

# LA FISSURATION DES TRAVERSEES DE COUVERCLE DE CUVE DES REACTEURS NUCLEAIRES

Première partie :

## LA FISSURATION DES TRAVERSEES DE COUVERCLE DE CUVE DES REACTEURS NUCLEAIRES EN FRANCE

Mycle Schneider, WISE-Paris, France

Deuxième partie :

## LA SITUATION INTERNATIONALE

Thomas Panten et Helmut Hirsch  
Gruppe Ökologie, Hannover, RFA

Norbert Meyer et Detlef Rieck  
Greifswald

Publié par Greenpeace International et Greenpeace Suède  
Greenpeace France, 28 rue des Petites Ecuries, 75010 Paris. Tél. (1) 47 70 46 89

Mars 1993

Traduction : Julie Hazemann

# GREENPEACE



## **RESUME**

### **Première partie**

En septembre 1991, au cours d'un contrôle de routine sur un réacteur nucléaire français de 900 MW, une fuite était détectée sur le couvercle du réacteur. La cause identifiée en était la fissuration d'une traversée du couvercle de cuve. Ces dispositifs permettent aux barres de contrôle — un équipement fondamental pour permettre un arrêt sans danger du réacteur — de se déplacer à l'intérieur de la cuve. La rupture d'une ou de plusieurs traversées de couvercle de cuve entraînerait donc non seulement un accident de perte de liquide réfrigérant mais également une grave réduction de la capacité de contrôle du réacteur.

Le phénomène a été immédiatement pris au sérieux par l'exploitant français Electricité de France et les autorités de sûreté. Des inspections ont été effectuées sur d'autres réacteurs, confirmant le caractère générique du problème. Fin 1992, il était clair que les 53 réacteurs à eau pressurisée français pouvaient être concernés. Néanmoins, en février 1993, les traversées de couvercle n'avaient été inspectées en totalité que dans 10 réacteurs, et des fissures ont été détectées dans 8 d'entre eux. Il est important de remarquer qu'au moins un réacteur concerné (Gravelines-4) est chargé avec du combustible mixte plutonium-uranium (MOX). Le manque d'appareillage pour une inspection automatisée, les doses élevées occasionnées par une inspection manuelle et la dépendance élevée de la France vis-à-vis de l'énergie nucléaire ont dissuadé les autorités de sûreté d'imposer un planning d'inspection plus strict.

L'efficacité des techniques d'inspection, de l'appareillage utilisé pour la détection des fuites et des équipements contre l'éjection des barres de contrôles, n'a pas été éclaircie. Le problème a été coûteux en termes d'exposition aux radiations, d'inspection et de réparations. Le fardeau le plus lourd d'un point de vue économique découle des coûts de remplacement de la production d'électricité, qui peuvent être évalués jusqu'ici à plus de 7 milliards de francs français.

### **Deuxième partie**

Les rapports sur la découverte de fissures dans les couvercles de cuve ne se sont pas limités à la France, des incidents du même type ont eu lieu par la suite en Suède (Ringhals), en Suisse (Beznau) et en Belgique (Tihange).

Bien que les exploitants nucléaires et les autorités de sûreté d'autres pays aient apparemment suivi ce problème de fissuration, aucun effort d'inspection n'a été engagé immédiatement; au contraire, les conséquences pour la sûreté ont été minimisées et l'application des résultats à des réacteurs en dehors de la France a été ignorée

Il est intéressant de remarquer que la compréhension du mécanisme de fissuration des traversées de couvercle de cuve ne s'est pas beaucoup améliorée au cours de l'an passé, malgré une augmentation continue du nombre de cas. Après les premiers cas de fissuration, les analystes nucléaires se sont hâtés de donner une explication au développement des fissures. Cette interprétation a dû être modifiée graduellement en fonction de l'apparition du phénomène dans d'autres réacteurs. Cette approche quelque peu inorganisée, n'a toutefois pas permis d'arriver à une compréhension complète du phénomène de fissuration des traversées.

L'hypothèse d'une fissuration circonférentielle étant exclue, le risque d'accident grave a été délibérément éliminé, bien que certains cas de fissuration signalés indiquent qu'une telle exclusion est sujette à caution. Outre le fait qu'une fissuration longitudinale pose le problème d'une corrosion avancée et non décelée des traversées de couvercle et même des couvercles, une rupture d'une traversée de couvercle suite à une fissuration circonférentielle est possible et amènerait à une fuite non isolable dans le circuit primaire, qui pourrait être l'événement précurseur d'un accident de fusion du cœur.

Il y a d'autres accidents possibles à partir des fissurations des traversées de couvercles de cuves, impliquant potentiellement le rejet de grandes quantités de radioactivité, à rapprocher des déclarations officielles sur les risques suggérant que la pire conséquence serait la corrosion de la surface externe du couvercle. Le risque d'une détérioration potentielle du système de contrôle du réacteur a été complètement négligé en dépit de l'importance vitale pour un réacteur d'être contrôlable.

