'assurer une protection plus efficace, mais complique les calculs.

Les logiciels utilisés dans les centrales sont composés de nombreuses lignes de programme. Ceci rend plus difficile la conception des tests permettant de couvrir tous les cas de fonctionnement. Le choix des méthodes et outils utilisés pour vérifier que les systèmes programmés concernés fonctionnent correc-

tement, c'est-à-dire de façon fiable, est un enjeu important. Ce choix doit permettre d'établir le bon fonctionnement du logiciel. Face à cet enjeu de sûreté, l'IPSN consacre un effort important au contrôle de l'ensemble du processus de conception, de réalisation, et de qualification du contrôle-commande informatisé des centrales nucléaires. En particulier l'IPSN a développé et mis en œuvre des outils de vérification des logiciels de contrôle-commande.

### Qu'est-ce qu'un logiciel fiable ?

Un logiciel apparaît, dans sa forme finale, comme une suite de 1 (un) et de 0 (zéro), que l'on appelle le « programme exécutable ». Cette suite n'a pas de signification en elle-même pour un être humain, mais elle est la seule forme que peut utiliser un microprocesseur. Cette suite est obtenue au moyen d'un outil informatique, le compilateur, qui traduit les lignes de programme écrites par l'équipe de développement du logiciel dans un langage dit « langage source » (langage procédural comme le langage C, l'ADA...).

Pris dans son sens le plus qualitatif, le terme de fiable est lié à la notion de confiance. La nature discontinue d'un logiciel (suite de 1 et de 0) rend difficile l'établissement de son bon fonctionnement par l'examen direct du programme exécutable.

La confiance se construit à partir des deux étapes suivantes : d'une part, une conception à partir de règles établies en fonction de l'état de l'art et des normes industrielles existantes, d'autre part, une vérification de l'application de ces règles par un examen de l'architecture, des lignes de programme en langage source et du comportement du logiciel (relectures et tests).

### **Un logiciel fiable : est-ce suffisant pour la sûreté ?**

Le logiciel permet une souplesse et une puissance qu'aucun matériel ne saurait apporter. Mais ces deux caractéristiques sont une source de défiance pour une utilisation dans le domaine de la sûreté. La souplesse permet plus de possibilités fonctionnelles que prévu du fait de l'assemblage de modules de logiciel. La puissance de traitement rend les algorithmes plus compliqués à établir (conception correcte) et à comprendre (vérification et tests pertinents).

La lecture des lignes de programme en langage source, dont le nombre peut être de plusieurs centaines de milliers, n'apporte pas une solution rigoureuse car il y a toujours un risque d'erreur humaine des vérificateurs. Le test exhaustif d'un logiciel, du fait de sa nature discontinue, consisterait à exécuter le programme pour chaque valeur possible de chaque entrée. Ceci conduirait à tester un tel logiciel pendant des dizaines d'années compte tenu du nombre de cas possibles, et ce malgré la puissance et la rapidité des ordinateurs modernes.

Le logiciel d'un système de sûreté doit donc être conçu pour être vérifiable par n'importe quel spécialiste du domaine d'utilisation de ce système, testable dans un temps raisonnable et modifiable aisément pour permettre, par exemple, des corrections lorsque les tests révèlent des erreurs.

Cependant, un logiciel fiable n'est sûr que si ses sorties prennent un état connu pour tout événement non spécifié (panne, valeur d'entrée non prévue...).

### **Comment concevoir un logiciel de sûreté ?**

Que ce soit pour l'avion, le train, le métro ou le nucléaire, la même exigence apparaît depuis vingt ans : les systèmes programmés de sûreté sont conçus pour avoir un fonctionnement qui ne dépend que des valeurs des entrées et non de l'instant de leur apparition. Ce déterminisme est une condition nécessaire pour la vérification « sur le papier » du comportement du logiciel. Mais elle n'est pas suffisante.

Depuis 1986, une norme internationale indique des règles à respecter pour concevoir

et vérifier les logiciels de sûreté des centrales nucléaires. Elle met en avant le déterminisme et la nécessité de développer des modules logiciels simples dans une architecture dont le but est facilement compréhensible. Elle insiste sur la nécessité de prévoir des fonctions d'autocontrôle dont l'objectif est de prévenir les pannes uniques qui pourraient bloquer directement ou indirectement une fonction assurée par les systèmes de sûreté.

Le logiciel du système de protection des centrales nucléaires de 1 300 MWe est conforme à ces principes, bien qu'ayant été conçu vers la fin des années 70. L'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire (IPSN) a estimé le logiciel apte à une utilisation dans le système de protection de ces centrales dès 1983.

Aujourd'hui, une nouvelle génération de réacteurs à eau sous pression de 1 450 MWe (palier N4) a vu le jour. Elle utilise de façon généralisée des systèmes de sûreté à base de logiciels, dont les techniques de conception ont sensiblement évolué par rapport aux solutions adoptées par le fabricant du système de protection des centrales nucléaires de 1 300 MWe.

Fort de son expérience de dix ans dans ce domaine, l'IPSN a choisi de développer ses propres programmes de recherche. Il définit ainsi ses méthodes d'évaluation pour répondre, de façon indépendante de l'exploitant, aux demandes d'évaluation de l'Autorité de sûreté, la Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires (DSIN).

### **L'évaluation des logiciels de sûreté dans le nucléaire**

En France, c'est Électricité de France qui est responsable de la conception et de la maintenance des centrales électronucléaires de puissance. Les dossiers de développement et de vérification des logiciels utilisés dans ces centrales sont soumis à la DSIN qui les fait examiner par l'IPSN. L'analyse technique vise à vérifier que l'installation est conçue, réalisée et entretenue pour assurer un niveau de sûreté satisfaisant pour la protection des travailleurs et des personnes du public.

L'analyse technique d'un logiciel par l'IPSN a trois objectifs :

– évaluer les méthodes de développement et de maintenance utilisées par le fabricant du

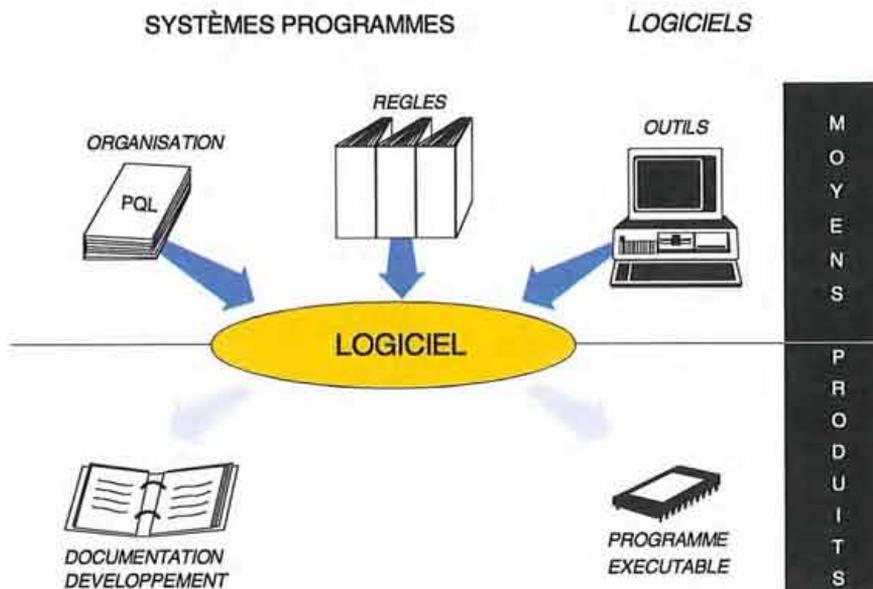


Figure 1. Les logiciels de sûreté dans le nucléaire

logiciel, vis-à-vis des normes industrielles et de l'état de l'art ;

- vérifier le respect de ces méthodes, à travers l'examen de la documentation du logiciel ;

- établir que le logiciel réalise bien les fonctions qui lui ont été attribuées, qu'il ne fait pas autre chose, et qu'il continue d'assurer son service même en présence de pannes matérielles et d'erreurs de développement.

L'IPSN a, pour cela, mis au point une méthode d'analyse et de test des logiciels d'automates de sûreté (ATLAS) qu'il a appliquée aux systèmes de sûreté de la nouvelle génération

de centrales de 1 450 MWe (palier N4). Cette méthode repose sur un ensemble d'analyses statique et dynamique pour lesquelles a été constituée une « boîte à outils » qui sert pour l'évaluation, l'atelier logiciel ATLAS.

**ATLAS, une analyse multi-facettes**

ATLAS couvre toutes les facettes d'un logiciel : sa conception et sa production présentées dans la documentation de développement, son comportement observé à partir du « programme exécutable ». Elle comporte deux étapes successives, l'analyse statique et l'analyse dynamique.

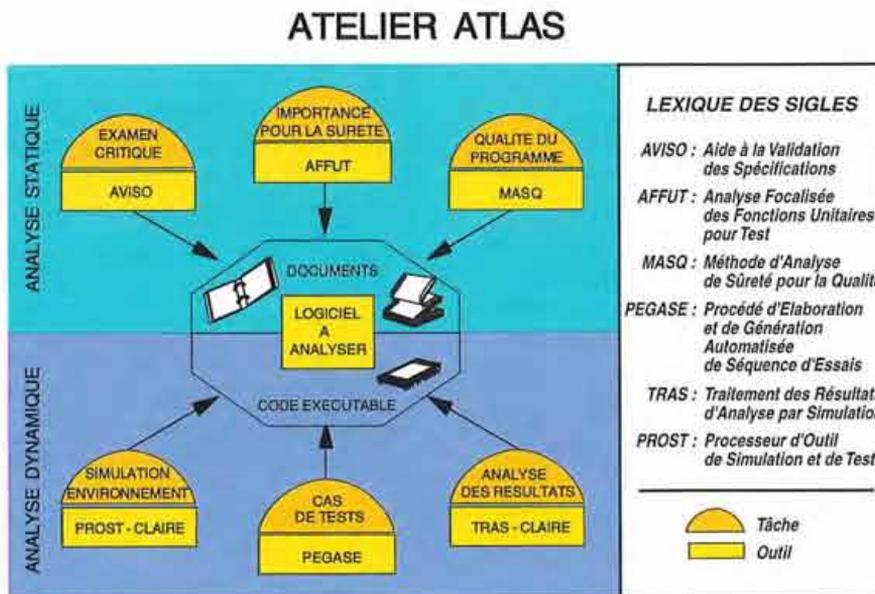


Figure 2. Les composantes de l'atelier ATLAS

**L'analyse statique : « sur le papier »**

Elle permet de comprendre comment le développement a été organisé et comment il se déroule. Plusieurs examens sont réalisés lors de cette analyse.

Le premier porte sur l'indépendance entre les équipes de développement et les équipes de vérification au sein de l'organisation du fabricant. L'analyse vise aussi les procédures suivies pour développer le logiciel. Cet examen permet d'évaluer la cohérence des méthodes employées.

L'examen de la documentation de développement et du programme en langage source est par ailleurs réalisé pour vérifier l'accord entre ce que fait le logiciel et les fonctions qui lui ont été attribuées (faire ce qui est prévu). Les informations superflues, manquantes ou incohérentes sont recherchées. Elles montreraient que le développement du logiciel n'a pas été rigoureux. Cet examen porte aussi sur les éventuelles valeurs de sorties du logiciel non spécifiées (ne faire que ce qui est prévu).

Un examen particulier est mené sur les logiciels utilisés dans les systèmes de sûreté afin de connaître les possibles conséquences d'er-

reurs logicielles. Il s'agit, pour l'IPSN, d'évaluer la capacité des tests, réalisés par le fabricant en plate-forme et par Electricité de France sur site, à mettre en évidence les erreurs qui pourraient produire des conséquences dangereuses vis-à-vis de la sûreté de la centrale. La démarche adoptée durant cet examen comprend successivement : la détermination des conséquences dangereuses à retenir, une analyse des modes de défaillance potentiels et de leurs effets (AMDE adaptée aux particularités des logiciels), une identification des erreurs qui seraient la cause des défaillances conduisant aux conséquences dangereuses retenues pour cet examen, et, enfin, une analyse des tests réalisés sur ce logiciel, pour identifier les erreurs qui n'auraient pas fait l'objet de tests.

Le programme en langage source est examiné pour vérifier l'application correcte des règles de programmation, l'utilisation adéquate des données manipulées dans le programme et pour juger de la pertinence des commentaires, éléments nécessaires à une bonne maintenance du logiciel.

Un examen est également fait du rôle des outils de production, comme le compilateur, dans la détection des erreurs de développement du logiciel.

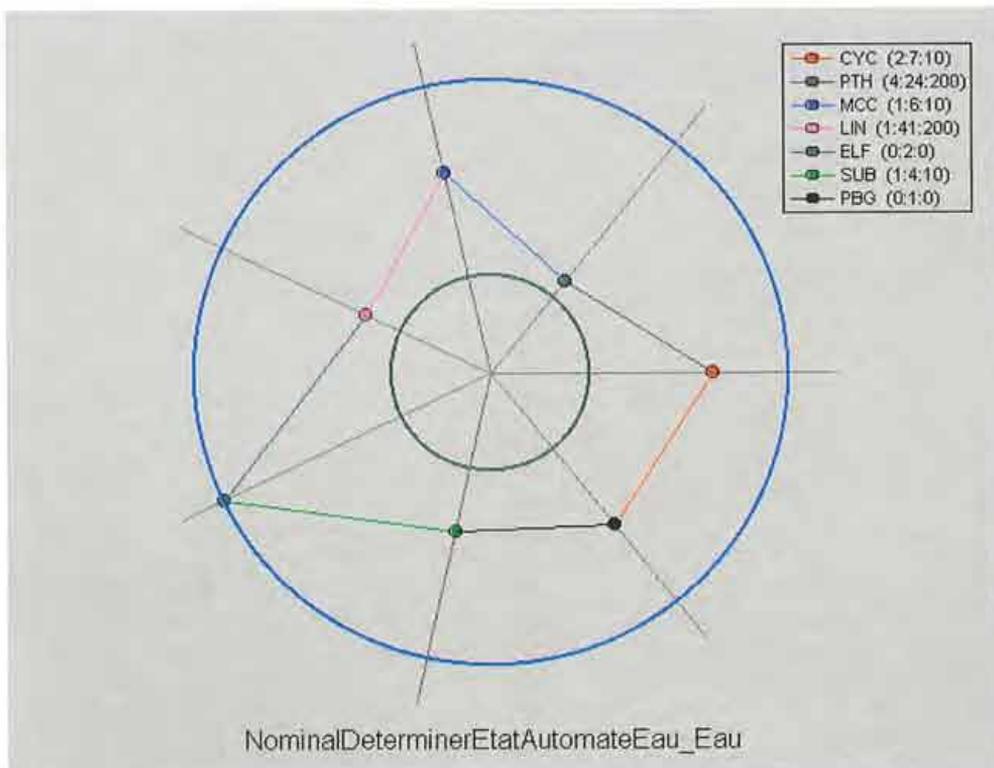


Figure 3. Examen de la qualité du programme en langage source

### **L'analyse dynamique : « sur banc de test »**

Elle s'appuie sur le déroulement du « programme exécutable ». Elle comporte deux parties.

La première utilise des valeurs d'entrées spécifiées dans les conditions normales du logiciel et cherche à établir que son comportement est bien celui qui est prévu. L'IPSN vérifie par là si le « programme exécutable » fait ce pour quoi il a été conçu et seulement cela. L'analyse statique a au préalable permis de choisir les conditions pour réaliser ces tests.

La seconde est faite en situations anormales ou en présence d'erreurs pour rechercher des réactions du logiciel qui seraient nuisibles à la sûreté, par exemple un blocage du fonctionnement. Ces tests sont réalisés ou bien en imposant aux entrées des valeurs anormales, compte tenu de la physique du procédé que surveille le système programmé, ou bien en injectant une erreur. Ils permettent de vérifier que le logiciel met bien ses sorties dans un état connu, dans tous ces cas.

### **L'atelier logiciel ATLAS**

L'IPSN a développé et continue de développer des outils capables de focaliser l'attention de l'analyste sur les parties de logiciel susceptibles de ne pas répondre aux exigences de qualité et de comportement sûr nécessaires

aux systèmes classés de sûreté. Ces outils, regroupés avec d'autres outils du commerce dans l'atelier ATLAS, ont été choisis différents, dans la mesure du possible, de ceux utilisés par le fabricant ou son client pour vérifier le logiciel et son système.

Cet atelier, encore expérimental par certains aspects, a permis l'analyse d'environ une centaine de milliers de lignes de programme écrites en langage source C et des fonctions qu'elles réalisent.

