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, Hannovre, 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 continuelle 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 rapporcher 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 complétement 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"1.

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 français2. 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 cables 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 dûes 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 évènements rattrapaient la compagnie" avec la découverte de fissures sur Bugey-33. EDF déclare qu'elle était au courant des problèmes dûs 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"4.

Un an après la découverte de la première fissure sur une traversée de couvercle de cuve, 450 traversées seulement avaient été inspectées5. Seuls 5 réacteurs avaient subi un contrôle complet (sur toutes les traversées)6, 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 permi de détecter aucune anomalie. Ceci semblait confirmer la théorie selon laquelle les réacteurs du CPY étaient moins sujets à ce phénomène grace 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

---

[1] EDF, Bilan de santé des centrales nucléaires 900 MW, 28 mars 1991

[2] Nucleonics Week, 2.11.91

[3] Nucleonics Week, 2.1.92

[4] EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

[5] Selon Jean-Pierre Mercier, EDF, cité dans Nucleonics Week, 24.9.92

[6] 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 annuel1. 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 experts2. 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'indentification 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 permi 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 œeuvre 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'EDF3.

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 ?

---

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

2 DSIN, MAGNUC, 15-21.2.93

3 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. Plusieures 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 CP0 (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	Heures1 équivalentes	Temperature sous couvercle °C	Traver-sées défectueuses2
Contrôle Complet					
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
Contrôle Partiel					
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

[1] à la fin 1992, selon to Nucleonics Week, 11.2.93

[2] 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 permi de détecter la fuite. Selon Framatome, après fermeture des pompes primaires à 166 bars, les senseurs acoustiques indiquaient une élévation de pression1. 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 CP0 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) reparties 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 CP0, 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 CP0 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 examiné (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 controles 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 problèment important est que "le coût dosimétrique de ces contrôles est élevés"2. 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)3. A la fin 1992, la dose collective entraînée par les contrôles et les opérations de maintenance

---

[1] Framatome, lettre adressée aux membres du Framatome Owners Group (FROG), datée du 22.10.91 et tableaux datés du 27.11.91

[2] DSIN, note d'information, Paris, 2.12.91

[3] 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)1.

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 adequate 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 comprennaient :
- 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 cuve2 : "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"3. EDF précisait que "si on laisse une traversée [présentant une fissure longitudinale] suffisamment longtemps", elle pourrait commencer à se fissurer depuis l'extérieur.4. 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'indentification 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

---

[1] EDF, "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy), janvier 1993.

[2] EDF "La cuve du réacteur", non daté

[3] DSIN, Magnuc 15-21.2.93

[4] 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, grace 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 profondeur1. 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 paticulière, 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 indientifiés. 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 accroit 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"2. 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 indentifiée.

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 redémara 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 révèlait problèmatique : les piquages d'instrumentation des pressuriseurs des réacteurs de 1300 MW (en acier inoxydable sur

---

1 DSIN, Magnuc, 7-13.12.92

2 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 quinquénal 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 révêtement 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 décider 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 programmés1

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"2. A l'inverse des fissures longitudinales, qui sont dites "leak-before-break" (c'est à dire susceptibles de fuire avant de rompre), les fissures circonférentielles peuvent provoquer une rupture sans "fuite d'alarme". A Saint-Alban-2, des fissures étaient observées sur 5 des11 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.

---

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

[2] 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 normallement d'environ 3 mm1.

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"2. Elles seraient effectivement beaucoup plus dangereuses car elles sont peu susceptibles de fuire avant de se rompre.

Le mécanisme ayant plus vraisemblablement contribuer 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 dûe 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 du revoir sa philosophie en la matière.

En plus des températures élevées, la déformation des tubes provoquée par des contraintes importantes dûes 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.

---

[1] G. Bäro et F. D'Annucci, Spezielle Fragestellungen der zfP und ihre Lösungen, ABB Reaktor GmbH, présenté à la Conférence Annuelle du Deutsche Atomforum, Königswinter, 14/15 Semptembre 1992.