Le développement de la question de la fissuration des traversées des couvercles de cuve fait apparaître un triste état de sensibilisation à la fois des exploitants nucléaires et des organismes de contrôle. Ce qui devrait être fait dans un souci de prudence du point de vue de la sûreté, ce sont des recherches détaillées sur les causes et l'évolution des fissurations pour arriver à une compréhension complète du phénomène. Avec des inspections immédiates et très fiables sur tous les réacteurs employant pour les traversées des couvercles de cuve de l'Inconel 600, ainsi que l'ajout des traversées de couvercles de cuve dans les programmes d'inspection de tous les autres réacteurs en activité.

Tant que ces mesures ne sont pas mises en place, aucun programme de remplacement sérieux ne peut être amorcé, un tel programme devant être basé en tout état de cause sur une connaissance complète à la fois du type d'incident et de son ampleur. Les réacteurs dans lesquels une fissuration a été détectée doivent être maintenus à l'arrêt durant cette période.

# LA FISSURATION DES TRAVERSEES DE COUVERCLE DE CUVE DES REACTEURS NUCLEAIRES EN FRANCE

## I.1 INTRODUCTION

En mars 1991, EDF déclarait à propos du "bilan de santé" de ses réacteurs de 900 MW : "Les résultats des contrôles et des essais effectués au cours des 7 visites décennales déjà réalisées, ont montré l'excellente tenue du matériel dans le temps"<sup>1</sup>.

Six mois plus tard, en septembre 91, lors de l'épreuve hydraulique décennale réglementaire du circuit primaire d'un réacteur de 900 MW, on découvrait ce que Jean-Pierre Mercier, chef de la mission technique au Service de la Production Thermique d'EDF qualifiait de "plus grave" problème de sûreté nucléaire auquel devait faire face l'exploitant français<sup>2</sup>. Il s'agissait de fissures importantes découvertes au niveau des traversées de couvercle de cuve des réacteurs (ou adaptateurs).

Entre cette période et la mi-février 93, des fissures ont été détectées sur au moins une douzaine d'autres réacteurs. Après les fissures sur les tubes des générateurs de vapeur, les filtres à sable mal installés, les câbles de contrôle-commande défectueux, les fissures sur les lignes de vapeur principales (même au niveau de la "no break zone"), des procédures de maintenance insuffisantes, etc. un autre problème générique frappait le programme nucléaire standardisé français.

Nucleonics Week commentait : "Ironie du sort, les traversées avaient été indentifiées dans une étude de Framatome sur les composants des réacteurs en Inconel-600, comme une des endroits les plus sensibles aux fissurations dues à la corrosion sous contrainte dans les réacteurs d'EDF". Alors qu'EDF s'apprêtait à "jeter un œil" sur les traversées de couvercle de cuve lors des arrêts programmés, "les événements rattrapaient la compagnie" avec la découverte de fissures sur Bugey-33. EDF déclare qu'elle était au courant des problèmes dus à l'Inconel-600, mais "une analyse des pièces suspectes avait été faite, et n'avait pas classé les couvercles parmi les plus sensibles ; ceci illustre la difficulté technique des analyses a priori"<sup>4</sup>.

Un an après la découverte de la première fissure sur une traversée de couvercle de cuve, 450 traversées seulement avaient été inspectées<sup>5</sup>. Seuls 5 réacteurs avaient subi un contrôle complet (sur toutes les traversées)<sup>6</sup>, et 7 un contrôle partiel. 24 réacteurs au moins (6 tranches de 900 MW et 18 tranches de 1300 MW) semblaient plus menacées que les autres en raison d'une température sous dôme (température sous le couvercle) plus élevée. Le fait que certains des réacteurs de 1300 MW aient été mis en service assez récemment peut laisser supposer une probabilité de fissuration moins élevée. L'inspection d'un réacteur de 900 MW de seconde génération n'avait permis de détecter aucune anomalie. Ceci semblait confirmer la théorie selon laquelle les réacteurs du CPY étaient moins sujets à ce phénomène grâce à des températures sous-dôme moins élevées.

Deux mois plus tard, en novembre 1992, l'inspection de Blayais-1, réacteur du CPY, réservait une mauvaise surprise : 3 des 65 traversées étaient affectées. "Des fissures ont été détectées là où on ne les attendaient pas", écrivait l'Inspecteur Général

---

<sup>1</sup> EDF, Bilan de santé des centrales nucléaires 900 MW, 28 mars 1991

<sup>2</sup> Nucleonics Week, 2.11.91

<sup>3</sup> Nucleonics Week, 2.1.92

<sup>4</sup> EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

<sup>5</sup> Selon Jean-Pierre Mercier, EDF, cité dans Nucleonics Week, 24.9.92

<sup>6</sup> Bugey-3, -4 et -5, Flamanville-1 et Paluel-1, selon Nucleonics Week, 24.9.92

pour la Sûreté, Pierre Tanguy dans son dernier rapport annuel<sup>1</sup>. Il est désormais évident que ce phénomène concerne potentiellement l'ensemble des 53 PWR français en service.