### **Et pour le futur ?**

L'IPSN se doit de réfléchir dès maintenant aux évolutions possibles des conceptions de systèmes programmés, de leur utilisation, ainsi qu'à l'amélioration de leur analyse. De nouveaux projets sont à l'étude chez les fabricants comme dans les laboratoires de génie logiciel. Pour certains, ils incluent des solutions technologiques réutilisant les briques de base de logiciels développées pour des systèmes déjà en exploitation. Pour d'autres, des architectures logicielles innovantes doivent apporter une amélioration des performances temporelles tout en restant sûres. L'IPSN a déjà engagé ses propres programmes de recherche pour déterminer les méthodes et outils nécessaires à l'évaluation des nouvelles solutions qui seront proposées, notamment pour remplacer le contrôle-commande des centrales les plus anciennes qui devient obsolète.

# Systeme centralisé de conduite des installations d'EURODIF-Production : un renouvellement complet

par Michel Taranger, Chef du service systèmes et réseaux d'information – EURODIF production

## Le contexte du projet de renouvellement du système de conduite

L'activité de l'Usine d'EURODIF se place en amont du cycle du combustible ; ses installations effectuent l'enrichissement de l'uranium destiné aux réacteurs nucléaires.

Le procédé utilisé est la diffusion gazeuse de l'hexafluorure d'uranium.

La capacité de l'Usine est de 10,8 millions d'unités de travail de séparation (UTS), soit l'équivalent de l'alimentation annuelle de 100 réacteurs PWR.

La vocation d'EURODIF est d'enrichir de l'uranium à façon pour ses clients.

L'UTS est une unité d'œuvre utilisée au plan international pour commercialiser les services d'enrichissement.

Dans le cadre d'un contrat d'enrichissement de l'uranium, la qualité de travail de séparation à facturer au client ne dépend pas seulement de la masse de produit enrichi et de sa teneur isotopique, elle dépend également des teneurs du produit d'alimentation fourni par le client (en général de l'uranium naturel), et du produit de rejet.

Les UTS se calculent donc à partir d'une fonction mathématique faisant intervenir les masses et les teneurs isotopiques des trois constituants du contrat d'enrichissement.

L'Usine d'EURODIF a commencé à produire au tout début des années 80, le renouvellement du système de conduite a été décidé en 1986 et les premiers développements faits l'année suivante. Une première étape, comprenant un essai de validation en fonctionnement réel de l'architecture retenue, a été franchie en 1989. La mise en exploitation du nouveau système avec toutes ses fonctionnalités est intervenue début 1993.

Renouvellement total du système de conduite, matériel et logiciel, et substitution de ce nouveau système développé et testé, en lieu et place de l'ancien, sans interruption de la conduite : tel était l'enjeu du projet SCMC2 (Système centralisé des moyens de conduite de deuxième génération).

## La conduite de l'usine de diffusion gazeuse

Le système centralisé des moyens de conduite constitue l'interface entre les opérateurs en salle de conduite centrale et les installations de diffusion gazeuse de l'Usine Georges BESSE.



Usine Georges BESSE – EURODIF

Ce système permet la surveillance du fonctionnement du procédé, par acquisition de l'ensemble des paramètres, donnant à chaque instant une image précise de l'état de chaque unité élémentaire de production.

Le système permet également de piloter les actions de commande à distance, et donc d'agir en permanence pour garder les instal-

lations dans un fonctionnement optimum, sur le plan économique.

Il permet, d'autre part, d'assurer les séquences automatiques liées à la sûreté.

Dès son origine, l'Usine d'EURODIF a été dotée d'un tel système ; ses concepteurs (USS) ont construit des installations pilotables à distance ; l'usine a démarré et produit des UTS pendant plus de douze ans avec des moyens de contrôle centralisés construits autour des fameux MITRA 125.

En 1987, dans le cadre du programme d'investissements destiné à améliorer les performances et les moyens de production de l'usine, EURODIF engage le renouvellement de son système de conduite. Le projet SCMC2 vient de naître.

### Le projet de renouvellement

Le défi est double : d'une part, il faut mener à bien un grand projet informatique dans les délais impartis, et, d'autre part, réussir au terme du projet le passage de l'ancien au nouveau système de conduite, sans interruption de la production ni dégradation du niveau de sûreté des installations.

Ce défi doit prendre en compte les trois impératifs suivants :

- directement lié à la disponibilité de l'outil de production, le nouveau système de conduite doit respecter les contraintes de fonctionnement non-stop des installations ;
- il doit en outre être suffisamment facile d'accès pour permettre aux personnels d'in-

tégrer, sans interruption de la conduite, les nouvelles données informatiques ;

- il doit continuer à répondre aux critères de permanence de conduite vis-à-vis de la sûreté et de la bonne marche des installations.

### Les solutions retenues

Ce système de conduite de deuxième génération s'appuie sur des choix importants :

- redondance de l'architecture pour garantir une permanence de fonctionnement sans failles ; les principaux éléments de l'architecture centrale seront en effet doublés : calculateurs, réseaux, moyens opérateurs, alimentation électrique ;
- architecture répartie avec partage des tâches entre les calculateurs locaux et centraux, afin de garantir un fonctionnement proche du temps réel ;
- choix de standards : calculateurs utilisant l'architecture RISC (HP 9000), système d'exploitation UNIX, réseau ETHERNET, pour une pérennité de plus de quinze ans. Les faits ont ultérieurement conforté ces choix ;
- ergonomie poussée des postes de travail pour rendre plus efficace et plus confortable le dialogue homme/machine en salle de conduite ;
- implication des équipes de conduite et des opérateurs de conduite eux-mêmes, à chaque étape du projet pour une parfaite réponse au besoin humain.



Salle de conduite de l'usine Georges BESSE

### **Les données techniques d'une supervision moderne**

60 000 informations venant de l'usine arrivent en salle de conduite ; elles sont mises à jour toutes les cinq secondes.

Les opérateurs de la salle de conduite disposent sur leurs écrans de 600 images synoptiques animées, qui leur permettent de surveiller l'ensemble des installations dans leurs moindres détails. Ils ont à leur disposition 10 000 commandes au bout des doigts ; ces commandes sont vérifiées puis exécutées par les calculateurs. Elles permettent d'agir et de régler le fonctionnement et d'optimiser la marche de l'usine.

De nombreuses fonctionnalités aident les opérateurs dans la vision qu'ils ont du fonctionnement de leurs installations : historique des événements, suivi de paramètres, représentation graphique des phénomènes observés.

En cas de panne d'un ordinateur ou d'un élément quelconque du système informatique, l'architecture redondante permet de repartir sur le système de secours sans perte d'information.

### **Le basculement de l'ancien au nouveau système**

L'usine d'EURODIF fonctionnant en permanence, le basculement de système devait se faire sans interruption de la production, et en limitant l'arrêt de la supervision à quelques minutes.

Cette contrainte importante a pu être respectée grâce à la redondance de l'architectu-

re, cette redondance permettant de réaliser simultanément la conduite normale des installations avec l'ancien système, et les essais du nouveau système avec les données temps réel du procédé.

Ensuite, cette même redondance a permis de réaliser la conduite des installations avec le nouveau système, tout en assurant un secours de conduite avec l'ancien système pendant le temps de validation de la nouvelle conduite.

### **Le retour d'expérience d'un grand projet**

L'expérience du premier système de conduite et le savoir-faire des équipes dans la conception et la réalisation de ce deuxième système ont été sans aucun doute des facteurs de réussite. La collaboration étroite, dès l'origine du projet, entre les concepteurs et les utilisateurs a permis la réalisation d'une conduite fiable et qui répond parfaitement aux besoins de l'exploitant.

Ce nouveau système de conduite a été mis en service début 1993. Après cinq ans d'efforts, le résultat est au rendez-vous : la conduite des installations se fait dans des conditions meilleures de sûreté et de rentabilité.

L'outil informatique est d'une grande fiabilité et son architecture lui permet une disponibilité permanente.

Sa conception et le choix des standards permettent l'évolutivité nécessaire. C'est ainsi que, depuis son démarrage, les ordinateurs ont été remplacés deux fois, en toute transparence pour l'utilisateur.

# Le passage de l'an 2000 pour les installations d'EDF

par Pierre Hebeisen, Chef du projet An 2000 – Pôle industrie EDF

## 1. Préambule

Dès 1995, EDF, consciente de ses responsabilités, a mis en œuvre un programme ambitieux pour préparer le passage à l'an 2000. L'objectif de ce programme est de passer le cap en continuant d'assurer la sûreté des installations, la qualité et la continuité de fourniture d'électricité à ses clients en France et à l'étranger.

Le 23 septembre 1999, nous avons passé le cap du J - 100 jours de l'an 2000. Il est important de regarder le chemin parcouru et ce qu'il reste à faire.

## 2. Un programme basé sur 3 démarches

Le dispositif mis en place par EDF pour traiter le problème de l'an 2000 est triple : correctif, préventif et défensif. Il s'appuie sur le principe de défense en profondeur.

L'ensemble du dispositif mobilise beaucoup d'énergie et l'investissement fait par EDF sur l'an 2000 se situera entre 600 millions et 1 milliard de francs. En effet, le coût des mesures préventives d'exploitation ne sera connu qu'après le passage puisqu'il peut varier fortement en fonction des conditions météorologiques et du comportement au passage de l'an 2000 des pays voisins de la France.

La démarche « corrective », lancée dès la fin 1996, permet de mettre à niveau tous les matériels et logiciels des centrales estimés vulnérables au passage à l'an 2000 pour les rendre compatibles.

Une approche plus fonctionnelle des installations, recherchant les points sensibles, notamment aux interfaces d'installations ou de procédés, assure une redondance de la démarche initiale.

La démarche « préventive » a été initiée fin 1998. C'est l'identification des faiblesses potentielles liées (bogue) ou inhérentes (hiver, Saint-Sylvestre) au passage à l'an 2000 dans l'exploitation des centrales et du réseau électrique.

Une attention particulière est portée aux risques d'occurrence et aux conséquences d'un large incident sur le réseau de transport d'électricité. Cette analyse a été menée entre tous les acteurs d'EDF concernés.

Enfin, la démarche « défensive » permet de faire face aux risques résiduels pouvant apparaître lors du passage à l'an 2000 en concevant un dispositif de crise adapté aux particularités de cette période, qu'elles soient une conséquence ou non du bogue de l'an 2000. Cette démarche est engagée depuis le début 1999.

### 2.1. La démarche « corrective »

En cas de risque de dysfonctionnement au passage à l'an 2000 d'un matériel ou d'un logiciel, un scénario de conversion a été défini (abandon, modification ou remplacement du logiciel ou du matériel, ou bien acceptation d'un dysfonctionnement temporaire). Toute évolution des applications a été suivie de tests sur plate-forme et implantée sur une tranche « tête de série », avant déploiement.

Pour être exhaustif, une autre équipe d'ingénieurs a porté un regard différent, plus global, sur toutes les fonctions importantes pour la sûreté nucléaire et la sûreté du système électrique – capacité de production et aptitude à la reconstitution du réseau de transport : îlotage et renvoi de tension. L'accent a été mis sur les interfaces : entre plusieurs systèmes élémentaires participant à une même fonction (alimentation des générateurs de vapeur, élaboration d'une carte de flux...), et entre entités différentes telles que les centres nucléaires de production d'électricité et les dispatchings régionaux.

Par ailleurs, on s'est attaché à identifier tous les dispositifs électroniques pouvant contenir des éléments de systèmes informatiques « comptant le temps » et qui, à ce titre, pourraient être vulnérables au passage à l'an 2000. Pour ne rien laisser au hasard, on a distingué ainsi cinq niveaux : le comptage d'im-

pulsions ; le comptage de temps pour action dérivée (débit, vitesse, filtre...), la temporisation, l'utilisation de date sans action (indication), et l'utilisation de date avec action initiée par la date.

Le croisement des deux approches (par système et par fonction) permet de garantir l'exhaustivité du traitement.

### 2.2. La démarche « préventive »

L'approche fonctionnelle du process décrite ci-dessus participe à la maîtrise des risques et assure une redondance de la démarche initiale. La vulnérabilité de l'environnement des installations nucléaires au risque de l'an 2000 est aussi analysée quant à son possible impact sur leur exploitation. Une analyse spécifique du risque d'incident réseau généralisé (IRG) a été menée (voir ci-dessous § 3).

Ainsi, cette phase de la démarche a pour objectif de fiabiliser (au détriment de l'optimisation économique) le fonctionnement des processus pendant la période à risque an 2000 – c'est-à-dire au passage de l'an 2000 et jusqu'à la reprise d'activité de tous les producteurs et consommateurs du système électrique – par la mise en place de dispositions d'exploitation réduisant la probabilité d'occurrence d'incidents et en atténuant les conséquences. C'est une application du principe de précaution.

Au-delà de la réinterrogation de la démarche corrective, l'approche fonctionnelle permet aussi d'identifier des faiblesses potentielles dans l'exploitation des installations et de développer des stratégies de contournement de systèmes ou applications vulnérables (gestion des demandes d'intervention de maintenance, gestion des consignations de matériels pour la maintenance, contrôle d'accès) et de renforcement de l'exploitation (adaptation du programme d'essais périodiques), sans oublier le risque de dysfonctionnement potentiel de systèmes de sauvegarde non sollicités en exploitation normale.

### 2.3. La démarche « défensive »

Afin d'assurer au mieux son efficacité et sa fiabilité, l'organisation de crise an 2000 de l'entreprise s'appuie sur les organisations existantes – acteurs, procédures, locaux, moyens de communication, etc. – qui sont

simplement adaptées aux spécificités du passage à l'an 2000.

Ce dispositif sera mobilisé de décembre 1999 à mars 2000.

Les équipes de crise spécifiques an 2000 seront opérationnelles de la veille de la Saint-Sylvestre (30.12.1999) à la fin du premier week-end « normal » de l'année nouvelle (10.01.2000). Elles s'ajouteront aux équipes d'astreinte plan d'urgence interne habituelles.

Ces équipes seront mobilisées sur place dans la nuit du 31 décembre au 1<sup>er</sup> janvier et des relèves sont prévues en astreinte à domicile. Leur dimensionnement tient compte des spécificités de la Saint-Sylvestre du millénaire : moindres disponibilité du personnel, circulation/transports difficiles et risques hivernaux possibles (verglas, neige...).

## 3. Incident réseau généralisé

Compte tenu du rôle et de la sensibilité du réseau de transport d'énergie, une analyse spécifique des risques d'occurrence et des conséquences d'un incident réseau généralisé (IRG) a été menée avec les autres entités concernées du pôle industrie pour :

- garantir la sûreté du système (donc aussi la sûreté nucléaire quant aux sources externes des centres nucléaires de production d'électricité) ;
- garantir l'opérabilité des scénarios de renvoi de tension (de groupes hydrauliques ou thermiques vers les CNPE) et la reconstitution du réseau en cas d'IRG ;
- définir des mesures préventives pour renforcer l'exploitation du système électrique et des moyens de transport et de production.

Sont ainsi analysés : les systèmes de dispatching, les réseaux de transmission de données, et les équipements de contrôle-commande des ouvrages de transport et de production hydraulique et thermique. Tous les risques identifiés ont été rapportés aux équipes de la démarche corrective, pour complément d'analyse et correction en tant que de besoin.

De même, des faiblesses potentielles dans l'exploitation des installations peuvent être identifiées, mais aussi des bonnes pratiques peuvent apparaître hautement souhaitables, pour optimiser l'exploitation intrinsèque de chaque tranche aussi bien que l'exploitation globale du système électrique.

Il est résulté de l'ensemble de ces investigations des recommandations ou prescriptions adressées aux CNPE, aux autres centrales et aux unités de gestion du système électrique, qui les traduisent en plans d'action et règles ou procédures adaptées à leur site.

A titre d'exemples de précautions, citons : s'assurer de l'aptitude des installations à s'iloter, exploiter les tranches en fin de cycle vers 60 % de la puissance nominale, avoir des réservoirs alimentation de secours des générateurs de vapeur, appoint circuit primaire, eau déminéralisée, diesels de secours (fioul) aussi pleins que possible et des réservoirs d'effluents (déchets liquides ou gazeux) aussi vides que possible, ne procéder à aucun essai ou intervention à risque le 31.12, etc.

Un effort particulier a été fait sur les scénarios de renvoi de tension. EDF aura ainsi la certitude que chaque tranche nucléaire dispose le 31 décembre de trois scénarios opérationnels (2 par des moyens externes et 1 interne).

#### **4. Où en est-on à moins de 4 mois de l'échéance ?**

– Dans le domaine correctif, la plus grande partie des actions est terminée. Tous les équipements susceptibles de présenter des dysfonctionnements au passage de l'an 2000 (matériels ou logiciels) ont été examinés, l'impact exact de l'an 2000 a été étudié et des corrections ont été élaborées et testées sur

des sites pilotes. L'essentiel du déploiement a été effectué depuis le début de l'année. Il restera après la fin septembre quelques déploiements à faire, principalement dans le domaine de l'informatique de gestion et des télécoms, retardés par des surcharges « fournisseurs » ou le plus souvent par des particularités des états des installations (par exemple certains correctifs ne peuvent être implantés et formellement qualifiés qu'après les arrêts annuels pour rechargement).