[2] Framatome, lettre aux membres du Framatome Owners Group (FROG), datée du 22.10.91

[3] 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, grace à l'expérience d'EDF avec les tubes de générateur de vapeur... EDF modélisait alors le temps d'amorçage par la formule :

$$Tc = FcFm\ s\text{-}4\ e - EA/RT$$

où
• Fc est un facteur dépendant de la chimie du milieu (Ph et pression d'hydrogène) que l'on estime varier peu.
• Fm est un facteur lié à la structure et à la composition de l'alliage. Selon EDF, ce facteur peut varier considérablement, de 2.10-2 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°C".

Les déformations observées ont permi 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 permi d'évaluer cette vitesse à 1 micron par heure à 315°C, "ce qui correspond à une traversée de l'adaptateur en deux cycles environ"1. Il subsiste un fort dégré 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"2.

---

[1] Il s'agit ici de deux cycle de rechargement, soit environ 2 ans. Cela donne une propogation d'environ 5,5 mm de profondeur par an.

[2] 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 extrèmement variables. Le document d'EDF fait remaquer 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"1. 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.

[1] EDF "La cuve du réacteur", non daté

I.4. Conséquences de fissuration des traversées de couvercle de cuve sur la sûreté - l'analyse officielle française

A la découverte du problème de fissuration des traversées de couvercles de cuve, EDF ne se montra pas pessimiste. Dans son numéro de décembre 1991, le magazine interne La vie électrique, déclarait "Une certitude : les fissures ne mettent pas en péril pas la sûreté des installations"1. Il citait également Jean-Pierre Mercier, chef de la mission technique au Service de la Production Thermique d'EDF, qui déclarait : "parce qu'elles se situent en majorité à la limite intérieure du couvercle et sont longitudinales elles ne peuvent pas provoquer la cassure du tube, quel que soit leur développement, alors que des fissures circulaires, si on les laissait se développer, pourraient finalement le faire". Tout juste avant noël 91, ce dernier déclarait à des journalistes "nous pouvons dire de la façon la plus claire et la plus ferme qu'il n'y a pas de problème de sûreté"2.

Le rapport annuel 1991 de l'Inspecteur Général pour la Sûreté d'EDF est cependant plus prudent dans le dernier paragraphe consacré à ce sujet : "il est trop tôt pour conclure sur la portée pour la sûreté de nos centrales de ce qui est l'événement le plus important de l'année 1991 sur notre parc"

L'Inspecteur Général pour la Sûreté considère en outre que "l'éjection d'un mécanisme de commande apparaît comme une conséquence possible d'une fissuration qui permettrait à l'adaptateur de se désolidariser de son point d'attache au couvercle"3. L'éjection des mécanismes de commande de grappes est clairement considérée comme un risque très important.

L'analyse de sûreté d'EDF est basée sur "la faible probabilité de fissuration dangereuse et sur une possibilité de détection précoce de fuite avant d'atteindre un risque d'éjection de l'adaptateur. Une analyse des conséquences d'un retrait rapide d'une barre est donc indispensable, tant que les dispositifs anti-éjection ne sont pas en place sur toutes les tranches présentant une présomption de risque. Cette analyse devrait être achevée en décembre 1991". Rien n'a été jusqu'à présent publié sur les résultats obtenus.

Le rapport annuel 1992 de l'Inspecteur Général pour la Sûreté indique simplement que l'éjection des barres de contrôle est prise en compte dans le dimensionnement, même s'il est clair que tout doit être fait pour l'éviter. "La prévention de l'accident est esentiellement basée sur la compréhension de la vitesse de propagation des fissures". Une stratégie de prévention des accidents plus rigoureuses est nécessaire.