En décembre 1992, la direction d'EDF devait avaler l'information probablement la plus importante, et la pire, concernant les implications pour la sûreté. La traversée qui avait fuit à Bugey-3, celle qui avait attiré l'attention sur le problème, avait été extraite et examinée en détail. En laboratoire, les métallurgistes avaient observé "des débuts de fissuration circonférentielle" contredisant les résultats des modélisations et les prédictions des experts<sup>2</sup>. Ce type de fissure peut provoquer une rupture avant qu'il y ait fuite, et donc sans signal d'alarme préalable. La rupture d'une traversée de couvercle de cuve et l'éjection du mécanisme de commande de grappes qui s'ensuivrait créeraient une brèche dans le circuit primaire pouvant provoquer un accident de fusion du cœur. Il est important de noter que 15 mois se sont écoulés entre la découverte de la traversée fuitarde, et l'identification des indications d'une fissure circonférentielle qui n'avaient pas été révélées par l'inspection en service et les techniques de contrôle non destructif.

A la mi-février 1993, des contrôles complets avaient été effectués sur 20% seulement des réacteurs d'EDF. Sur ces dix réacteurs, huit étaient affectés par le phénomène. De plus, huit contrôles partiels avaient permis de mettre en évidence des défauts sur cinq traversées. Le remplacement des couvercles avait à cette époque été décidé sur au moins une douzaine de réacteurs. Ce sont environ 500 millions de francs qui ont été dépensés en 1992 pour ce problème.

On ne sait pas quelles techniques de contrôle ont été mises en œuvre pour chaque réacteur. Il est évident qu'une inspection visuelle, par exemple, est bien moins fiable que les ultra-sons ou un contrôle par ressuage. La DSIN a refusé de communiquer ces informations à l'auteur, arguant du fait qu'il relève "clairement des compétences de l'exploitant" de fournir ces données, et que le rôle de la DSIN est "d'exprimer son point de vue" quant à la position adoptée par EDF. En fait, la DSIN avait, dès la mi-décembre 1992, demandé à EDF de fournir ces informations à l'auteur, qui, à ce jour, n'a reçu aucune réponse positive de la part d'EDF<sup>3</sup>.

La difficulté présentée par un contrôle en profondeur rapide de tous les couvercles de cuve potentiellement défectueux montre combien le très haut niveau de dépendance d'EDF face au nucléaire est problématique. Alors qu'il ne s'agit pas de l'unique problème de sûreté, EDF est contrainte d'admettre que le remplacement des capacités de production n'est pas seulement très coûteux, mais parfois difficilement réalisable (voir annexe I.1 pour une estimation détaillée de l'indisponibilité des réacteurs). Ceci est d'autant plus dramatique que le chauffage électrique largement répandu et les exportations d'électricité massives représentent aujourd'hui à peu près la production d'une dizaine de réacteurs. Dans ces conditions, qui pourraient prendre la décision politique d'arrêter plus de 20 réacteurs simultanément en hiver ?

---

<sup>1</sup> EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

<sup>2</sup> DSIN, MAGNUC, 15-21.2.93

<sup>3</sup> Lettres à la DSIN datées du 12.12.92 et du 24.2.93, et communication personnelle avec Michelle Benabès, DSIN, 25.2.93, et lettre de la DSIN datée du 26.2.93. Plusieurs demandes d'information adressées directement à EDF sont restées lettre morte.

## I.2. LE PHENOMENE DE FISSURATION DES PENETRATIONS DE COUVERCLE DE CUVE

### I.2.1. Historique de la détection en France

Entre septembre 1991 et la mi-février 1993, environ 5% des quelques 700 traversées inspectées (20% du total) se sont révélées affectées par ce phénomène de fissuration. Les inspections ont concerné 18 réacteurs, soit un tiers des réacteurs actuellement en service (6 réacteurs de 900 MW du CPO (Contrat de Plan 0), 3 réacteurs de 900 MW du CPY (CP1 + CP2), et 9 réacteurs de 1300 MW. Seulement dix de ces réacteurs ont subi un contrôle complet (voir tableau suivant). La DSIN étudie actuellement le programme d'inspection proposé par EDF pour 1993.

**Tableau I.1. : RESULTATS PUBLIES DES CONTROLES SUR LES REACTEURS FRANCAIS**

Au 1er mars 1993

Reacteur	Puissance brute MW	Palier	Heures <sup>1</sup> équivalentes	Température sous couvercle °C	Traver-sées défectueuses <sup>2</sup>
<b>Contrôle Complet</b>					
Bugey-2	957	CPO	75615	315,0	6
Bugey-4	937	CPO	75554	315,0	8
Bugey-3	957	CPO	74330	315,0	2
Gravelines-B4	957	CPY	72698	289,1	5
Blayais-1	957	CPY	70914	289,1	3
Tricastin-4	957	CPY	70400	289,1	1
Paluel-1	1345	P4	46957	313,7	0
Paluel-2	1345	P4	45265	313,7	0
Flamanville-1	1345	P4	38186	313,7	1
St.Alban/St.Maurice-2	1348	P4	30947	313,7	1
<b>Contrôle Partiel</b>					
Fessenheim-2	930	CPO	87303	313,4	0
Fessenheim-1	930	CPO	84320	313,4	1
Bugey-5	937	CPO	78548	315,0	2
Paluel-3	1345	P4	43604	313,7	0
Paluel-4	1345	P4	39199	313,7	5
St. Alban/St.Maurice-1	1348	P4	35935	313,7	2
Flamanville-2	1345	P4	35501	313,7	0
Cattenom-1	1345	P'4	28975	313,7	1