– Le préventif résulte d'une réflexion menée sur les risques pesant sur l'entreprise à cause du bogue de l'an 2000. L'analyse de ces risques nous a conduits à construire des plans d'action qui permettent de minimiser les possibilités d'apparition des problèmes, conséquences directes ou indirectes du bogue, ou de minimiser les impacts des dysfonctionnements qui apparaîtraient malgré toutes les précautions prises. Tous les plans d'action ont été finalisés au cours de l'été et leur mise en œuvre a commencé, mais certains gestes ne doivent être faits que juste avant l'an 2000.

– Notre dernier rempart est le « défensif ». EDF a décidé de mobiliser sur les lieux de travail toutes les compétences nécessaires pour faire face à tout type d'incident dans la nuit du 31 décembre pour que nos clients ne perçoivent pas la moindre différence dans la continuité et la qualité de la fourniture d'électricité. Là encore, l'entreprise n'a pas hésité à consacrer des moyens significatifs à

### **Télécommunications le 31 décembre 1999**

Une grande inconnue du 31 décembre est le fonctionnement des télécommunications. Les experts sont unanimes pour affirmer qu'il n'y aura pas de problème an 2000 lié à la transmission de la voix, mais l'incertitude provient du niveau d'utilisation des téléphones cette nuit-là.

Il est probable que les réseaux mobiles seront saturés dans les grandes villes. C'était déjà le cas au 1<sup>er</sup> janvier 1999. Beaucoup d'utilisateurs seront de plus hors de chez eux et ne résisteront pas à la tentation de passer des appels « indispensables » de meilleurs vœux en cette nuit mémorable.

Le réseau fixe n'a jamais été saturé par le passé, mais le caractère exceptionnel du changement de « millier » d'année partage les experts, et certains n'excluent pas quelques points de congestion et une certaine difficulté à obtenir des communications via ce réseau (du type renouvellement d'un appel pendant une dizaine de minutes avant qu'il puisse aboutir).

A EDF, nous disposons de réseaux privés de sécurité ou de lignes spécialisées pour l'exploitation et pour relier nos dispositifs de crise. Dans certaines régions nous disposons également de réseaux radio locaux de secours. EDF n'est donc pas sensible au risque de saturation.

cette dernière ligne de défense. Environ 10 % de l'effectif d'EDF sera mobilisé pour le jour J, soit directement présent sur les lieux de travail, soit en réserve à disposition à domicile pour relever les équipes présentes sur place en cas de besoin. Des moyens logistiques spécifiques sont mis en œuvre (messagerie de crise reliant toutes les cellules d'urgence). Toutes les personnes impliquées ont été prévenues dès le mois de juin de cette mobilisation exceptionnelle.

L'avancement des travaux d'EDF est suivi de très près par la présidence et les directeurs généraux. Le pôle industrie a examiné ce bilan le 7 septembre et a constaté avec une grande satisfaction le chemin parcouru. Les travaux d'EDF sont également suivis avec la plus grande attention par l'Autorité de sûreté (réunion du Groupe permanent dédiée à la préparation du passage de l'an 2000 le 23 septembre) et par des organismes internationaux tels que l'Association mondiale de banques Global 2000 qui a exprimé son satisfecit sur la préparation d'EDF.

La priorité numéro un d'EDF en 1999 reste de terminer sa préparation au passage de l'an 2000. Le travail sur l'An 2000 des derniers mois a donc été résumé par trois mots d'ordre :

- **vigilance** pour ne rien oublier et prendre en compte les ultimes incompatibilités déclarées par les fournisseurs ;
- **rigueur** dans la mise en œuvre des plans d'action ;
- **transparence** au travers d'un reporting serré sur toute les actions résiduelles pour réagir le plus rapidement possible à tout écart aux plans d'actions prévus.

## 5. En conclusion

Tous les efforts accomplis permettent de garantir à nos clients, pour le passage de l'an 2000, le même niveau de fiabilité, de qualité de fourniture d'électricité, et bien sûr le même niveau de sûreté de l'ensemble de nos installations que d'habitude.

## Les actions internationales d'EDF

EDF a exporté en 1998 62 milliards de kWh, pour une production totale de 456 milliards de kWh. EDF a abordé l'an 2000 en étant conscient de cette mission de fourniture dans toute l'Europe d'un produit devenu aussi indispensable que l'air ou l'eau.

EDF échange des informations avec les exploitants étrangers avec qui elle est en relation (par contrat ou par jumelage) sur le risque an 2000.

EDF travaille depuis de nombreuses années avec les exploitants des centrales VVER soviétiques, centrales nucléaires à eau pressurisée d'une conception relativement proche de celle des centrales occidentales du même type. L'expérience acquise sur ces types de centrales nous conduit à penser qu'il n'y a pas de risque significatif concernant la sûreté nucléaire de ces centrales lié à l'an 2000.

Un suivi particulier est effectué avec Daya Bay (Chine) et Koeberg (Afrique du Sud) qui sont des centrales de même type que les centrales françaises ainsi qu'avec les autres partenaires du FROG (Framatome Owners Group).

EDF participe également aux manifestations sur l'an 2000 des organisations comme l'Agence internationale pour l'énergie atomique, l'association mondiale des exploitants nucléaires (WANO), l'Organisation pour la coopération et le développement économique...

EDF mettra à profit le fait que les exploitants asiatiques passeront l'an 2000 avec quelques heures d'avance sur l'Europe et met en place des moyens de communication par satellite à cette fin.

# L'Agence de l'énergie nucléaire et l'an 2000

par Barry Kaufer, Division de la sûreté nucléaire – AEN/OCDE

Le problème du passage à l'an 2000, qui a fait beaucoup parler de lui cette année, concerne d'éventuels problèmes de date auxquels pourraient être confrontés les ordinateurs. L'utilisation de systèmes informatiques interconnectés et la confiance accordée à des systèmes intégrés comprenant des puces et autres logiciels ont atteint un tel niveau que l'on trouve ces systèmes dans pratiquement tous les appareils électroniques utilisés à la maison ou au bureau. Les gouvernements de par le monde se penchent sur le problème et cherchent à déterminer son effet dans des domaines aussi variés que les transports publics, la sécurité routière et l'aviation, voire la stabilité de nos marchés économiques. L'industrie électrique suscite des inquiétudes particulières car l'on trouve de telles puces dans les systèmes de transport et de distribution, de communication et de données, ainsi que dans les équipements et composants des centrales, tant classiques que nucléaires.

Le Comité des activités nucléaires réglementaires (CANR) de l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE, dont les membres sont essentiellement des dirigeants des organismes réglementaires nucléaires, a pris conscience des implications du passage à l'an 2000 dès 1997 et a mis en œuvre un programme d'échanges d'informations et d'expériences au sein de ses Etats Membres. De plus, ce programme a été mis en place afin d'évaluer l'aptitude à être techniquement prêt à traiter les effets éventuels du bogue de l'an 2000 sur la sûreté d'exploitation des installations nucléaires.

Lors de son assemblée générale en 1997, le CANR a pris la décision d'effectuer une étude afin de mieux cerner les actions mises en œuvre et les problèmes rencontrés. L'étude s'est terminée début 1998 et a démontré qu'à travers leurs organismes réglementaires nationaux, tels que la DSIN en France, tous les Etats Membres du Comité avaient déjà pris l'initiative de demander aux titulaires de

détailler les activités en cours ou prévues dans le domaine du passage à l'an 2000. Après avoir examiné les réponses reçues et les avoir discutées à la réunion suivante, le Comité a mis en place un programme plus précis, comprenant trois éléments principaux. L'objectif était d'organiser un séminaire international début 1999, de mettre en place un système d'échange électronique d'informations et de coordonner les activités dans le domaine de l'action d'urgence internationale.

## L'échange électronique d'informations

A la suite des décisions prises par le Comité, l'AEN a mis en place une boîte aux lettres électronique à la mi-1998. Ce système, articulé autour du courrier électronique, permet aux participants d'envoyer des messages directement à tous les autres par l'intermédiaire d'une adresse commune. Ce système permet aux Etats d'envoyer en permanence des données techniques concernant le problème de l'an 2000. Plus de 20 Etats ont affecté au moins un expert à cet échange d'informations. Des liens ont également été créés avec d'autres organisations internationales (par exemple l'AIEA) afin que les informations puissent être propagées à des pays non membres de l'OCDE.

## Le séminaire international

Le séminaire a été créé pour permettre un échange d'informations sur les conséquences du passage à l'an 2000 pour l'industrie nucléaire, et il se veut essentiellement un lieu de rencontres et d'informations sur les problèmes afférents. Trois ateliers ont été organisés afin d'atteindre ce but :

– le premier pour discuter de l'approche réglementaire et industrielle des problèmes de l'an 2000 ;

- le second pour examiner les enseignements tirés et les actions correctives menées et prévues ;

- le troisième dédié aux plans d'urgence – ce qui reste à faire. Deux séances de travail ont suivi, où les participants ont discuté des conséquences internationales et globales de l'an 2000 pour les installations nucléaires.

Plus de 80 exploitants et organismes réglementaires, représentants de gouvernements, consultants et spécialistes en logiciels venant de 20 pays se sont réunis du 8 au 10 février à Ottawa, au Canada, lors de l'atelier organisé par l'organisme réglementaire canadien (Comité de Contrôle de l'énergie atomique du Canada).

Des représentants de la DSIN, de l'IPSN et d'EDF ont effectué des présentations lors du séminaire et contribué à son organisation.

Parmi les autres conférenciers, figuraient le Docteur Agnès Bishop, présidente du CCEA (Autorité de sûreté nucléaire canadienne), le Docteur Shirley A. Jackson, présidente de la NRC (Autorité de sûreté nucléaire des USA), qui a prononcé le discours-programme, M. Guy McKenzie, secrétaire adjoint du Projet 2000 au Ministère canadien de l'Economie et le Professeur David L. Parnas, chercheur à l'Université McMaster au Canada. Des participants français de la DSIN, de l'IPSN et d'EDF ont également fait des présentations et aidé à l'organisation de l'atelier.

Les conclusions principales ont été les suivantes :

- les participants étaient d'accord sur la poursuite des échanges d'informations par l'intermédiaire de systèmes tels que la boîte aux lettres électronique de l'AEN, qu'ils considéraient comme indispensable ;
- les organismes réglementaires et les exploitants qui ont participé à l'atelier ont examiné et discuté de l'état des programmes concernant l'an 2000 ; ils ont identifié les problèmes actuels et ont défini un certain nombre de stratégies pour l'élaboration de plans d'urgence ;
- les exploitants et les organismes réglementaires continueront à être vigilants afin de garantir et maintenir la confiance dans leur aptitude à être prêts pour l'an 2000 ;
- les méthodologies utilisées (telles que : inventaire des composants, évaluation et

analyse, essai et vérification, etc.) sont plus ou moins communes à tous les Etats ;

- la participation de plusieurs représentants des pays d'Europe de l'Est a permis d'obtenir de précieux renseignements sur les préparatifs pour l'an 2000 dans ces pays. Ces échanges d'informations auront permis de faciliter encore les progrès obtenus grâce aux échanges bilatéraux multiples et permanents et grâce aux travaux effectués par l'AIEA pour assister les pays d'Europe de l'Est dans la résolution des problèmes liés au passage à l'an 2000.

### Les plans d'urgence au niveau international

La nécessité de disposer de plans d'urgence constitue l'un des éléments clés des préparatifs de tous les Etats Membres du CANR. Dans le discours qu'elle a prononcé lors de l'ouverture de l'atelier, le Docteur Bishop a noté : « Nous sommes tous confiants que les actions prévues pour notre passage à l'an 2000 atteindront leurs objectifs et que tout ira bien à l'aube du nouveau millénaire. Cependant, cette confiance est tempérée par une saine dose d'inquiétude et de vigilance. Personne ne prend le problème de l'an 2000 à la légère. Il n'existe pas de garanties à cent pour cent et nous nous devons d'être prêts à toute éventualité. Les plans d'urgence devront se placer à l'avant-scène de nos stratégies pour l'an 2000. »

Afin de contribuer aux préparatifs internationaux, sur la base d'une proposition de la NRC et avec son soutien, le Comité a développé le système d'alerte avancé de l'an 2000 (YEWS pour Year 2000 Early Warning System). Le YEWS est conçu comme un système de communication dédié et sécurisé, porté par Internet, qui permettra la transmission rapide d'informations sur l'état de fonctionnement des installations nucléaires, la stabilité des réseaux locaux et les moyens de télécommunications pendant le passage à l'an 2000. Les organismes réglementaires de par le monde ont été invités à participer à ce système. Le YEWS est un service gratuit. La participation s'y fait sur une base de volontariat et est ouverte à tous les pays qui en acceptent ses règles de fonctionnement. Pour des raisons de sécurité, l'accès en est réservé aux participants formulant une demande officielle d'accès qui peuvent justifier leur participation.

A ce jour, 22 pays ont désigné des responsables YEWS. Ces pays sont : l'Autriche, la Belgique, le Canada, la République Tchèque, le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, la Hongrie, l'Irlande, l'Italie, le Japon, la Corée du Sud, le Mexique, les Pays-Bas, la Norvège, le Portugal, l'Espagne, la Suède, la Suisse, le Royaume-Uni, les Etats-Unis, ainsi que l'AEN, le Ministère américain de l'énergie et la NRC. Les efforts se poursuivent pour recruter d'autres pays, aussi bien membres de l'AEN que non-membres.

La mise en service du prototype définitif du système est attendue pour fin septembre et les essais seront effectués à la mi-octobre. Cet exercice international, impliquant tous les participants, permettra de d'achever les préparatifs pour la mise en service du système pendant le passage à l'an 2000.

### **Le programme du CANR**

Le programme établi par le CANR pour le passage à l'an 2000 comprend un ensemble

complet d'objectifs et de tâches destinés à aider les organismes réglementaires des Etats Membres à échanger leurs informations et expériences ; il vise également à examiner les évolutions susceptibles d'avoir une incidence sur les exigences réglementaires, dans le but de mieux comprendre ce qui motive les changements et les améliorations et d'examiner les pratiques en vigueur dans les Etats Membres, ainsi que leurs expériences.

Malgré les efforts décrits précédemment, le CANR est bien conscient que le problème de l'an 2000 subsistera au-delà du 1<sup>er</sup> janvier 2000. D'autres dates risquent de poser des problèmes aux ordinateurs dans les années à venir et les changements effectués aujourd'hui risquent de provoquer d'autres anomalies à l'avenir. Dans cette perspective, le CANR a donné son feu vert à la prolongation du système de boîte à lettres électronique au-delà de l'an 2000 afin que l'échange d'informations puisse se poursuivre.

## La France s'est bien préparée

par **Gérard Théry**, chargé de la mission pour le passage informatique à l'an 2000

A moins de 100 jours de la date fatidique, il n'est plus temps d'alerter les chefs d'entreprise sur les risques du bogue de l'an 2000. Il est désormais trop tard pour adapter les systèmes, sauf les plus petits d'entre eux, et, pour les entreprises qui sont prêtes, comme pour celles qui ne le sont pas encore, la seule urgence à ce jour est de prévoir des plans de sauvegarde ou de contournement en vue d'assurer, en cas de défaillance imprévue, un fonctionnement, peut-être dégradé et moins performant, mais permettant à coup sûr la poursuite de l'activité de l'entreprise.

Le problème est bien réel. Le bogue de l'an 2000 pourrait non seulement mettre en cause la sécurité des personnes, mais aussi la pérennité de l'activité économique du pays, avec toutes les conséquences que l'on peut imaginer : diminution de la production, arrêt de certaines activités, disparition d'entreprises et remontée du chômage. Ce risque réel et planétaire explique l'implication des gouvernements de tous les pays pour la mobilisation de chacun, et les sommes considérables consacrées à le prévenir.

### Notre pays s'est bien préparé

En premier lieu, les grandes entreprises industrielles et financières françaises, quel que soit le secteur, pétrolier, automobile, chimie, pneumatique, matériaux, distribution, banques, assurances, transports, services... ont lancé très tôt, dès 1995-1996, leurs programmes d'adaptation, à la fois pour leurs systèmes informatiques, pour leurs chaînes de production, leur réseau commercial, ainsi que leurs bâtiments. Des sommes considérables, de l'ordre de 50 milliards de francs, ont été dépensés par ces grandes entreprises. La quasi totalité des tests nécessaires a été réalisée. Des plans de secours ont été prévus dans la majorité des cas.

Il en est de même des grands réseaux publics fournissant des services essentiels à la collectivité (énergie, télécommunications, eau,

transports, santé) ainsi que des établissements industriels à risques (installations nucléaires ou usines chimiques), qui ont effectué les travaux d'adaptation indispensables et mis en place des plans d'action structurés pour faire face à toute éventualité. Tous ont effectué les tests, et ils se sont révélés concluants, sur la bonne préparation de chacun d'eux, et notamment des plus importants que sont l'électricité et les télécommunications.

C'était là l'objet premier de la Mission pour le passage à l'an 2000 qui a mené des investigations permanentes pour sensibiliser et mobiliser tous les secteurs. Mais son rôle a été amplifié lorsqu'elle a été chargée du suivi de la préparation de chacun des ministères.