Les fuites sur les traversées ont également d'autres implications. Comme le note l'Inspecteur Général pour la Sûreté d'EDF dans son rapport annuel 1992, une telle fuite "peut provoquer un dépôt d'acide borique autours de la traversée fissurée et à une corrosion très rapide de l'acier du couvercle de la cuve ". En fait, la surface externe des couvercles de cuve n'est pas revêtue d'acier inoxydable. Des essais et des données empiriques tirées des réacteurs américains de Turkey Point-4 et Salem, ont révélé, en 1987, des vitesses de corrosion entre 5 et 12 cm par an ! Dans ces conditions, il est évident que des systèmes de détection de fuite fiables sont absolument nécessaires.

Les autorités de sûretés (DSIN) soutiennent que les fissures sur les traversées de couvercle de cuve "ne mettent pas en cause la tenue des traversées affectées". Elles ajoutent "même dans l'hypothèse où un de ces défauts entraîneraient une fuite d'eau du circuit primaire à l'extérieur de la traversée, les procédures d'exploitation permettraient aux opérateurs de la détecter et d'y remédier sans que la sûreté de l'installation en soit affectée"4.

---

1 EDF, La Vie Electrique, décembre 1991

2 Nucleonics Week, 2.1.92

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

4 DSIN, MAGNUC, 18.11.91 et 28.9.92, et mises à jour suivantes jusqu'au 1er mars 1993.

Le rapport annuel 1991 de la DSIN consacre à peine plus d'une page à ce sujet. Outre les mises à jour des informations générales de son serveur électronique accessible par Minitel (Magnuc), peu d'informations supplémentaires publiées ont été mises à disposition.

I.5. Contre mesures adoptées en France, actuellement en cours ou programmées

I.5.1 Les contrôles

Les principaux éléments du programme de contrôle ont été présentés au chapitre 2.1. Suite à la détection du phénomène de fissuration des traversées sur un réacteur de 1300 MW, il a été décidé d'étendre le programme de contrôle aux réacteurs de 1300 MW les plus anciens. La découverte surprenante de fissures sur les traversées de couvercle sur un réacteur du CPY a entraîné une révision complète du programme de contrôle pour 1993, qui, à la fin février 1993, était toujours en cours d'examen par les autorités de sûreté.

La demande soudaine de capacités d'inspection automatisée des traversées, à cause des caractéristiques très couteuses en temps et en doses engagées des procédures d'inspection manuelle, a provoqué une le développement à mache forcée d'une robotisation adaptée.

ABB Reaktor GmbH a développé en 1992 un robot d'inspection pour la compagnie d'électricité suisse NOK (Nordostschweizerische Kraftwerk AG), exploitant des deux réacteurs de Beznau. A la mi-septembre 1992, un an après la découverte du problème à Bugey, ABB avait déjà utilisé ses équipements sur 6 réacteurs en France, 2 en Suisse, 2 des réacteurs de Ringhals en Suède, et sur le PWR allemand d'Obrigheim. En octobre 1992, toutes les traversées du réacteur belge de Tihange-1 étaient inspectées. Selon la direction, une traversée périphérique (n°56) présentait une fissure d'environ 5 mm de long, et d' 1 mm de profondeur[1]. Quatre autres réacteurs avaient été inspectés par ABB avant la fin 1992 (voir les détails en partie II).

Selon un bilan dressé par Nucleonics Week, le premier contrôle de Framatome avec ses propres robots s'est déroulé à Bugey-2 en septembre 1992. EDF a utilisé à Bugey 5 un robot développé en coopération avec ACB (Ateliers et Chantiers de Bretagne). Westinghouse et Laborelec viennent de mettre sur le marché un quatrième robot d'inspection.