Sources : DSIN, Nucleonics Week, CEA, EDF

<sup>1</sup> à la fin 1992, selon to Nucleonics Week, 11.2.93

<sup>2</sup> nombre de pénétrations où ont été détectées des fissures

### I.2.1.1. Les réacteurs de 900 MW

Le 23 septembre 1991, le circuit primaire du réacteur Bugey-3, PWR de 900 MW, subissait une épreuve hydraulique. Cette épreuve fait partie des opérations de maintenance de l'arrêt décennal de tous les PWR français. Elle est effectuée à une pression de 207 bars, après déchargement des éléments combustible. La pression normale de fonctionnement étant de 155 bars. Un appareillage acoustique spécialement installé lors de l'épreuve, a permis de détecter la fuite. Selon Framatome, après fermeture des pompes primaires à 166 bars, les senseurs acoustiques indiquaient une élévation de pression<sup>1</sup>. Une fuite d'environ 1 litre/heure a été repérée sur une des 65 traversées du couvercle de la cuve en Inconel-600 (traversée périphérique T54).

C'est par ces traversées que les mécanismes de commande de grappes et les colonnes de thermocouples sont introduits dans le cœur. Les réacteurs de Fessenheim et Bugey étaient les premiers réacteurs français du CPO de 900 MW.

A la mi-octobre 1991, les contrôles avaient révélé la présence de 11 fissures longitudinales (mesurant entre 15 et 73 mm de long) réparties en deux groupes, sur la paroi interne de la traversée incriminée de Bugey-3. Quatre traces à l'extérieur indiquaient la présence de fissures traversantes, dont deux seulement étaient tenues pour responsables de la fuite. De plus, la traversée elle-même présentait une certaine ovalisation.

Les discussions entre EDF et les autorités de sûreté (DSIN) se soldèrent par la décision de procéder au contrôle de toutes les autres traversées du couvercle de la cuve avant la fin 1991. Au même moment, il était décidé d'étendre les contrôles à entre 40 et 50% des traversées de couvercle de cuve de deux autres réacteurs de 900 MW alors à l'arrêt pour rechargement (Bugey-4 et Fessenheim-1). Mais selon un document de Framatome, à la fin novembre, seulement 12 autres traversées avaient été contrôlées à Bugey-3, 13 à Bugey-4 et 12 à Fessenheim-1.

Ce qui est encore plus important, cependant, c'est qu'aucune des traversées de couvercle de cuve examinées n'était équipée de mécanisme de commande de grappes, alors que la traversée sur laquelle une fuite avait été détectée à Bugey-3 (T54) en était équipée. Sur les six réacteurs du CPO, le couvercle de la cuve comprend 65 traversées (ou adaptateurs) de mécanismes de grappes et pour colonnes de thermocouple. Il y a 48 adaptateurs pour mécanisme de grappe qui fonctionnent en permanence et 5 mécanismes redondants ; il existe également 8 traversées supplémentaires pour le MOX, qui ne sont équipées que lorsque l'on utilise du MOX. Aucun réacteur du CPO n'est chargé en MOX, et ne le sera dans un futur proche.

A la fin novembre 91, une seule traversée supplémentaire équipée d'un mécanisme de grappes de commande avait été examinée (n°65 sur la périphérie du couvercle de la cuve de Bugey-4). Elle s'est également avérée sévèrement endommagée, et présentait au moins 8 indications de fissure !

Ce sont surtout les contrôles par courants de Foucault et les inspections télévisuelles qui ont été utilisés ; dans certains cas exceptionnels, il a été fait appel aux méthodes plus fiables que constituent le contrôle par ressuage ou les ultra-sons (impossibles dans le cas des traversées comportant une manchette thermique). L'observation télévisuelle est la seule technique non-manuelle utilisée au cours de ces contrôles. Selon la DSIN "les contrôles tels que réalisés actuellement posent des problèmes sérieux de mise en œuvre. En effet certains d'entre eux nécessitent la dépose destructive de certains mécanismes internes des manchons pour lesquels un nombre limité de pièces de rechange existe actuellement".

Un autre problème important est que "le coût dosimétrique de ces contrôles est élevé"<sup>2</sup>. EDF estime que le contrôle complet du couvercle de la cuve de Bugey-3, et le contrôle partiel de deux autres réacteurs coûterait 1 homme-Sv (100 homme-rem)<sup>3</sup>. A la fin 1992, la dose collective entraînée par les contrôles et les opérations de maintenance

---

<sup>1</sup> Framatome, lettre adressée aux membres du Framatome Owners Group (FROG), datée du 22.10.91 et tableaux datés du 27.11.91

<sup>2</sup> DSIN, note d'information, Paris, 2.12.91

<sup>3</sup> Nucleonics Week, 2.1.92



liés au problème des fissures sur les traversées de couvercle de cuve était estimée à environ 8 homme-Sv (800 homme-rem)<sup>1</sup>.