Les administrations avaient également, pour la majorité d'entre elles, pris le départ à temps. La mission pour le passage à l'an 2000 a été chargée, par la circulaire du Premier Ministre du 5 novembre 1998, de réaliser l'audit rigoureux de l'état d'avancement des travaux de chaque ministère, de suivre les étapes successives, plans d'adaptation, tests, plans de sauvegarde. Chaque mois, les vérifications sont faites, l'état d'avancement est suivi, système par système, en distinguant bien sûr les priorités vis-à-vis de la sécurité des personnes, et vis-à-vis des incidences économiques lourdes.

Aujourd'hui, la quasi totalité des ministères sont bien préparés sur le plan informatique et plus encore technique. Les systèmes touchant à la sécurité, gendarmerie, police, pompiers, Samu, hôpitaux, ont fait l'objet d'un suivi renforcé portant à la fois sur les sources d'énergie, les installations téléphoniques, l'alimentation en eau, etc.

Un groupe interministériel baptisé « groupe 2000 » avait été constitué pour suivre ces opérations. Il se réunit chaque mois et regroupe tous les hauts fonctionnaires an 2000 désignés dans chaque ministère pour superviser les opérations de passage.

Autre volet important de l'action de la mission, le secteur des collectivités locales qui, comme les élus, sont doublement concernées par le bogue : d'abord, parce qu'elles gèrent de nombreux systèmes informatiques et techniques dans tous les secteurs de leur activité au service des administrés ; ensuite, parce que les maires sont indirectement responsables du bon fonctionnement des multiples équipements implantés sur leur territoire. La situation des collectivités locales est très hétérogène : autant les grandes collectivités se rapprochent des grandes entreprises, avec des services techniques et informatiques importants et compétents, autant la situation des petites communes est assez proche de celle des PME/PMI souvent dépourvues de moyens pour faire face au problème. Selon une démarche qui s'inspire à la fois de celles qui ont été mises en œuvre pour les administrations et pour les PME/PMI, la mission a réuni les acteurs concernés pour identifier les installations et systèmes sensibles, apporter une assistance méthodologique et clarifier le rôle et les responsabilités. On doit, à cet égard, rendre hommage à la collaboration efficace des différentes associations d'élus (AMF, ADF, ARF...) qui n'ont ménagé ni leur temps ni leur peine, au sein du groupe de travail ad hoc institué dans le cadre du Comité national pour le passage à l'année 2000.

Tous les grands acteurs sont donc bien préparés. La seule ombre au tableau à ce jour est la situation des PME/PMI dont un pourcentage encore trop important est insuffisamment préparé. La dernière vague du baromètre que la mission a mis en place pour mesurer périodiquement l'état de préparation révèle une évolution certes favorable mais trop lente. Ainsi, 5 % de ces entreprises déclaraient qu'elles ne seraient pas prêtes à temps, et, ce qui est plus inquiétant, 7 % des entreprises de 10 à 49 salariés, 21 % de celles de 1 à 9 salariés et 24 % des entreprises unipersonnelles (les indépendants) déclaraient vouloir attendre le 1<sup>er</sup> janvier pour faire appel, le cas échéant, à un technicien. Si l'inquiétude à l'égard de ces dernières peut être tempérée car leur vulnérabilité est moins grande du fait qu'elles sont peu informatisées, il n'en va pas de même pour les autres : une PMI ne peut voir son activité arrêtée plus de quelques jours, c'est la survie de l'entreprise qui est en jeu. Or il n'y aura pas de technicien disponible immédiatement pour corriger les systèmes, et

elles doivent donc prévoir d'urgence des plans de contournement qui permettront, avec un fonctionnement peut-être dégradé, la poursuite de l'activité de l'entreprise.

Cette situation ne laisse pas d'être préoccupante, alors que, pour les plus petites, il est encore temps de procéder aux vérifications et corrections nécessaires.

∴

Il est évident que l'Etat, s'il entendait ne pas se substituer aux acteurs, devait cependant donner l'exemple et faire en sorte que la collectivité nationale soit bien préparée et informée.

C'est la raison pour laquelle a été créé le Comité national pour le passage à l'an 2000. Lieu de concertation et d'échange d'informations, ce comité rassemble tous les acteurs concernés par le problème de l'an 2000 : les grandes entreprises, les consommateurs, les partenaires sociaux, les collectivités territoriales, les organisations professionnelles et les chambres consulaires. Il se réunit tous les deux mois et permet de faire le point sur l'état de préparation des différents secteurs professionnels, et de débattre sur des questions concernant l'ensemble des acteurs.

A l'instar de celui constitué sur les collectivités locales, le comité a créé deux autres groupes de travail spécifiques : l'un sur les relations clients/fournisseurs pour toutes les questions juridiques de responsabilité et d'assurance, l'autre sur l'organisation du travail en fin d'année au moment du passage : le 31 décembre doit-il être un jour férié ? Doit-on prévoir des dispositions dérogatoires au code du travail pour faire face à la surcharge de travail avant et après le passage ? Ces deux groupes ont remis leur rapport au ministre lors de la dernière réunion du comité le 22 septembre. Une dernière réunion se tiendra fin novembre ou début décembre pour faire un ultime point de la situation à la veille de l'échéance.

C'est aussi pour l'information de chaque acteur qu'a été lancée une campagne de communication massive qui couvre la période de juillet 1998 à fin 1999.

Tous les médias ont été utilisés :

- le publipostage personnalisé, par deux fois, à raison de 800 000 et 2 200 000 exemplaires ;

- l'édition, avec un guide pratique tiré à 4 millions d'exemplaires, et de nombreuses fiches techniques ;
- la radio, la télévision et la presse ;
- le téléphone, avec la mise en place du centre d'appel téléphonique 0 801 31 2000 ;
- la relation directe avec le passage de la caravane d'information sur le bogue qui a sillonné la France et stationné dans plus de 120 villes.

Les actions menées visent à sensibiliser les agents économiques et le grand public au problème et à les inciter à en prendre d'abord la mesure, puis à engager à temps les actions adéquates. Une dernière campagne de communication va être lancée au dernier trimestre avec des messages différenciés :

- vers les TPE, afin qu'elles adaptent leur matériel : il est tard, mais il est encore temps ;
- vers les PME/PMI, pour leur rappeler la nécessité de mettre impérativement en place des plans de contournement ;

- vers les particuliers, enfin, pour les informer sur la préparation des services publics.

Les travaux d'adaptation des matériels informatiques et équipements électroniques ont été des opérations longues, coûteuses et difficiles, et tous les experts sont unanimes pour dire que, quelle qu'ait été la qualité de ces travaux, tout dysfonctionnement n'est pas exclu. Je crois qu'on peut assurer aujourd'hui que notre pays ne courra pas de risques majeurs, mais cela ne veut pas dire que l'on ne connaîtra pas de problèmes ponctuels et localisés. La France est globalement bien préparée et dans le peloton de tête des pays industrialisés, si l'on se réfère au classement établi par un organisme qui suit au niveau mondial la situation dans l'ensemble des pays. Il reste à savoir quelles pourraient être les conséquences éventuelles de l'insuffisante préparation d'un certain nombre de pays, et notamment des pays en voie de développement.

# L'informatique et les moyens de crise

par **Bernard Reberca**, Chef du groupe informatique, IPSN

Le Centre Technique de Crise (CTC) de l'IPSN est chargé, pour le compte des pouvoirs publics, d'évaluer les situations de crise concernant les accidents de nature radiologique ou présentant des analogies marquées avec des accidents radiologiques (contamination chimique...).

Le CTC s'inscrit dans l'organisation nationale de crise nucléaire et a une position d'appui technique (expertise) au profit des pouvoirs publics au niveau national (cercle de décision). En situation de crise, le CTC de l'IPSN met à la disposition des équipes de crise des moyens matériels (documentation et système informatique) dans le cadre d'une organisation préétablie.

L'activité du CTC se répartit en 4 cellules spécialisées (figure 1) :

- la Cellule Direction,
- la Cellule Evaluation de l'Installation,
- la Cellule Conséquences Radiologiques,
- la Cellule Secrétariat et Télécommunications.

La gestion de la crise repose sur la compétence personnelle des agents de crise et sur

l'utilisation des moyens disponibles au CTC, plus particulièrement des moyens informatiques.

## Les outils informatiques

### La préparation des exercices de crise

Chaque agent de l'IPSN susceptible d'intervenir en situation accidentelle reçoit une formation préalable et participe à des exercices de crise.

Pour préparer ces exercices et établir des scénarios réalistes, le CTC utilise le simulateur SIPA (Simulateur Post-Accidentel).

Initialement, SIPA est un programme développé par EDF et le CEA pour appréhender et modéliser par le code CATHARE les phénomènes thermohydrauliques des réacteurs à eau sous pression en cas d'accident.

Matériellement, SIPA est constitué d'un super-calculateur, d'un réseau d'ingénierie pour la création de configurations logicielles et d'un réseau de formation pour l'exécution en temps réel de ces configurations.

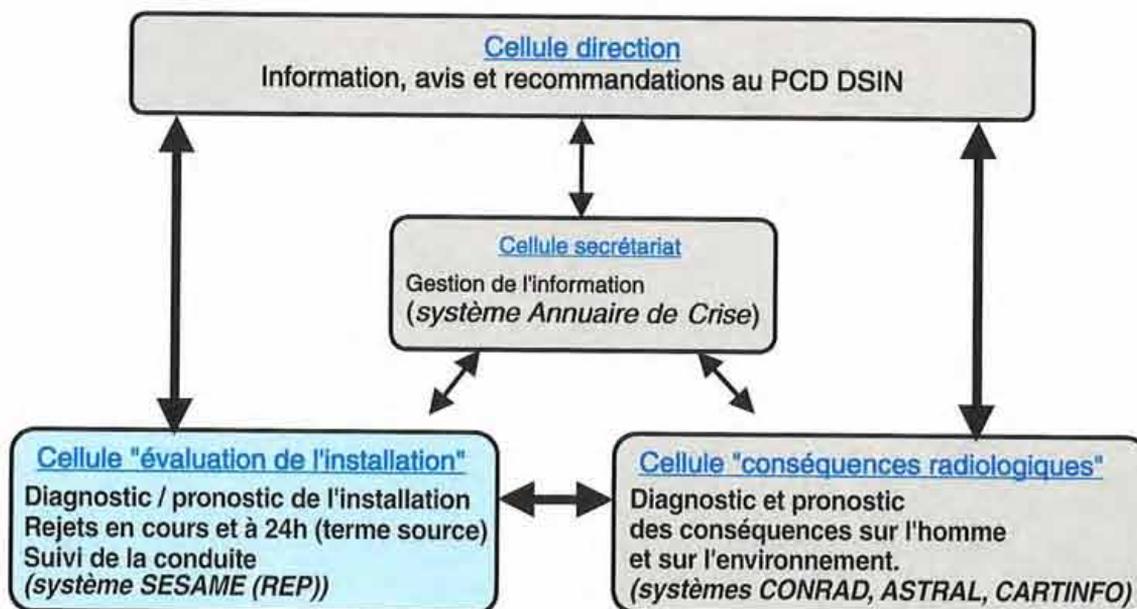


Figure 1

Les stations de travail et le super-calculateur travaillent sous Unix et sont reliés par des réseaux de type Ethernet à 100 Mbits.

Les objectifs de SIPA sont les suivants :

- formation des ingénieurs à la conduite de centrale,
- préparation et réalisation d'études et analyses de sûreté,
- préparation et exécution d'exercices de crise.

### **Les outils de la cellule**

#### **« Evaluation de l'Installation »**

Pour estimer le comportement physique d'une installation, un ensemble d'outils informatiques est disponible dans cette cellule. En cas d'accident sur un réacteur à eau pressurisée, les agents de crise utilisent le système SESAME (Schéma d'Evolution des Situations Accidentelles et Méthodes d'Evaluation) (figure 2).

Le système SESAME a été développé dès 1988 par l'IPSN et mis en place au CTC de l'IPSN pour devenir opérationnel en 1994 après une campagne de tests d'intégration.

Le système SESAME est composé des logiciels suivants :

- ACQUISITION : réception des données soit automatiquement par liaison informatique depuis le calculateur de la tranche accidentée soit manuellement par des messages pré-formatés ;
- 3D/3P : diagnostic de l'état de l'installation à partir de l'évolution des paramètres envoyés par la tranche accidentée ;
- BRECHEMETRE : estimation de la taille de la brèche ;
- SCHEHERAZADE : estimation du délai avant dénoyage ;
- HYDROMEL : estimation du risque hydrogène dans l'enceinte ;



Figure 2

- ALIBABA : recherche des chemins de fuite potentiels de l'enceinte de confinement ;
- PERSAN : estimation du terme source.

Les logiciels du système SESAME ne sont pas des codes de référence mais répondent à des exigences particulières, notamment en termes de précision et de temps de traitement. Ils sont composés de modèles simplifiés, mais suffisamment précis pour les besoins de la crise, et surtout rapides d'exécution. Ils ont été validés à partir de codes de référence utilisés à l'IPSN (ESCADRE et CATHARE).

Grâce au système SESAME, il est possible d'estimer la quantité, la nature et la cinétique du rejet de produits radioactifs hors de l'installation pouvant résulter de la situation accidentelle en cours, soit en phase de diagnostic (état de l'installation à l'instant de l'évaluation), soit en phase de pronostic (projection de cet état).

Le système SESAME fonctionne sur des micro-ordinateurs de type PC, reliés en réseau.

### **Les outils de la cellule**

#### **« Conséquences Radiologiques »**

Deux systèmes informatiques ont été développés pour les besoins de cette cellule : les systèmes CONRAD et ASTRAL. Il est également possible d'utiliser le système SIGMA pour le calcul de la dispersion et des conséquences d'un rejet de produit gazeux toxiques en cas d'accident chimique.

Le système informatique CONRAD (CONséquences RADiologiques) est un ensemble de logiciels destinés à l'évaluation des conséquences, en termes de doses pour les populations, d'un rejet accidentel de radionucléides dans l'atmosphère, ceci pour un rejet et des conditions météorologiques données.

Le système CONRAD est composé des logiciels suivants :

- ABAQUES, qui fournit une estimation conservatrice rapide des conséquences d'un rejet en termes d'activités volumiques, de dépôts et de doses, à différentes distances du lieu d'émission, sous le vent et pour des conditions météorologiques uniformes dans l'espace et dans le temps, en vue de proposer des contre-mesures (figure 3) ;
- SIROCCO, qui calcule les activités volumiques instantanées et intégrées, les dépôts au sol, les doses et débits de dose dus à des rejets à



Figure 3

débit variable dans des conditions météorologiques éventuellement variables dans le temps. Ce logiciel couvre toutes les distances, de l'échelle locale aux longues distances, en utilisant dans ce dernier cas des conditions météorologiques variable dans l'espace.

Le système CONRAD reçoit automatiquement les évaluations de rejet fournies par le système SESAME, dans le cas d'un accident affectant un réacteur à eau pressurisée.

Les données météorologiques sont récupérées automatiquement par liaison informatique avec un site de Météo-France.

Le logiciel de simulation ASTRAL permet d'examiner l'influence de différentes stratégies de gestion d'une situation post-accidentelle à partir d'une évaluation de l'impact des rejets sur l'environnement transmise éventuellement par le système CONRAD. Cette transmission est effectuée par le partage d'une base de données.

L'ensemble de ces études doit permettre à l'IPSN de présenter une expertise de la situation aux pouvoirs publics en vue d'optimiser les interventions dans les secteurs concernés et de réduire les conséquences sanitaires et économiques engendrées par la contamination de l'environnement.

#### Le système ECRIN

Le logiciel ECRIN a pour mission la gestion et l'utilisation de coefficients de dose en vue du calcul de doses reçues par l'homme selon les conditions d'exposition aux rayonnements ionisants.

Il permet aux agents de l'IPSN de disposer d'une référence de base de données validée pour garantir la cohérence des calculs.

Les bases de données de référence concernent l'environnement, la démographie, l'économie autour des sites d'installations

nucléaires. Ces données sont constituées de statistiques en provenance de l'INSEE, textes, images, cartes, plans...

Le système de gestion de bases de données utilisé est ORACLE.

Une cartographie informatisée développée à l'aide d'un Système d'Information Géographique (SIG ArcInfo de la société ESRI) permet de construire des cartes à différentes échelles pour présenter les évolutions de la situation dans l'environnement à partir de bases de données géographiques et analytiques disponibles sur le marché et des résultats des outils CONRAD ou ASTRAL (figure 4).

Ce système cartographique contient également les moyens fixes et mobiles de mesure dans l'environnement en identifiant leurs sensibilités et leurs gammes de mesure.

La gestion de la crise s'appuie sur l'utilisation de plusieurs applications informatiques.

La cartographie peut être couplée à des applications différentes (CONRAD, ASTRAL...) selon le type d'expertise souhaité (figure 5).

Les bases de données ainsi que les outils CONRAD, ASTRAL et cartographie sont implantés sur des serveurs Unix.

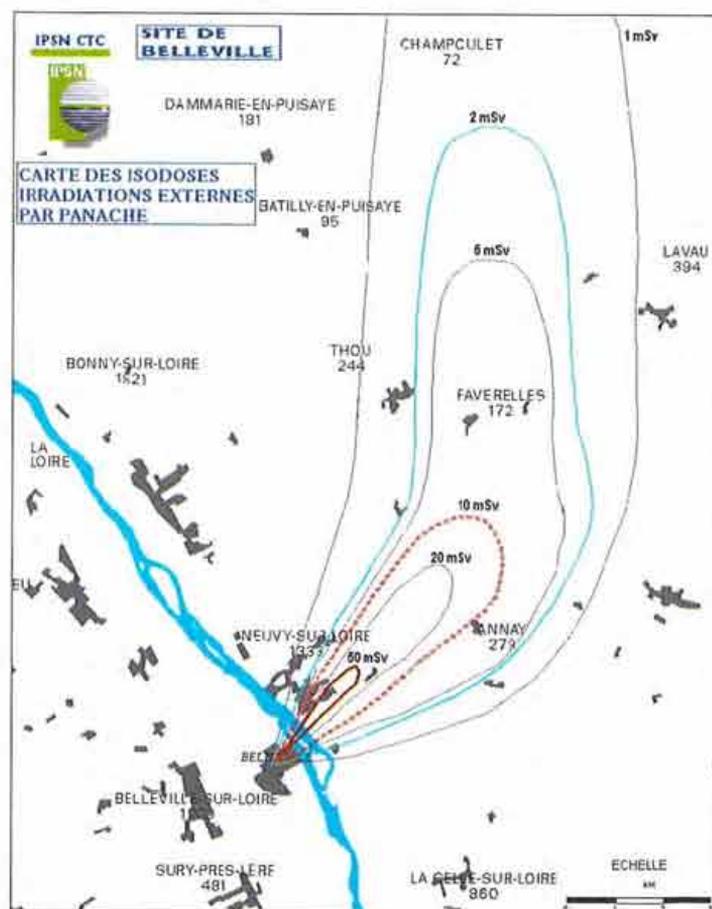


Figure 4. Extrait d'une simulation lors d'un exercice de crise

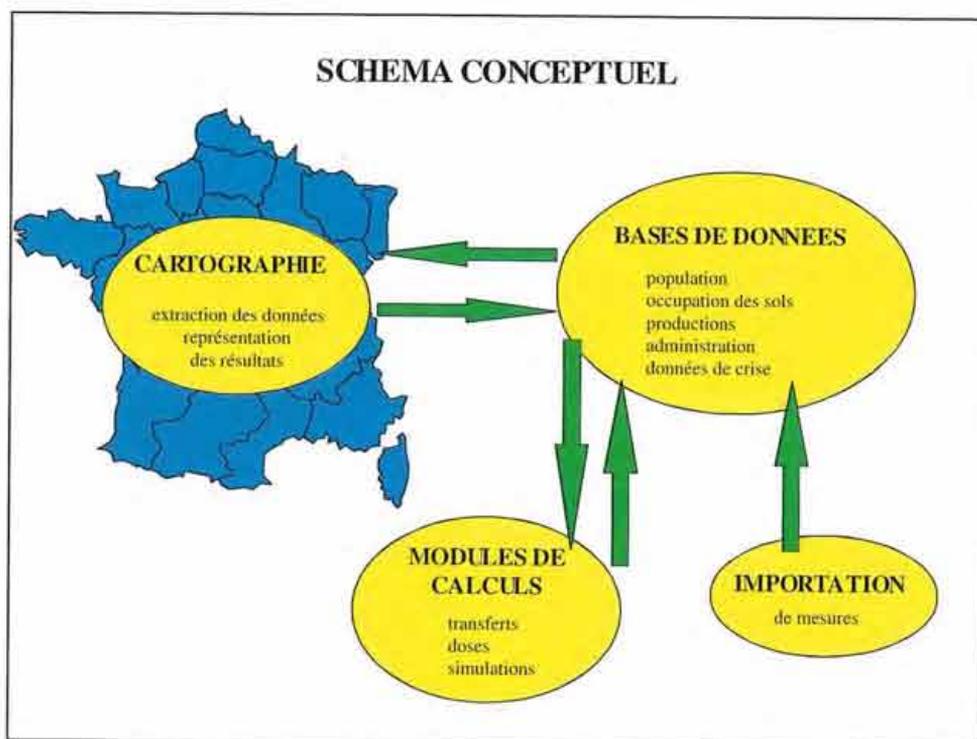


Figure 5

**Les outils des cellules « Direction »  
et « Secrétariat et Télécommunication »**

En cas de crise, ces cellules disposent d'un annuaire de crise informatisé qui permet de sélectionner les experts appelés à intervenir au CTC sur la base de leurs compétences dans

les différents domaines impliqués. Une liste de près de 300 personnes mobilisables est tenue à jour.

Des fichiers (données, cartes...) peuvent être expédiés soit par ligne dédiée soit par Internet aux pouvoirs publics.

**Passage à l'an 2000**

Le CTC est particulièrement sensible à l'anomalie de l'an 2000 du fait d'une part de l'importance des moyens informatiques, d'autre part de ses liaisons avec les autres organismes. Cette anomalie est liée au traitement ou au stockage de l'année, codage sur deux chiffres au lieu de quatre.

Le traitement de l'an 2000 a fait l'objet de mesures particulières.

Une liste complète des équipements, des réseaux utilisés et des applications disponibles au CTC a été établie.

Chaque équipement ou logiciel a été testé.

De plus, pour les matériels ayant été testés avec succès, la garantie du passage « an 2000 » a été demandée auprès des fournisseurs de matériel et des éditeurs de logiciel ou des concepteurs de codes.

Le cas échéant, les corrections nécessaires ont été appliquées lorsque cela était possible.

Les postes de travail ne pouvant pas passer l'an 2000 ont été remplacés.

Pour l'IPSN, l'objectif imposé est d'avoir tous ses systèmes prêts pour le passage à l'an 2000 dès la fin du mois d'octobre.

# Industrie nucléaires et autres industries : Convergence des besoins et des solutions

par **Patrice Ferrault**, Directeur d'activité, Euriware,  
et **Bruno Gauthier**, Directeur technique – région Rhône-Alpes,  
Euriware

Concepteur depuis vingt ans de systèmes informatiques pour l'industrie, et en particulier pour l'industrie nucléaire, le Groupe Euriware a acquis une expérience qui lui permet aujourd'hui d'avoir un point de vue en perspective à la fois sur les approches des différents secteurs industriels, et sur leurs évolutions au cours des dernières années.

Le secteur nucléaire a longtemps cultivé des particularismes très forts pour ses choix d'investissements informatiques. Or cette situation a beaucoup évolué, au point que peu d'éléments distinguent aujourd'hui l'informatique de l'industrie nucléaire de celle des autres secteurs.

En effet les enjeux et les contraintes du secteur nucléaire – qui déterminent ses besoins d'informatique – sont souvent très voisins de ceux des autres industries. Il faudrait d'ailleurs bien distinguer les diverses composantes du secteur nucléaire, qui ont elles-mêmes des besoins contrastés.

Quoi de commun en effet entre :

– la production nucléaire, qui doit assurer une production continue (fiabilité du contrôle de procédé, maintenance), avec une sûreté garantie et des rejets réglementés (automatismes), pour un coût d'exploitation optimal (maintenance, gestion du personnel), ce qui l'apparente par bien des aspects aux autres grandes industries de process continu comme le raffinage ;

– le cycle amont du combustible, qui est clairement un process minier, puis un process physico/chimique, avec des impératifs de qualité et de rendements (contrôle de processus, automatismes), et souvent des infrastructures lourdes (maintenance), ce qui l'apparente à la chimie de base ;

– la fabrication de combustibles, qui doit avant tout garantir un combustible de qualité (contrôle qualité, traçabilité), dans des installations nécessairement automatisées, avec des contraintes de sûreté et des délais contractuels de livraison (gestion de production) – on retrouve là des analogies à la fois avec les procédés de fabrication et d'assemblage très automatisés comme l'automobile, et des contraintes de qualité et de traçabilité voisines de la pharmacie ;

– le retraitement, où l'on retrouve des caractéristiques de process chimique batch ou continu (contrôle process), des impératifs de robotisation et d'automatisation, une problématique de maintenance très lourde ;

– le transport des combustibles et le stockage des déchets (qualité, sûreté, traçabilité...) ;

pour se limiter aux opérateurs industriels du secteur ?

Au delà de ces analogies d'enjeux de métiers et de besoins entre le nucléaire et les autres secteurs, d'autres raisons conduisent à la convergence de leurs informatiques.

Les grands acteurs industriels français du nucléaire, ayant défini à l'origine leurs besoins informatiques, n'ont pas trouvé de solutions industrielles satisfaisantes, et se sont souvent orientés vers des solutions spécifiques, qui offraient en outre la possibilité d'un très bon contrôle dans le temps par les exploitants de la maintenance et de l'évolution de leur système d'information. Dans le cas de la France, des programmes d'investissement importants permettaient d'amortir le coût de ces solutions et les justifiaient totalement.

L'offre progicelle ayant beaucoup mûri, elle présente maintenant des avantages écono-

miques évidents en termes de coût de projet, de délai de réalisation des projets (ce qui est essentiel aussi bien en termes de date de disponibilité des produits sur le marché qu'en termes d'accélération des retours sur investissements), de coûts de maintenance et d'exploitation, de disponibilité des compétences informatiques, etc. Il n'est plus guère de domaines qui échappent aujourd'hui aux progiciels. Ces progiciels sont évidemment pour la plupart multisectoriels, même si certains peuvent inclure des spécialisations sectorielles. C'est ainsi qu'on va retrouver selon les cas des progiciels du monde de la pharmacie, du monde du pétrole... dans les applications nucléaires.

Finalement, domaine par domaine, quelles sont les convergences des systèmes informatiques ?

Dans le domaine du contrôle procédé, les solutions mises en œuvre dans l'industrie nucléaire sont identiques à celles utilisées dans d'autres industries, selon le type de procédé : automates programmables pour les procédés mécaniques, automates programmables avec modules de régulation ou SNCC (systèmes numériques de contrôle-commande) pour les procédés batch, SNCC pour les process continus comme par exemple les centrales nucléaires.

Une particularité du nucléaire par rapport à la plupart des autres industries consiste en une plus grande complexité des logiciels de contrôle-commande liée à la gestion de contrôle de sécurité des opérations et la mise en œuvre de modes d'exploitation spécifiques (de type manuel asservi), pour traiter à distance les dysfonctionnements. Par ailleurs, dans le cas d'installations importantes, telles que l'usine COGEMA de La Hague et les centrales EDF du palier N4, des outils de conception intégrés avec une gestion des données techniques permettent d'assurer la cohérence de la chaîne de contrôle commande depuis les systèmes de conduite jusqu'aux capteurs et actionneurs.

Le domaine de la conduite fait largement part aujourd'hui, dans le nucléaire comme dans les autres industries, aux produits de supervision des constructeurs d'automates ou d'éditeurs spécialisés, les outils spécifiques, lorsqu'ils existent, ayant généralement des fonctions comparables aux produits cités précédemment.

Comme dans les industries de procédé batch ou continu, des fonctions d'aide à la conduite sont mises en œuvre principalement dans les unités de process chimique. Elles concernent, par exemple dans le cas de COGEMA La Hague, l'élaboration d'informations de synthèse permettant de contrôler le fonctionnement du procédé, l'aide à l'optimisation des cadences de production, ou, dans le cas des centrales nucléaires, les procédures de conduite normale, incidentelle et accidentelle.

Toujours dans le domaine de l'aide à la conduite, la maîtrise des procédures d'exploitation complexes peut nécessiter la mise à disposition de modes opératoires en ligne. Outre l'apport d'une aide à l'opérateur dans les situations particulières d'exploitation, il s'agit également, comme dans le cas de l'industrie pharmaceutique, d'apporter un support dans le cadre du respect des procédures opératoires imposées par les clients ou par des organismes de contrôle. Ces applications font aujourd'hui appel le plus souvent aux produits de gestion documentaire associés aux technologies Internet.

Le domaine de la qualité est encore un domaine où l'on rencontre des similitudes entre l'industrie nucléaire et des industries telles que la pharmacie et l'agro-alimentaire. Comme dans ces industries, les produits issus des usines de retraitement, de conditionnement de déchets ou de fabrication de combustibles nécessitent l'élaboration de dossiers qualité permettant de retrouver la traçabilité de composition du produit, les paramètres procédé associés au cycle de fabrication, éventuellement la séquence opératoire réalisée. Concernant la gestion de la traçabilité, les applications sont encore souvent des développements spécifiques. Il est à noter que, dans le cas de l'usine de fabrication de combustible MOX de COGEMA à Cadarache, l'application mise en place repose sur le noyau d'un produit développé pour l'industrie pharmaceutique. Quant à la gestion de laboratoire, elle est présente dans la plupart des usines associées au cycle du combustible. L'informatisation de cette fonction, nécessaire dès que les flux d'analyses deviennent importants, est réalisée généralement sur la base de produits du marché, comme c'est le cas à l'usine MELOX.

La sécurité, du personnel et du public, est une préoccupation qui est présente dans le

nucléaire comme dans d'autres industries à risques, avec des systèmes de même nature notamment en ce qui concerne la détection incendie et le contrôle d'accès. Cependant, une spécificité du nucléaire concerne la prévention des risques relatifs à la radioactivité. Elle met en œuvre des capteurs spécialisés assurant la mesure des rayonnements et de la contamination de l'environnement. Les outils informatiques permettant d'assurer la surveillance des installations sont le plus souvent construits sur la base de progiciels de supervision ou SCADA utilisés par ailleurs dans le monde de la GTC (gestion technique centralisée) ou du contrôle de procédé.

Concernant la GPAO (gestion de production assistée par ordinateur), cette fonction est pratiquement absente dans l'industrie nucléaire, hormis dans le secteur de la fabrication de combustible dont le procédé est de type manufacturier. Cette absence s'explique essentiellement par la durée des cycles de production ne nécessitant pas à ce jour l'informatisation de la planification de ressources.

La fonction maintenance est dans la plupart des installations nucléaires un poste important en termes de coût à maîtriser et d'activités à piloter. Elle concerne la gestion des stocks et l'approvisionnement des pièces de rechange, la planification et le suivi des opérations de maintenance. Cette fonction, lorsqu'elle est informatisée, repose dans la majo-

rité des cas sur des progiciels de GMAO du marché utilisés dans d'autres industries comme par exemple à EURODIF ou à COGEMA La Hague. Notons une contrainte particulière à prendre en compte dans ces systèmes dans le cas du nucléaire, que nous retrouvons cependant dans d'autres industries à risques comme les raffineries, qui concerne la gestion de la sécurité du personnel et des équipements lors des interventions de maintenance.

D'une façon générale, dans le domaine de la gestion, les entreprises du nucléaire sont soumises comme leurs concurrents à des impératifs d'optimisation économique qui les amènent à transformer leurs processus et à porter leurs outils de gestion au niveau des meilleurs standards mondiaux. Elles ont pour la plupart choisi très tôt de refondre leurs systèmes à partir des grands ERP.

Ce bref survol, qui aurait pu être étendu à d'autres domaines comme le calcul scientifique ou la conception des installations et des produits (SGDT, CAO), illustre bien la convergence des besoins et des solutions.

Pour autant, ces solutions doivent être soigneusement étudiées et adaptées à leur contexte spécifique et aux situations d'exploitation lors de leur mise en place dans les industries nucléaires, et c'est à ce moment que la compréhension des contraintes particulières de ce secteur est déterminante.