Les inspections robotisées devraient remplacer petit à petit les technologies existantes (voir chapitre I.5.1). Les nouveaux équipements et méthodes de contrôle n'avaient pas été qualifiés et évalués de façon adéquate à la mi-février 1993.

La série suivante de contrôle révéla d'autres fissures du même type sur une autre traversée à Bugey-3, sur 8 à Bugey-4, et une à Fessenheim-1.

Le 30 décembre 1991, EDF décidait d'effectuer des contrôles télévisuels externes sur les trois autres réacteurs de Bugey et Fessenheim, et d'installer des systèmes de détection de fuite sur les 6 réacteurs. Un contrôle complet des traversées de couvercle de cuve sur Bugey-5 devait avoir lieu lors de l'arrêt programmé pour rechargement commencé à la fin du mois d'avril 1992. Les contrôles externes n'ont révélé aucun défaut. La DSIN a cependant demandé que soient effectuées des contrôles supplémentaires.

Le 31 décembre 1991, la DSIN demandait à EDF de procéder à des contrôles télévisuels internes supplémentaires sur le couvercle de la cuve de Bugey-2 et des deux réacteurs de Fessenheim lors de leur arrêt programmé, prévu pour la fin janvier 1992. Selon EDF, ces contrôles n'ont révélé aucun défaut. D'autres techniques d'examen ont par contre mis en évidence six traversées affectées lors d'un contrôle complet à Bugey-2, et deux traversées fissurées lors d'un contrôle partiel à Bugey-5. A la mi-février 93 les deux réacteurs de Fessenheim et Bugey-5 n'avaient toujours pas été totalement inspectés.

Début 92, Bugey-3 avait subi des examens plus approfondis. Les techniques d'inspection mises en œuvre comprenaient :

- examens télévisuels internes de chaque adaptateur ;
- examens par courants de Foucault de la peau interne de chaque adaptateur ;
- examens par ultrasons internes de la peau externe de chaque adaptateur ;
- examen par ressuage de la soudure et de la paroi interne de l'adaptateur incriminé (n°54) ;
- examen par réplique d'une indication de ressuage sur la soudure de l'adaptateur 54 ;
- examen télévisuel global de l'intérieur du couvercle
- prise d'emprunte sur les adaptateurs 54 et 57

Les conclusions suivantes figuraient en caractères gras et en majuscules dans un rapport de 45 pages sur le problème de la fissuration des traversées de couvercle de cuve<sup>2</sup> : "Aucune fissure circonférentielle amorcée en paroi interne ou externe n'a été observée". Comme plusieurs autres "faits" présentés dans ce document, cette déclaration a dû être rectifiée par la suite. En décembre 1992, les résultats d'expertise, montraient, sur la traversée T54 extraite de Bugey-3 "des débuts de fissuration circonférentielle dans la zone de soudure à l'extérieur de l'adaptateur" (souligné par l'auteur). La DSIN considère que ces fissures "sont vraisemblablement dues au fait que l'interstice entre l'adaptateur et le couvercle a été maintenu en présence d'eau primaire, suite à la traversée d'une fissure longitudinale"<sup>3</sup>. EDF précisait que "si on laisse une traversée [présentant une fissure longitudinale] suffisamment longtemps", elle pourrait commencer à se fissurer depuis l'extérieur.<sup>4</sup> Des traces de corrosion sur le couvercle de la cuve indiquaient effectivement qu'au moins une fissure était pénétrante et fuyait avant l'épreuve hydraulique.

L'identification récente de débuts de fissure circonférentielle sur la traversée fuitarde de Bugey-3 porte également un coup à la fiabilité des techniques d'inspection en

---

<sup>1</sup> EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

<sup>2</sup> EDF "La cuve du réacteur", non daté

<sup>3</sup> DSIN, Magnuc 15-21.2.93

<sup>4</sup> Nucleonics Week, 28 janvier 1993

service. Aucune autre traversée de réacteur français n'avait probablement été examinée avec autant d'attention que la traversée 54 de Bugey-3.

En novembre 1992, les réacteurs du CPY, que l'on croyait plus résistants à la corrosion, grâce à une température sous couvercle moins élevée, étaient également porteur de mauvaise nouvelle. On s'apercevait que trois des 65 traversées de Blayais-1 étaient fissurées. Ces fissures atteignaient 10 mm de profondeur<sup>1</sup>. Par la suite, on s'aperçut que les traversées de deux autres réacteurs du CPY étaient affectés par le phénomène de fissuration (fissuration d'une traversée sur Tricastin-4 et de cinq sur Gravelines-4).