# L'informatique dans la sécurité du transport à la RATP

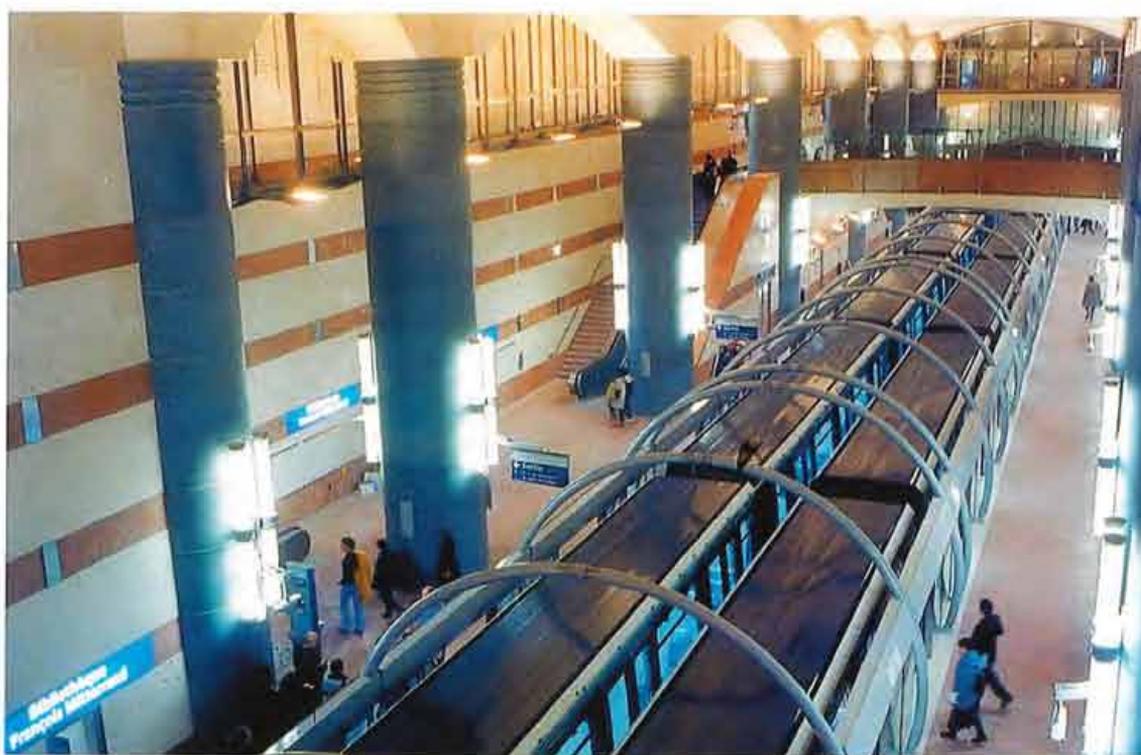
par **Francis Boschat**, Responsable de l'unité ingénierie de certification et d'homologation, Département des équipements et systèmes électriques, RATP

Le présent article traite de l'utilisation de systèmes informatiques pour la réalisation de fonctions garantissant la sécurité des circulations des trains de la RATP (réseaux du métro et du RER), et plus particulièrement de la sécurité des logiciels. Il s'agit notamment des fonctions de contrôle d'espacement et de vitesse garantissant l'absence de risque de collision entre trains. Il s'appuie sur les dispositions mises en œuvre à l'occasion du projet METEOR (METro Est-Ouest Rapide) devenu, le 15 octobre 1998, la ligne 14 du métro de Paris, la première sans conducteurs.

## Le rôle des industriels et celui de la RATP dans la sécurité

Les pouvoirs publics font au transporteur une obligation de résultat en matière de sécurité

du service et des installations ou équipements. Pour la RATP, qui assure journallement près de 6 millions de voyages pour ses clients, cette obligation est naturellement très forte pour ce qui touche aux risques d'accidents ferroviaires. Elle met donc en œuvre, sous le contrôle de ses tutelles, les dispositions nécessaires, détaillées ci-dessous. Néanmoins, il n'est pas dans ses missions, mais dans celles des industriels, de réaliser l'étude, la fabrication et l'installation des systèmes et équipements correspondants. La RATP impose donc aux industriels des obligations contractuelles relatives à la sécurité au même titre que pour ce qui concerne les performances techniques ou de disponibilité. La vérification des dispositions adoptées et des résultats est faite par la RATP, qui réalise de son côté un travail de validation indépendant.



Ligne METEOR. Station Bibliothèque François-Mitterrand

### Pourquoi de l'informatique dans les fonctions de sécurité

Les équipements « traditionnels » de contrôle du mouvement des trains en sécurité (signalisation, pilotage automatique) sont réalisés à l'aide de technologies volontairement rustiques. En effet, dans le domaine ferroviaire, c'est le concept de la sécurité intrinsèque qui prévaut de longue date. Il consiste à s'assurer, par tous les moyens de preuve (analyses théoriques, essais...), que toutes les pannes possibles conduisent à un état sûr (en particulier, pour ce qui concerne le mouvement des trains, leur arrêt par application du freinage d'urgence). La simplicité des principes mis en œuvre et la rusticité des solutions sont un gage de la possibilité de preuve que ce concept est vérifié.

Mais, dès lors que se complexifient les systèmes et que s'accroissent les performances, les solutions rustiques trouvent leurs limites. C'est ainsi que, dès les années 80, la RATP a dû se tourner vers l'utilisation de l'informatique pour permettre la réalisation du système SACEM (Système d'Aide à la Conduite, à l'Exploitation et à la Maintenance) qui contrôle en sécurité la marche des trains de la ligne A du RER. Il a fallu à cette occasion définir de nouvelles méthodes pour garantir la

sécurité. METEOR est l'héritier de ce travail, qui s'est affiné progressivement avec l'écllosion de nouvelles possibilités techniques.

### Les différentes facettes du problème

Garantir la sécurité (au sens de l'absence de risque d'accident) d'un système informatique complexe repose sur les trois points ci-dessous, détaillés dans la suite de l'exposé :

- une définition claire des tâches et des responsabilités de chacun des acteurs, en un mot l'organisation du projet ;
- la mise en place et la vérification itérative de principes permettant la construction et la validation de la sécurité ;
- l'utilisation de techniques adéquates, véritables points-clés de la construction de la sécurité.

### L'organisation du projet

#### *En phase projet*

Dès le début du projet, un plan relatif à la construction et à la validation de la sécurité est établi par la RATP et présenté pour accord aux tutelles. Tout au long du projet et jusqu'à la mise en service, des revues avec les autorités de tutelle permettent de veiller à l'appli-



Poste de contrôle. Bercy

cation de ce plan. Dans celui-ci figurent notamment l'organisation retenue tant à la RATP que chez l'industriel, les objectifs fixés, les principales étapes du cycle de développement et de validation et les tâches associées, les documents qui doivent être produits pour attester du bon accomplissement de chaque tâche, l'arborescence technique...

L'industriel titulaire du marché de conception et de réalisation a l'obligation de mettre en place une équipe totalement indépendante pour la vérification de la sécurité. Cette équipe contrôle les travaux des concepteurs et mène ses propres analyses de façon à garantir le résultat obtenu. On retrouve cette disposition dans les récentes normes européennes EN 50 126, EN 50 128 et EN 50 129, qui traitent de la sécurité dans le domaine ferroviaire, respectivement sous l'angle du système, des logiciels et des équipements matériels.

La RATP mène de son côté aussi deux types de tâches, affectées à des équipes indépendantes : d'une part le contrôle des travaux de l'industriel, et d'autre part la qualification indépendante de la sécurité, du système aux constituants matériels et logiciels. Une organisation matricielle projet/métiers permet de garantir la cohérence d'ensemble, le respect des objectifs du projet, et celui des prescriptions spécifiques à chaque sujet.

### *En phase d'exploitation et de maintenance*

En phase d'exploitation et de maintenance par la RATP de ces systèmes utilisant l'informatique, les dispositions adoptées pour garantir le maintien du niveau de sécurité reposent sur une maîtrise très forte du référentiel : aucune évolution n'est autorisée si elle n'a pas suivi le même cycle de validation que celui décrit en phase de projet. Tous les intervenants sont sensibilisés à cette obligation, et les procédures d'intervention et de contrôle permettent d'y veiller. Ces dispositions conduisent naturellement à limiter strictement les évolutions, notamment celles des logiciels.

En complément à ces dispositions, un processus de collecte et de traitement du retour d'expérience est mis en place, qui permet d'enrichir le référentiel technique du système et de vérifier l'adéquation des dispositions retenues en conception à l'utilisation réelle.

### **Les principes adoptés**

Quelques principes simples régissent l'organisation adoptée et le travail de chacun. Les principaux sont décrits ici.

#### *L'indépendance des équipes*

L'indépendance des équipes reste aujourd'hui le meilleur moyen de réduire le risque d'erreurs propre à chaque activité dans laquelle intervient l'homme, si compétent soit-il. Ainsi, pour ce qui concerne la sécurité, l'organisation mise en place est telle qu'aucune tâche ne peut échapper à un deuxième contrôle approfondi par une personne ou une équipe distincte.

Cette disposition (redondance des équipes) est contrôlée chez l'industriel et appliquée systématiquement pour les activités propres à la RATP. Elle joue naturellement aussi son rôle pour les travaux menés en parallèle chez l'industriel et à la RATP.

#### *L'indépendance des méthodes et des outils*

Aucune méthode, aucun outil ne peut seul garantir l'absolue sécurité du développement d'un logiciel ou d'un équipement. Afin d'accroître encore la fiabilité de la redondance des équipes indiquée ci-dessus, il est recherché systématiquement l'usage de méthodes et/ou d'outils différents pour l'accomplissement des tâches qui se contrôlent mutuellement. Ainsi, la probabilité d'une erreur commune qui conduirait à masquer une anomalie contraire à la sécurité est-elle minimisée.

#### *Une démarche technique rigoureuse*

La démarche de construction et de démonstration de la sécurité est totalement imbriquée dans l'ensemble du projet : c'est le principe de l'ingénierie concourante, indispensable dans ce type d'application où la sécurité obtenue est un élément déterminant. Elle suit donc un cycle continu et itératif qui permet d'aller des spécifications du système jusqu'à ses constituants élémentaires, en assurant à chaque étape la traçabilité et la gestion de configuration, et la mise en place des moyens de test selon le classique « cycle en V » des logiciels.

Pour garantir la sécurité des calculateurs malgré les aléas ou les pannes susceptibles de survenir en exploitation, la RATP a choisi de reconduire sur le projet METEOR la technique

## Les points-clés

### *Le monoprocesseur codé*

Dans cette technique, un seul processeur assure le traitement en sécurité des logiciels. Pour garantir la sécurité, on associe à chaque variable traitée un code.

La composition du code, les opérations fonctionnelles réalisées sur les variables, et les traitements associés réalisés sur le code de chaque variable à chaque cycle de calcul pour obtenir le nouveau code associé à la variable issue du traitement, sont choisis de telle sorte que la probabilité de non-détection d'une quelconque anomalie (erreur d'opérateur, d'opérande, de date, etc.) reste inférieure à un seuil prédéterminé dépendant de la clé du code.

Un dispositif conçu en sécurité intrinsèque surveille en permanence le résultat de ce système de détection et déclenche la mise en sécurité du système (arrêt du train en freinage d'urgence) en cas d'anomalie.

### *Le développement formel des logiciels*

La RATP a imposé le développement formel des logiciels de sécurité. Il s'agit, partant des spécifications textuelles généralement porteuses d'ambiguïtés, de les exprimer sous une forme mathématique en exhibant les propriétés de sécurité, ce qui permet ensuite de développer les logiciels par des étapes de raffinements successifs, en prouvant mathématiquement à chaque étape la conformité aux propriétés de sécurité. Le choix s'est porté sur la « méthode B », supportée par un outil commercialisé et opérationnel de façon industrielle, doté d'un prouveur automatique, l'« Atelier B ».

L'utilisation d'un développement formel permet de lever les ambiguïtés et les incohérences de la spécification initiale, puis de bénéficier de l'apport des mathématiques pour prouver la sécurité des logiciels écrits.

du monoprocesseur codé, mise au point antérieurement pour le système SACEM, et dont les principes sont exposés ci-dessus. Dans ces conditions, réaliser par un système informatique des fonctions de sécurité nécessite de veiller aux points suivants :

- *la spécification doit être sûre*, ce dont la RATP, séparément du travail de l'industriel, s'assure notamment par des travaux de modélisation dynamique des spécifications, permettant de vérifier leur cohérence, leur comportement, leur complétude y compris dans les modes de fonctionnement les plus dégradés ;
- *le logiciel doit être exempt d'erreur contraire à la sécurité*, ce qui a été obtenu par un développement à l'aide d'une méthode formelle, la « méthode B », et par des techniques de test s'appuyant, pour ce qui concerne les travaux propres à la RATP, sur les modèles dynamiques des spécifications ;
- *les fautes à l'exécution des programmes (pannes...) doivent conduire le système dans un état sûr* : c'est le rôle du monoprocesseur codé déjà évoqué.

## Perspectives d'évolution

L'Atelier de Qualification des Logiciels, laboratoire de la RATP chargé de la qualification des logiciels de sécurité, vient d'être accrédité par le COFRAC (COMité FRANçais d'ACCréditation) dans le domaine de l'évaluation en sûreté de fonctionnement des systèmes logiciels. Cette accréditation, la première en France dans ce domaine, atteste de son haut niveau de savoir-faire, de sa compétence, de son impartialité, et de la qualité de ses travaux. C'est une garantie pour les besoins internes de l'entreprise comme pour les voyageurs utilisant les services de la RATP. C'en est une aussi pour les clients externes qui lui confient des travaux.

L'expérience acquise par la RATP dans ce domaine de l'informatique de sécurité, l'état des méthodes et des outils qu'elle utilise, leur adaptation à des technologies et des cas d'application divers, lui permettent d'envisager sans inquiétude le développement, voire l'invasion, de l'informatique dans les fonctions les plus critiques.

# Les systèmes informatiques dans le contrôle et le transport aérien

par Frédéric Boniol, Jack Foisseau, Michel Lemoine, Christel Seguin, ONERA – Toulouse, Département traitement de l'information et modélisation (DTIM), Département prospective et synthèse (DPRS)

## 1. Place des systèmes informatiques dans le contrôle aérien

### 1.1. Fonctionnalités du contrôle aérien

La DAC (Direction de l'Aviation Civile) est chargée du contrôle aérien français dans deux espaces aériens bien séparés : l'espace aérien supérieur et l'espace aérien d'approche.

Pour l'espace aérien supérieur, il y a 5 centres de contrôle (Aix-Marseille, Athis-Mons, Bordeaux, Brest, Reims). Le rôle du contrôleur dans cet espace supérieur est le maintien des distances séparatives entre aéronefs et l'écoulement maximal du trafic.

Dans l'espace aérien d'approche, chaque grand aéroport prend en charge les avions en approche pour un grand secteur (Blagnac assure l'approche de Carcassonne, Rodez, Castres, etc.) et contrôle le décollage et l'atterrissage pour l'aéroport lui-même uniquement. Le rôle du contrôleur est soit la gestion de l'approche, soit la gestion des départs (prévol, taxiing, décollage) et des arrivées (atterrissage, taxiing, parking).

### 1.2. Caractéristiques des systèmes informatiques (SI) pour ces deux types de contrôle

#### • Systèmes en boucle ouverte

Dans un cas comme dans l'autre, les SI ont pour rôle d'aider les contrôleurs. L'homme est toujours dans la boucle ouverte, le SI n'est jamais maître de la situation. En d'autres termes, les différents systèmes fournissent une information synthétique au contrôleur, assurent des tâches de communications, de mise à jour de BD, d'impression, d'historisation, etc.

#### • Systèmes autonomes

Tous les SI sont autonomes, c'est-à-dire qu'ils ne communiquent avec aucun autre système. Par exemple, pour le moment, rien n'est échangé entre les calculateurs de bord d'un aéronef et le contrôle aérien. Les communications passent toujours par le contrôleur (bien évidemment la mise à jour des positions des avions dans l'espace aérien est liée à la poursuite aérienne et est entièrement automatique). A terme, la situation doit évoluer et un SI dédié aux échanges entre les aéronefs et le contrôle aérien est en cours de définition.

#### • Systèmes à fortes contraintes

*Coût.* Les systèmes sont très onéreux : un poste de contrôle est actuellement évalué à plusieurs millions de francs (il y a de 500 à 2000 postes de contrôle potentiels). Les coûts commencent à décroître, car d'une part on adopte des matériels civils standard et d'autre part on essaie de prohiber les systèmes dédiés (leurs coûts de maintenance sont trop élevés).

*Respect des réglementations.* Les systèmes sont soumis au respect de nombreuses réglementations imposées par les organismes internationaux et à leur application qui sont des procédures, générales mais aussi locales. La fiabilité pratique des systèmes support est très faible. Les contrôleurs en sont conscients et ont en permanence un regard critique sur leur systèmes de support. Dès qu'il y a un doute sur la fiabilité matérielle et/ou logicielle, il y a un rejet pur et simple du système.

*Faible évolutivité.* Les SI ne peuvent évoluer que faiblement car d'une part le coût est élevé mais surtout une évolution n'a de sens que si elle est acceptée (à la limite voulue) par les contrôleurs, dont le pouvoir est important.

### 1.3. Quelques besoins exprimés par le contrôle aérien

Les contrôleurs souhaitent des évolutions, par exemple dans la meilleure connaissance des informations détenues par certains équipements de bord (vitesse de l'avion, sa masse, sa distance de la balise ILS, etc.). Le Data Link pourrait assurer cette fonctionnalité, mais pour ce faire il faudrait modifier et les réglementations et les procédures du contrôle aérien et introduire de nouveaux matériels dans les centres.

Les contrôleurs sont également partisans de SI de type DSS (Decision Support System) tel ERATO (En-Route Air Traffic Organizer) qui permet de simuler des situations (changement de route d'un aéronef) et de mesurer l'impact sur la situation en cours de contrôle dans un secteur aérien.

## 2- Les systèmes informatiques dans le transport aérien

### 2.1. L'évolution

La variété et le nombre des systèmes informatiques embarqués au sein des avions n'ont cessé de croître avec les progrès de l'« avionique ». L'avionique désigne l'application des techniques de l'électronique et de l'informatique au domaine de l'aviation. Elle est apparue dans les années 1960 lorsque les équipements analogiques furent remplacés par leurs équivalents numériques, réalisés à l'aide des premiers circuits intégrés. Les premiers micro-ordinateurs furent embarqués au début des années 1970 pour offrir de nouveaux services comme l'assistance à la navigation. Progressivement, l'usage de l'informatique s'est imposé pour remplacer les équipements existants et introduire des fonctions de plus en plus complexes. Aujourd'hui, les avions civils modernes comme l'Airbus A340 ou le Boeing B777 ne contiennent pas moins de 100 calculateurs, connectés par un réseau de communication d'environ 400 liaisons numériques, pour mettre en œuvre une centaine de fonctions avioniques.

L'informatique ne s'est pas contentée d'influencer la réalisation des systèmes embarqués, elle a fait aussi évoluer significativement les modalités de pilotage des avions modernes. Ainsi, le système de visualisation de l'information remplace la kyrielle des

cadrans électro-mécaniques des instruments de bord par quelques écrans synthétiques, interrogeables à la demande. Mais l'exemple le plus démonstratif est certainement le système de pilotage.

En effet, la trajectoire d'un aéronef doit être « stable », rester dans le « domaine de vol » de l'avion et respecter un plan de vol établi en accord avec le contrôle aérien. Le domaine de vol fixe les limites de la sustentation de l'avion en l'air en fonction de caractéristiques mécaniques et aérodynamiques de l'avion et de paramètres de vol comme l'altitude et la vitesse. Les vols stables limitent le tangage, le roulis, les oscillations de l'avion ; ils sont économiques, sûrs et confortables. Aujourd'hui, le calcul des paramètres de vol, l'ajustement permanent et fin de la position des gouvernes des avions de lignes, et par conséquent le pilotage, ne peuvent s'effectuer sans les systèmes informatiques de pilotage. Examinons les caractéristiques de ces systèmes.

### 2.2. Exemple : la fonction de guidage-pilotage

Les fonctions de guidage et de pilotage, embarquées dans les aéronefs modernes, constituent des exemples caractéristiques de systèmes avioniques à logiciels prépondérants. Ces fonctions sont implantées par trois systèmes périodiques, traditionnellement dénommés « FM » (Flight Management), « PA » (Pilote Automatique) et « CDVE » (Commandes de Vol Électriques).

• *D'un point de vue fonctionnel*, ces trois systèmes constituent la boucle de commande principale de l'aéronef (cf. figure 1). FM élabore, en fonction de routes et de plans de vol enregistrés par l'équipage, des ordres de guidage (suivi d'un cap, maintien d'une vitesse...). PA calcule ensuite des ordres de pilotage (consignes d'assiette, de vitesse, de roulis...) en fonction d'une part des ordres de guidage et d'autre part de la position, de la vitesse et de l'attitude de l'avion. Ces consignes de pilotage sont enfin transformées par CDVE en ordre de gauchissement des gouvernes (ailerons, spoilers, direction...). La fonction de guidage-pilotage est ainsi constituée de trois boucles imbriquées : une boucle d'asservissement des gouvernes (CDVE), une boucle de pilotage (PA) et une boucle de guidage (FM). Ces deux dernières peuvent cependant être ouvertes par l'équi-

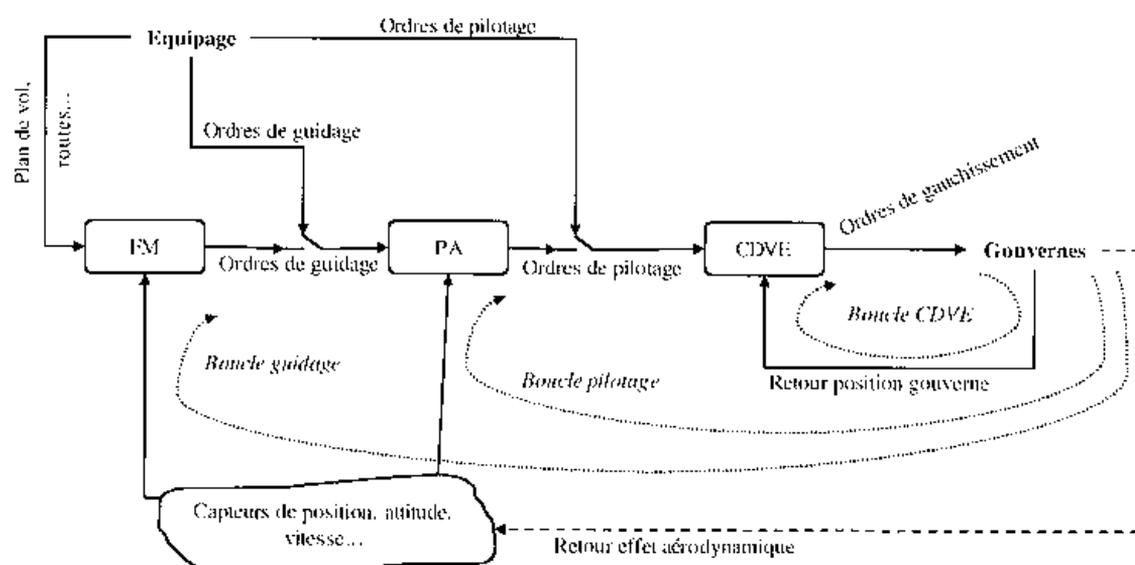


Figure 1. Architecture fonctionnelle de la fonction de guidage-pilote

page qui peut à tout moment déconnecter le FM pour produire lui-même des consignes de guidage, ainsi que désengager le PA et générer des ordres de pilotage à l'aide des organes de pilotage (manche, palonnier...). En revanche, l'équipage ne peut directement commander les gouvernes.

- *D'un point de vue temps réel*, les performances attendues de ces systèmes sont imposées par les lois d'automatique qu'ils implantent et par la dynamique du processus physique à piloter, c'est-à-dire l'aéronef. La boucle d'asservissement des gouvernes est la plus rapide et nécessite un temps de cycle allant de 20 millisecondes pour les avions de transport à quelques millisecondes pour les avions de chasse (par construction souvent instables). La boucle de pilotage est souvent plus lente. Elle est dimensionnée par les lois d'atterrissage automatique, et requiert généralement un temps de cycle voisin de 50 millisecondes. Enfin, la boucle de guidage élabore des consignes de guidage à long terme et est par conséquent moins contrainte par le temps. Elle est fréquemment cadencée sur des cycles allant de 200 millisecondes à une seconde.

- La conception de ces systèmes dépendra aussi des contraintes de *sûreté de fonctionnement*. Par exemple, il apparaît sur la figure 1 que la perte du système CDVE provoque la rupture, catastrophique, du lien de commande entre l'équipage et les gouvernes de l'avion. CDVE est donc un système fortement

critique dont on ne peut tolérer la défaillance. Ce haut degré de criticité est généralement atteint par un haut degré de redondance. Par exemple, ce système est réalisé à bord de l'A340 par cinq calculateurs pilotant chacun des gouvernes différentes, mais pouvant mutuellement se suppléer en cas de défaillance d'un ou plusieurs d'entre eux. De plus, la criticité du système requiert que toutes les défaillances pouvant survenir sur l'un quelconque de ces calculateurs soient détectées. Pour ce faire, chaque calculateur est du type « commande/moniteur » c'est-à-dire est organisé en deux parties identiques (du point de vue logiciel et matériel) qui élaborent les mêmes ordres de gauchissement et les comparent. Toute défaillance de l'une ou l'autre partie du calculateur sera ainsi détectée et provoquera l'arrêt du calculateur.

En revanche, comme mentionné ci-dessus, les systèmes FM et PA peuvent être « court-circuités » par l'équipage. Ils ne sont donc pas critiques, à part pendant une courte phase lors de l'atterrissage. Ces systèmes requièrent donc peu ou pas de redondance. A titre d'exemple, ils sont réalisés à bord de l'A340 par deux calculateurs identiques, organisés selon le schéma « commande/moniteur » afin de permettre la détection puis la déconnexion du calculateur incriminé en cas de défaillance. L'ensemble de la fonction de guidage-pilotage repose ainsi sur au moins sept calculateurs communiquant via plus de 30 bus numériques du type ARINC 429.

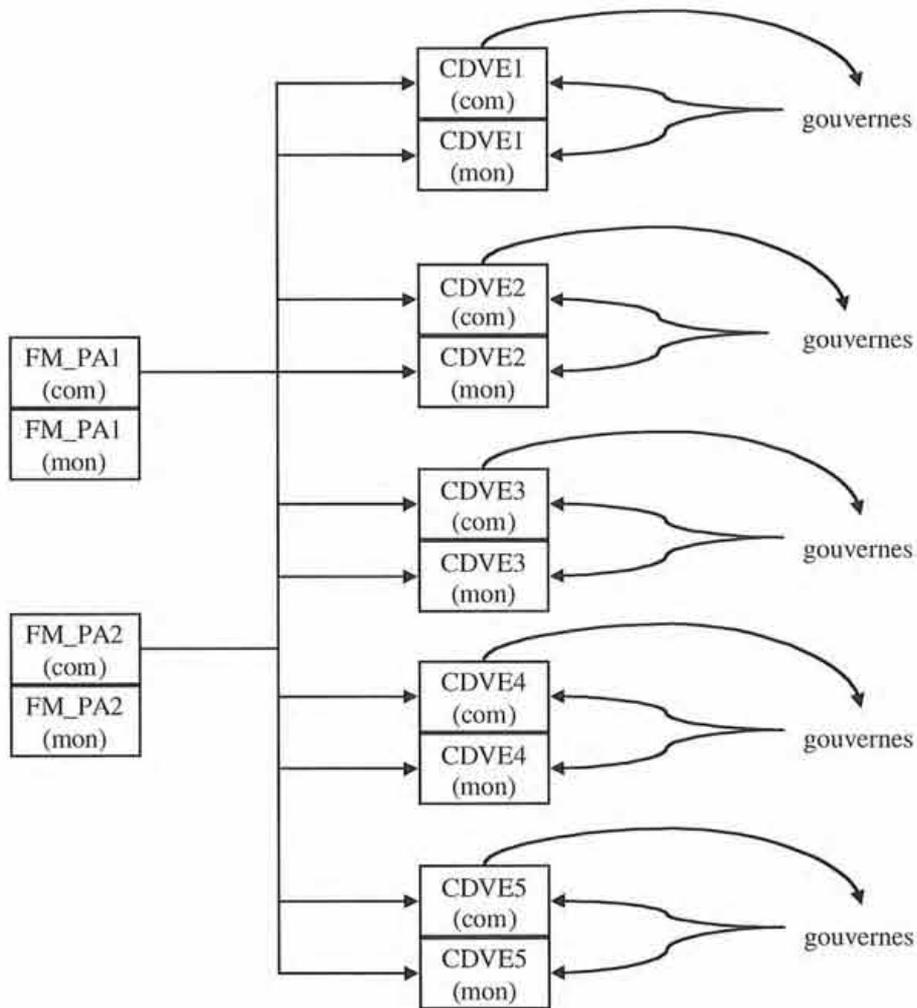


Figure 2. Exemple d'architecture informatique matérielle d'un système de guidage-pilotage

Un exemple d'architecture matérielle des systèmes FM, PA et CDVE est donné par la figure 2.

### 2.3. Quelques aspects du développement de systèmes avion

- La certification

Les impératifs sécuritaires contraignent les architectures des systèmes mais influent plus largement sur le processus de développement et le processus de certification des avions. Ainsi, le développement de l'ensemble des systèmes est soumis à des réglementations (Federal Aviation Regulation FAR 25, Joint Airworthiness Authority JAR 25 par exemple), édictées par des autorités internationales (FAA Federal Aviation Authority, JAA Joint Aviation Authority). La FAR 25 précise par exemple que tout système embarqué, informatique ou pas, doit être conçu de telle sorte que toute condition de panne catastrophique soit extrêmement improbable et

qu'elle ne résulte pas d'une panne unique. Des textes réglementaires complémentaires classifient les effets des pannes et traduisent les objectifs de sécurité attendus en probabilité de pannes (par exemple,  $10^{-9}$  pour extrêmement improbable).

Les exigences de certification (disponibilité et intégrité des fonctions embarquées) affectent toutes les phases de développement et la gestion du développement. Et le logiciel n'est pas considéré comme une entité à part ! Les avionneurs doivent soumettre aux autorités de certification une description de leurs processus de conception, de gestion de configuration, de vérification, etc. Ils sont également obligés de soumettre une preuve de conformité des systèmes dans le contexte de l'avion dans son ensemble. La base de certification (c'est-à-dire l'ensemble des données nécessaires à la certification) inclut des données liées à la certification du logiciel.

L'importance du logiciel vis-à-vis de la sécurité/sûreté de fonctionnement, et la maîtrise de la vérification du logiciel, ont conduit à l'apparition de méthodologies spécifiques et de standards, pour le développement et la certification de systèmes contenant du logiciel, comme la DO-178B. Comme n'importe quel autre système/sous-système à bord de l'avion, le logiciel doit respecter des contraintes :

- un niveau logiciel : une fois décidée la mission confiée à du logiciel, et une fois identifiés les risques lors des analyses de sécurité, un niveau de sécurité (A, B, C, D, E) est assigné à ce logiciel. Il fixe la qualité et les tests à faire. Ces niveaux doivent être approuvés par l'autorité de certification ;

- contraintes de protection logicielle entre fonctions (conduisant à identifier un partitionnement spatial et temporel des fonctions) ; contraintes de programmation, (réglementant les constructions, le style de programmation, etc.) ; contraintes d'intégrité, de disponibilité sur les données mémorisées ; contraintes de détection des anomalies (fonction BITE d'auto-surveillance) ; contraintes de conception pour être le moins sensible aux pannes (principe de *fail safe design*) ou à des données d'entrée invalides, etc.

Plus récemment, les autorités internationales ont participé à l'intégration de principes d'ingénierie système et d'ingénierie du logiciel dans le processus de certification. Par exemple, la recommandation SAE/ARP 4754 (Society of Automotive Engineers) positionne des analyses de sécurité en face des étapes classiques du processus de développement : la FHA (Functional Hazard Assessment) au niveau de l'analyse fonctionnelle, la PSSA (Preliminary System Safety Assessment) au niveau de la conception préliminaire, la CCA (Common Cause Analysis) au niveau de la synthèse, etc.

- Le contexte économique

Le processus de développement est aussi fortement affecté par les contraintes économiques. La maîtrise des coûts et des délais de développement, d'utilisation, de maintenance des systèmes à base de logiciels est un facteur de succès commercial évident pour un avionneur. D'où l'émergence de techniques

et principes sur le cycle de définition-réalisation-validation des systèmes. On a cherché très tôt à gagner sur la réalisation du logiciel, par l'automatisation de la génération de codes (ce qui nécessite de certifier les générateurs). On a également cherché à faire des validations/vérifications au plus tôt, dès la phase de définition/conception du logiciel, par un recours à des techniques de simulation de spécifications (d'où l'utilisation de langages formels, avec des syntaxes métiers, comme SAO et maintenant SCADE/Lustre, les possibilités de preuve de propriétés offertes par ce dernier langage complétant les techniques classiques de tests). D'autres approches sont envisagées, toujours pour réduire ce cycle de développement : la réutilisation de composants logiciels, la validation incrémentale, l'automatisation de la définition d'architecture modulaire intégrée, etc.

- L'organisation

Enfin, on notera que de plus en plus le développement de systèmes se fait dans un contexte coopératif, distribué : plusieurs partenaires avionneurs, plusieurs équipementiers, nombreux fournisseurs de matériels, etc. Ce type d'organisation exige des définitions précises des systèmes et des logiciels à faire et des définitions précises des systèmes et des logiciels réalisés pour les intégrer et constituer l'avionique embarquée. Or chaque intervenant a sa culture, ses formalismes de conception, programmation, ses méthodes, etc. D'où des besoins importants d'échanges de données techniques sur le développement entre les différents acteurs. On est bien loin d'un développement de logiciel isolé : le contexte de système de systèmes est très présent.

### 3. Conclusion

Le rôle des systèmes informatiques est essentiel pour le contrôle et le transport aériens. Son devenir passe nécessairement par une évolution des communications entre les différents systèmes existants, qu'ils soient dédiés au contrôle, à la navigation à bord des aéronefs, à la gestion des compagnies aériennes, à la gestion des aéroports, etc.

# L'interface homme-machine, un élément d'une modernisation humainement réussie

par François Rollinger, représentant CFDT au CSSIN

C'est d'abord dans les industries pétrochimiques, dans les années 70, que les équipes syndicales ont été confrontées à l'arrivée des postes de conduite informatisés. Aujourd'hui, ceux-ci se sont généralisés, du pilotage de l'A320 aux postes de triage de la SNCF, et dans l'industrie nucléaire.