Le cas de Gravelines-4 revêt une importance particulière, dans la mesure où il s'agit du premier réacteur chargé de 30% de combustible MOX (combustible mixte uranium-plutonium) où des fissures sur les traversées de couvercle de cuve ont été identifiées. A cause d'une plus haute réactivité résiduelle, le couvercle de la cuve est équipée de 8 traversées supplémentaires. La fraction de neutrons dits retardés est plus faible pour le plutonium 239 que pour l'uranium 235. En d'autres termes, un réacteur chargé en MOX réagit plus vite qu'un cœur à uranium. Ceci présente un risque particulier dans certains scénarios d'accidents. Quelle que soit l'évaluation de la probabilité, il est évident que la fissuration des traversées de couvercles de cuve accroît le risque d'éjection de mécanisme de commande de grappes. Selon la DSIN, dans ce cas "l'augmentation locale de puissance est telle qu'elle entraîne la crise d'ébullition et un accroissement important de l'énergie contenue dans le combustible avec risque d'endommagement des gaines et des pastilles"<sup>2</sup>. Autrement dit, il est plus difficile d'exploiter un réacteur au MOX qu'un réacteur à l'uranium.

### **I.2.1.2 les réacteurs de 1300 MW**

#### **I.2.1.2.1 Les traversées de couvercle de cuve**

En décembre 1991, la DSIN demandait à EDF de procéder aux opérations de contrôle appropriées sur la première série de réacteurs de 1300 MW. En février 1992, quelques traversées de Paluel-3 étaient contrôlées. Aucune fissure n'était alors identifiée.

En octobre 1992, seulement deux couvercles de cuve de réacteurs de 1300 MW, Flamanville-1 et Paluel-1, avaient subi un contrôle complet. Ces contrôles mettaient en évidence une fissure à Flamanville-1 et aucune à Paluel-1. Un contrôle partiel avait été réalisé sur cinq autres réacteurs. Aucune fissure n'avait alors été détectée sur Flamanville-2 et Paluel-3. Une traversée s'avérait fissurée sur Cattenom-1, deux à Saint-Alban-1, et cinq à Paluel-4.

Fin février 1993, deux autres réacteurs de 1300 MW avaient subi un contrôle complet (Paluel-2, sans anomalie, et Saint-Alban-2, avec deux traversées fissurées).

Saint-Alban-1, arrêté le 22 mai 1992, ne redémarrera pas avant le 16 décembre 1992, surtout à cause d'une incroyable découverte, celle de plus de 200 fissures sur les quatre lignes principales de vapeur. La DSIN exigeait qu'au moins une partie de ces fissures soient réparées avant d'accorder une autorisation de redémarrage.

#### **I.2.1.2.2. Piquage d'instrumentation du pressuriseur**

Comme nous l'avons vu, le problème des traversées de couvercle de cuve n'est pas le seul problème lié à l'utilisation de l'Inconel-600. Avant même que l'on ait découvert les fissures sur les traversées de couvercle de cuve, Framatome avait identifié une douzaine d'endroits environ où ce matériau pourrait être source de problèmes. Il s'agissait bien sûr entre autres des générateurs de vapeur, ainsi que des traversées des couvercle de cuve. En 1989, un autre endroit se révélait problématique : les piquages d'instrumentation des pressuriseurs des réacteurs de 1300 MW (en acier inoxydable sur

<sup>1</sup> DSIN, Magnuc, 7-13.12.92

<sup>2</sup> Ministère de l'Industrie, "Recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau sous pression", 31.1.89

les 900 MW). Comme dans le cas des VHP, le problème a été identifié pour la première fois au cours d'épreuves hydrauliques à 207 bars. Il a été mis évidence à Cattenom-2 et Nogent-1 au cours des épreuves hydrauliques du premier arrêt quinquennal de ces réacteurs mis en service respectivement en août et septembre 1987. Le pressuriseur comporte 11 piquages d'instrumentation d'un diamètre de 30 mm au niveau du pressuriseur (5 en partie haute, et 6 en partie basse). Ces piquages permettent une mesure en continu de la température, de la pression et du niveau de l'eau. Ces piquages sont dudgeonnés, c'est à dire expansés radialement afin d'augmenter leur diamètre pour les immobiliser dans leur support, puis soudés sur un renforcement du revêtement interne en inox du pressuriseur.

Des contrôles ont mis en évidence un défaut de soudage à Cattenom-2 et une zone oxydée et une fissuration longitudinale entre la soudure et le début du dudgeonnage à Nogent-1. Ces défauts étaient alors imputés à un phénomène de corrosion sous contrainte. Il fut décidé de remplacer les piquages défectueux, réparation qualifiée de "délicate" par les autorités de sûreté. La procédure devait être préalablement qualifiée. Il fut également décidé de procéder à des inspections visuelles (externes) et par ressuage (internes) sur d'autres réacteurs de 1300 MW au cours de leur arrêt pour rechargement ou autres arrêts programmés<sup>1</sup>

Les inspections menées au cours des deux mois suivants mettaient en évidence la présence de fissures circonférentielles et longitudinales sur environ 40% des piquages examinés. A Belleville-1, on observait entre autres une fissure circonférentielle. Les autorités de sûreté déclaraient que cette fissure "confirme l'existence de défauts pouvant entraîner la rupture du piquage"<sup>2</sup>. A l'inverse des fissures longitudinales, qui sont dites "leak-before-break" (c'est à dire susceptibles de fuir avant de rompre), les fissures circonférentielles peuvent provoquer une rupture sans "fuite d'alarme". A Saint-Alban-2, des fissures étaient observées sur 5 des 11 piquages.