Cette révolution technologique a généré de nombreux changements allant de la réduction des effectifs, de l'évolution des qualifications des opérateurs et des conditions de travail, domaines traditionnels de l'action syndicale, jusqu'aux questions de sûreté et de protection de l'environnement.

Au départ, la **tentation technocratique** a souvent été de vouloir se passer de l'homme « source d'erreurs », mais il faut rappeler le commentaire d'un responsable EDF : si une « erreur humaine » contribue à 80 % de la fréquence estimée de fusion du cœur du palier 900 MWe, dans 100 % des cas il y a une ou plusieurs défaillances matérielles ; dans 20 % des cas ce sont donc les hommes qui sauveraient la situation.

Certains dirigeants ont pourtant fait l'erreur de croire que le travail pouvait être entièrement conçu de l'extérieur au niveau de la conception et des méthodes, de vouloir rapprocher à toute force le travail réel du travail prescrit et de transformer les opérateurs en simples exécutants. Mais oublier le **rôle irremplaçable de l'homme** conduit à des dysfonctionnements parfois graves.

En premier lieu, l'introduction d'interfaces homme machine (IHM) informatisées réduit les exigences physiques mais aboutit à un **accroissement important de la charge mentale** des opérateurs.

Or un opérateur humain a des capacités importantes mais limitées de traitement de l'information. Ce traitement ne dépend pas uniquement du nombre d'informations à traiter et sera différent le jour et la nuit, en

début ou en fin de poste, en situation familière ou perturbée. La contrainte temporelle face à une situation à risques accroît également fortement la charge mentale et peut mettre l'équipe de conduite en situation d'échec.

L'informatisation des postes de conduite va également de pair avec leur **centralisation** et leur **éloignement** des objets physiques de la conduite.

Là où les agents SNCF avaient une connaissance physique des aiguilles et de la configuration des voies dans leur gare, les postes d'aiguillage informatisés peuvent contrôler plusieurs gares que les agents n'ont jamais vues. De même, dans une raffinerie, une salle de conduite centralisée peut contrôler plusieurs km<sup>2</sup> d'installations. La perte de connaissance du terrain peut générer des représentations erronées potentiellement néfastes à la sécurité que la formation ne peut compenser à elle seule, et l'activité de travail des opérateurs extérieurs a trop souvent été sous-estimée alors que ce sont eux qui sont en contact physique avec l'installation.

Les opérateurs qui avaient l'habitude de « sentir l'installation » (bruit, odeur, vibrations...) sont souvent méfiants vis-à-vis des informations médiatisées par une interface virtuelle, et ils auront besoin, notamment en situation perturbée, de communiquer avec les opérateurs « extérieurs » pour valider leur vision du process (as-tu entendu la vanne s'ouvrir ? le fluide passer ?).

Souvent aussi, les concepteurs oublient la **dimension collective du travail**.

Une question fréquemment débattue est la limitation d'accès à la salle de contrôle pour préserver le calme des opérateurs devant leur console. Ce calme est nécessaire, mais il ne faut pas que cela empêche toute communication entre les opérateurs « intérieurs » et « extérieurs ».

En effet, la centralisation des informations en salle de commande génère de nouveaux besoins de communication et en fait une plaque tournante de l'information qui doit circuler entre les hommes. La conception doit faciliter le travail individuel sans contraindre les conditions d'émergence du travail collectif.

De plus, les collaborations entre plusieurs opérateurs supposent que chacun dispose d'une représentation du travail effectué par l'autre. La formation doit contribuer à l'acquisition de cette représentation.

**Impliquer les salariés est indispensable, car plutôt que « d'erreur humaine » c'est d'échec de la conception de l'interface homme-machine et de l'organisation associée dont on devrait parler.**

Si les dysfonctionnements constatés et les travaux des ergonomes ont convaincu les entreprises d'associer les salariés à la conception des IHM, c'est encore trop souvent à un stade avancé du projet que les opérateurs et eux seuls sont consultés. Les questions soulevées se limitent fréquemment à l'aménagement de l'espace et la conception des images de conduite. Les opérateurs ont aussi souvent le sentiment que les directions ont recours à eux pour en extraire des connaissances afin de nourrir des systèmes experts.

Dans ce contexte, les démarches de conduites dites « enrichies » de projet industriels sont un progrès par leur volonté d'accorder une place plus grande aux aspects organisationnels, sociaux et humains, qui sont déterminants.

Ainsi, après l'explosion très grave (un mort et deux blessés) survenue après la panne d'un automate en avril 1992 dans une unité du site Elf de Jarrige, le CHSCT avait fait appel à l'expertise de l'INPACT sur le projet de reconstruction. L'étude réalisée concluait que : « si les impératifs de sécurité semblent avoir été très sérieusement pris en compte au niveau technologique, il est nécessaire – et possible – de corriger – voire de reconsidérer – certains des choix opérés sur le plan organisationnel. »

Cette étude mettait en évidence les **difficultés socio-organisationnelles** qui avaient précédemment accompagné la modernisation technologique. En particulier, la polyvalence entre opérateurs « intérieurs » et « extérieurs » avait été perdue. Ceci combiné

avec une carence manifeste du dispositif de formation avait conduit à une rupture du collectif de travail, cassure de l'esprit d'équipe, amertume et mise en retrait des opérateurs « extérieurs », préjudiciables à la sécurité.

Dans l'industrie nucléaire, les postes de conduites centralisés sont la règle, et la préoccupation ergonomique a souvent été présente très tôt, comme pour la conception de la salle de commande informatisée N4.

Mais, quelle que soit la qualité ergonomique d'une IHM, la sûreté repose d'abord sur les hommes. Lorsque, vers la fin des années 1980, les incidents incluant des « défaillances humaines » se sont multipliés dans les centrales nucléaires, la **CFDT** a interpellé publiquement la direction d'EDF non sur la pertinence des améliorations ergonomiques indispensables après Three Mile Island (TMI), mais sur la baisse de motivation des salariés due à une organisation du travail archaïque, à des tâches trop parcellisées et une perte de vision globale de leur mission.

**Or les choix en matière d'organisation du travail apparaissent presque toujours comme non négociables** alors qu'ils ont des conséquences fortes sur le travail réel.

Et c'est l'apport de la démarche syndicale de vouloir **construire une approche collective structurée** permettant la participation effective des salariés à la **conduite du changement** et l'examen des choix sociaux et d'organisation du travail en même temps que des choix techniques.

Or même les démarches participatives qui visent à impliquer les salariés font presque toujours l'impasse sur le rôle spécifique des organisations syndicales.

Les instances représentatives du personnel ont un rôle essentiel à jouer : le CHSCT pour débattre des postes de travail et de leur aménagement, le Comité d'Entreprise pour débattre des aspects organisationnels et économiques. Les instances centrales des grands groupes (comités centraux d'hygiène et sécurité par exemple) sont également des lieux où une réflexion plus globale peut être menée sur la politique de modernisation.

**Mais c'est à l'organisation syndicale que revient la responsabilité de négocier avec la direction une concertation globale pour une modernisation humaine réussie.** Au delà des droits existants,

une meilleure prise en charge de ces problèmes passe par la reconnaissance explicite du droit de regard des salariés et de leurs institutions sur la sûreté des installations et la protection de l'environnement, et la mise en place dans les industries à risque de mécanismes de concertation pour toute introduction de nouvelles technologies affectant le travail de l'homme face à la machine.

**Pour conclure**, au delà de l'optimisation ergonomique d'une interface homme-machine, la question centrale posée est **la place de l'homme dans la modernisation technologique rapide d'une industrie à hauts risques**.

Les équipes syndicales doivent se saisir des projets industriels comme des situations de travail existantes pour que s'organisent dans l'entreprise la concertation, l'expertise et la négociation autour de l'implantation des nouvelles technologies. Cette concertation ne doit pas se contenter d'être la cerise sociale sur un gâteau technique déjà tout cuit,

mais intervenir dès les phases préliminaires d'un projet.

Car les aspects sociaux et techniques ne peuvent être traités séparément. Seul le dialogue avec les salariés concernés et leurs représentants peut créer les conditions d'une modernisation humainement réussie, gage pour les entreprises d'une efficacité et d'une sécurité accrues, gage pour le public d'une meilleure protection de l'environnement.

Par sa présence dans des lieux multiples, par son travail en réseau, l'organisation syndicale est sans doute la plus généraliste des partenaires ayant affaire à la gestion du risque ; encore faut-il qu'elle s'organise dans ce but, qu'elle forme ses militants, qu'elle synthétise les données. Elle doit aussi se garder de vouloir faire tout toute seule, et travailler avec élus locaux, associations, administration. C'est dans ces conditions qu'elle peut contribuer à l'amélioration de la sûreté, comme l'a fait la fédération chimie énergie de la CFDT depuis plus de 20 ans.

# Demande de documentation

NOM ..... Prénom .....

Adresse .....

Code postal ..... Ville ..... Pays .....

**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**

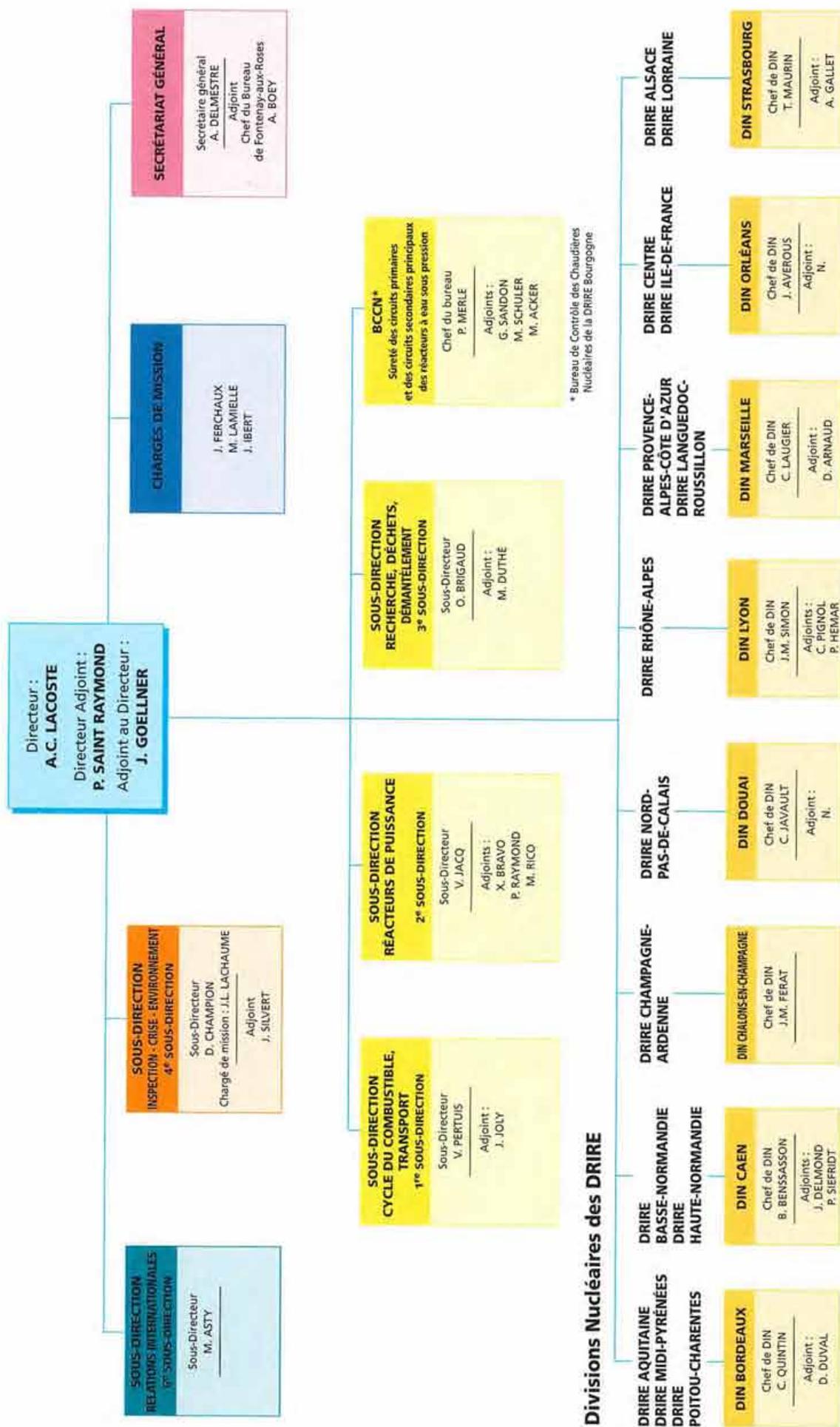
## Les dossiers de la revue Contrôle

Nombre  
d'exemplaires\*

			Nombre d'exemplaires*
100-101	La communication (octobre 1994)	Epuisé	
102	Les déchets faiblement radioactifs (décembre 1994)	Epuisé	
103	Le rapport d'activité 1994 de la DSIN (février 1995)	Epuisé	
104	Les commissions locales d'informations (avril 1995)	Epuisé	
105	La sûreté des réacteurs du futur – le projet EPR (juin 1995)	Disponible	
105	Special topic: Safety of future reactors – the EPR project (June 1995)	Disponible	
106	L'organisation du contrôle de la sûreté et de la radioprotection (août 1995)	Epuisé	
107	Les réacteurs en construction – le palier N4 (octobre 1995)	Epuisé	
108	La crise nucléaire (décembre 1995)	Epuisé	
109	L'activité en 1995 de la DSIN (février 1996)	Epuisé	
110	Le retour d'expérience des accidents nucléaires (avril 1996)	Disponible	
111	Les rejets des installations nucléaires (juin 1996)	Epuisé	
112	Les exercices de crise (août 1996)	Epuisé	
113	Déchets radioactifs : les laboratoires souterrains de recherche (octobre 1996)	Epuisé	
114	La communication sur les incidents nucléaires (décembre 1996)	Disponible	
115	L'activité de la DSIN en 1996 (février 1997)	Epuisé	
116	La sûreté du cycle du combustible 1 <sup>re</sup> partie (avril 1997)	Epuisé	
117	La sûreté du cycle du combustible 2 <sup>e</sup> partie (juin 1997)	Epuisé	
118	La gestion des déchets très faiblement radioactifs (août 1997)	Disponible	
119	Le démantèlement des installations nucléaires (octobre 1997)	Disponible	
120	Le transport des matières radioactives (décembre 1997)	Disponible	
121	L'activité de la DSIN en 1997 (février 1998)	Disponible	
122	Le contrôle de la construction des chaudières nucléaires (avril 1998)	Disponible	
123	Radioprotection et INB (juin 1998)	Disponible	
124	Les relations internationales bilatérales (août 1998)	Disponible	
124	Bilateral international relations (August 1998)	Disponible	
125	25 ans de contrôle de la sûreté nucléaire (novembre 1998)	Disponible	
125	25 years of Nuclear Safety Supervision (November 1998)	Disponible	
126	La gestion des matières radioactives et son contrôle (décembre 1998)	Disponible	
127	La sûreté nucléaire en 1998 (mars 1999)	Disponible	
128	Les réacteurs expérimentaux et de recherche (avril 1999)	Disponible	
129	Le vieillissement des installations nucléaires (juin 1999)	Epuisé	
130	Sites contaminés et déchets anciens (août 1999)	Epuisé	
131	Les systèmes informatiques dans l'industrie nucléaire	Disponible	

\* Maximum 5 exemplaires







# « CONTRÔLE »

LA REVUE DE L'AUTORITÉ DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE »

## BULLETIN D'ABONNEMENT\*

NOM  Prénom

Adresse à laquelle vous souhaitez recevoir Contrôle

Code postal  Ville  Pays

### Vous abonnez-vous à titre :

*Veillez cocher la case correspondante à votre demande*

Personnel

Professionnel

1<sup>er</sup> abonnement

Modification

*veuillez indiquer les changements intervenus*

N° Abonné :

NOM  Prénom

Adresse

Code postal  Ville  Pays

Suppression

N° Abonné :

Motif

## RENSEIGNEMENTS COMPLEMENTAIRES

*Afin de nous aider à mieux connaître nos lecteurs, merci de bien vouloir répondre aux questions ci-dessous :*

1. Travaillez-vous dans le secteur nucléaire ?

Oui

Non

2. A laquelle de ces catégories appartenez-vous ?

Elu

Enseignant

Journaliste

Chercheur

Membre d'une association ou d'un syndicat

Etudiant

Représentant de l'administration

Particulier

Exploitant d'une installation nucléaire

Autre (préciser) :

Industriel

**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**

\* Abonnement gratuit et renouvelé automatiquement chaque année



# « 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

Rédacteur en chef : Véronique JACQ

Assistante de rédaction : Isabelle THOMAS

Photos : EDF, Eurodif, RATP, M. ASTY, M. BERAIL, Fotograme-Stone

ISSN : 1254-8146

Commission paritaire : 1294 AD

Imprimerie : Louis-Jean, BP 87, GAP Cedex