Le programme d'inspection a été étendu à tous les réacteurs de 1300 MW, en service ou en construction (Golfech). Tous les piquages incriminés devaient être réparés dans les deux ans. Simultanément, un dispositif anti-éjection doit être installé. Pour les réacteurs en construction, les piquages défectueux ont du être échangés.

---

<sup>1</sup> Ministère de l'Industrie, Bulletin de la Sûreté des Installations Nucléaires (Bulletin SN), n° 69, couvrant mai et juin 1989

<sup>2</sup> Ministère de l'Industrie, Bulletin de la Sûreté des Installations Nucléaires (Bulletin SN), n° 70, couvrant juillet et août 1989

## **I.3. Description technique des fissures des traversées de couvercles de cuve et de leur origine**

### **I.3.1. Conception des couvercles de cuve et des traversées**

Les couvercles de cuves sont faits en acier ferritique (16 MND 5) avec un revêtement interne en acier inoxydable. Ils comportent 65 traversées (ou adaptateurs). Les CRDM (mécanismes de commande de grappes) sont en acier inoxydable (Z2 CN 19.10). La tête des traversées, également faite en acier inoxydable, est solidarisée au corps de la traversée, en Inconel-600 (NC 15 Fe), par une soudure bimétallique. Les traversées sont frettées à chaud et soudées (Inconel 182) sur la partie inférieure du couvercle de la cuve. Le diamètre extérieur est d'environ 100 mm, et l'épaisseur de la paroi de 15 mm. L'intérieur est garni de manchons thermiques. L'espace entre la traversée et le manchon thermique est normalement d'environ 3 mm.

### **I.3.2 Caractéristiques et origines des fissures identifiées**

Jusqu'à fin 1992, n'avaient été identifiées que des fissures longitudinales, variant en taille et en nombre selon les traversées de couvercle de cuve. Les fissures circonférentielles, comme le note Framatome, "peuvent s'avérer plus pénalisantes du point de vue de la sûreté"<sup>2</sup>. Elles seraient effectivement beaucoup plus dangereuses car elles sont peu susceptibles de fuir avant de se rompre.

Le mécanisme ayant plus vraisemblablement contribué à provoquer ce phénomène est la fissuration par corrosion sous contrainte intergranulaire (IGSCC : Intergranular Stress Corrosion Cracking). Framatome envisage qu'une association des conditions spécifiques suivantes pourrait être à l'origine de ce phénomène :

- contrainte résiduelle élevée due à une ovalisation du retrécissement des soudures
- sensibilisation de recuit du matériau
- température de fonctionnement sous couvercle de 300°C
- configuration géométrique et localisation périphérique de la traversée T54

A l'époque (début 1992), EDF et la DSIN semblaient d'accord avec cette analyse, et acceptaient le rôle prédominant des températures. La température sous le couvercle des cuves du CP0 est de 315°C, alors que dans les réacteurs du CPY (CP1 et CP2) - les 28 autres réacteurs de 900 MW du programme français - elle est de 290°C. Les 20 réacteurs français de 1300 MW et les nouveaux réacteurs de 1400 MW ont également une température de fonctionnement sous le couvercle supérieure à 300°C (à l'origine les réacteurs des palliers P4 et P'4 fonctionnaient à 319°C, puis à moins de 315°C, ceux du pallier N4 fonctionnent à 319°C), et sont donc sujets aux IGSCC. Ce qui ne veut pas dire que le phénomène ne se produit pas avec des températures moins élevées, mais, comme l'a souligné Framatome "les temps d'amorçage sont plus longs". EDF affirmait qu'une température inférieure de 25°C sur les réacteurs du CPY entraînait un quadruplement du temps d'amorçage. Après la mise en évidence d'un grand nombre de fissure sur les traversées de couvercle de cuve sur les réacteurs du CPY, EDF a dû revoir sa philosophie en la matière.

En plus des températures élevées, la déformation des tubes provoquée par des contraintes importantes dues à la configuration géométrique et à la localisation de certaines traversées semble également avoir une importance particulière. Les contraintes sur les traversées ont, selon EDF3, été sous-estimées. Ces estimations n'ont pris en compte que des contraintes du cordon de soudure, et non des déformations effectivement produites lors du soudage.

---

<sup>1</sup> G. Bärö et F. D'Annucchi, Spezielle Fragestellungen der zFP und ihre Lösungen, ABB Reaktor GmbH, présenté à la Conférence Annuelle du Deutsche Atomforum, Königswinter, 14/15 Septembre 1992.

<sup>2</sup> Framatome, lettre aux membres du Framatome Owners Group (FROG), datée du 22.10.91

<sup>3</sup> EDF, "Sûreté Nucléaire 1991", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1992.

Le rapport annuel 1991 de l'inspecteur général pour la sûreté d'EDF donne un bilan de l'analyse du mécanisme des fissures en janvier 1992. L'amorçage de la corrosion de l'inconel-600 semblait alors bien compris, grâce à l'expérience d'EDF avec les tubes de générateur de vapeur... EDF modélisait alors le temps d'amorçage par la formule :

$$T_c = F_c F_m s^{-4} e^{-EA/RT}$$

où

- $F_c$  est un facteur dépendant de la chimie du milieu (Ph et pression d'hydrogène) que l'on estime varier peu.
- $F_m$  est un facteur lié à la structure et à la composition de l'alliage. Selon EDF, ce facteur peut varier considérablement, de  $2 \cdot 10^{-2}$  à  $10^{-1}$  "un examen de la structure sera nécessaire pour faire une évaluation plus précise".
- $s$  est la valeur de la contrainte maximum en peau.
- $T$  est la température (absolue) de la pièce.
- $EA$  est l'énergie d'activation, qui, selon EDF "est évaluée à 183 kJ/Mole dans la plupart des calculs, ce qui conduit approximativement à un doublement du temps d'incubation pour un abaissement de température de  $10^\circ\text{C}$ ".

Les déformations observées ont permis à EDF d'évaluer une contrainte d'environ 30% à 40% supérieure à la limite d'élasticité conventionnelle à l'endroit où les fissures longitudinales ont été observées.

La période d'amorçage correspond à la naissance d'une fissure de longueur telle que le coefficient d'intensité de contrainte atteigne une valeur à partir de laquelle la vitesse de propagation devient constante. Dans le cas présent, on évalue la profondeur à environ 100 microns. Mais EDF affirme également que "la vitesse de propagation de la fissure n'est pas connue avec précision" et que "l'effet de la température sur ces vitesses pourrait être semblable à celui sur l'amorçage". Des mesures en laboratoire ont permis d'évaluer cette vitesse à 1 micron par heure à  $315^\circ\text{C}$ , "ce qui correspond à une traversée de l'adaptateur en deux cycles environ"<sup>1</sup>. Il subsiste un fort degré d'incertitude, et la vitesse de propagation varie entre 0,1 et 4 microns par heure. Ce qui signifie, en d'autres termes, que la fissure pourrait se propager suffisamment rapidement pour que l'on ait une traversée en moins de 6 mois (en fonction, bien entendu, du facteur de charge du réacteur).

EDF a également fait état de "doutes sur la tenue" des matériaux d'apport en Inconel-182 et Inconel-82. Les essais en laboratoire ont mis en évidence des fissures dans les conditions du circuit primaire, alors que "ceci n'a pas été confirmé jusqu'à présent en service".

En janvier 1993, EDF avait abandonné l'idée de l'influence prépondérante de la température sous le couvercle de la cuve sur le temps d'amorçage des fissures. Dans son rapport pour 1991, l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire d'EDF publiait un tableau de comparaison des facteurs de risque calculés en fonction de la température et du temps de fonctionnement, entre plusieurs réacteurs français et étrangers, et Bugey-3 (voir tableau II.1.1). Les résultats des examens d'EDF, réalisés en 1992, ne sont pas du tout en adéquation avec ces hypothèses. Dans son rapport suivant, portant sur l'année 1992, l'Inspecteur Général pour la Sûreté d'EDF reconnaissait avoir supposé que "au moins pour les tranches françaises, le niveau de contrainte et l'état du matériau étaient identiques. Les résultats des contrôles effectués en 1992 ont malheureusement montré que ces deux derniers paramètres jouaient un rôle beaucoup plus déterminant dans l'apparition et le développement du phénomène que le temps de fonctionnement ou la température"<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Il s'agit ici de deux cycles de rechargement, soit environ 2 ans. Cela donne une propagation d'environ 5,5 mm de profondeur par an.

<sup>2</sup> EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

Le tableau I.1 montre clairement que les températures de fonctionnement sous le couvercle et le temps de fonctionnement ne pouvaient guère être considérées comme les facteurs déterminants de la fissuration des adaptateurs.

Cependant, EDF considère que "si on ne peut pas évaluer aujourd'hui avec précision le temps nécessaire à l'apparition d'une fissure, on peut raisonnablement penser qu'après initiation la vitesse de propagation de la fissure est à peu près constante". Sur cette base, EDF conclut "avec une bonne certitude de ne pas se tromper que les fissures observées se propagent à une vitesse de 0,3 à 0,5 micron/heure à 315°C".

Un des problèmes majeurs reste que les procédés de fabrication des traversées sont extrêmement variables. Le document d'EDF fait remarquer qu'"on relève surtout que les séquences de soudage n'étaient ni spécifiées, ni documentées et ne faisaient pas l'objet d'une attention particulière à l'égard des déformations des adaptateurs"<sup>1</sup>. Il est par conséquent hautement improbable que l'on puisse jamais établir un lien entre un aspect particulier des procédés de fabrication et la probabilité d'apparition d'un problème de fissuration des traversées.

---

<sup>1</sup> EDF "La cuve du réacteur", non daté