I.5.2. Les systèmes de détection de fuite

En janvier 1992, pour la première fois, un système de détection de fuite était installé sur le couvercle de la cuve de Bugey-2, puis sur les deux réacteurs de Fessenheim. Mais les procédures de qualification ultérieures montrèrent que ses performances étaient moins bonnes que prévu. Par conséquent, la DSIN limita l'autorisation de remise en service pour Bugey-2 à trois mois. Un nouveau système de détection était installé le 7 mai 1992. Selon la DSIN, les résultats des essais confirmaient les performances attendues. Au cours du même mois, le nouveau système était installé à Bugey-3, puis à Bugey-1 et -4, ainsi qu'à Fessenheim-2. Fessenheim-1 ne devait en être équipé que lors d'un arrêt prévu à l'automne 1992. Le réacteur a été arrêté le 31 octobre pour trois jours, à cause d'interventions non spécifiées sur le dispositif de détection de fuite. Blayais-1 a été équipé d'un dispositif particuler de détection sur chacune des trois traversées fissurées. Le réacteur a été autorisé à redemarrer avec ces traversées fissurées pour une période de quatre mois.

Le même système sera installé, lors de l'arrêt pour rechargement ou d'un autre arrêt programmé sur les réacteurs de 1300 MW de Cattenom-1, Flamanville-1, Paluel-2 et St-Alban-2. Un autre type de détecteur de fuite équipe Paluel-1 et -4. Essais et qualification sont en cours. Ce nouveau dispositif équipe également St-Alban-1.

---

[1] Communication personnelle, direction de Tihange, 24.11.92

I.5.3. Les dispositifs anti-éjection des barres de commande

Les six réacteurs de Bugey et Fessenheim sont les seuls réacteurs français à ne pas avoir été équipés à l'origine de dispositif anti-éjection des grappes de commande. L'installation de ces dispositifs doit maintenant se faire progressivement, selon les indications de la DSIN. Ceci montre que le risque d'une éjection de grappes de commande est pris au sérieux par EDF et les autorités de sûreté1. La fiabilité de ces dispositifs, en particulier lorsqu'ils n'ont pas été prévus lors de la conception du réacteur est discutable. Aucune information supplémentaire sur les caractéristiques techniques et la fiabilité des systèmes n'est disponible.

I.5.4. Réduction de la température /réduction de puissance

A la mi-septembre 92, la température sous couvercle d'environ la moitié des réacteurs français de 1300 MW avait été abaissée de 313,7°C à 309,4°C. Selon EDF, ces opérations nécessitent deux jours environ2. La perte de capacité n'est pas claire, mais elle serait de l'ordre de "quelques MW".

I.5.5. Remplacement et réparation des traversées

En novembre 1992, la traversée à l'origine de la fuite à Bugey-3 avait été remplacée. L'extraction a été qualifiée par les techniciens d'EDF de "très délicate", dans la mesure où les adaptateurs sont inserrés par frettage, et qu'il faut procéder à l'opération inverse pour les extraire. De plus, 59 des 65 traversées sont équipées de manchons thermiques, qu'il faut enlever avant de pouvoir procéder à l'extraction. Quatre traversées ont été réparées à Bugey-4 et une à Paluel-4. EDF a également demandé à Framatome de remplacer les traversées en Inconel-600, par des traversées en Inconel-690, pour les couvercles de Chooz-B1 et B2, en construction, et "d'en supporter toute la responsabilité, y compris financière"3.

I.5.6. Remplacement des couvercles de cuve

EDF s'est engagées à remplacer les couvercles de cuve des six réacteurs de Bugey et de Fessenheim dans les trois ans. Le couvercle de Bugey-4 a été provisoirement remplacé par celui du réacteur espagnol de Lemoniz, dont la construction n'a jamais été achevée. Le premier couvercle de remplacement doit être installé d'ici le printemps 1994. Les vieux couvercles seront stockés sur sites pendant au moins dix ans, pour laisser décroître la radioactivité, avant d'être stockés "dans des containers"4. Les couvercles d'au moins six autres réacteurs (non spécifiés) devront être remplacés. EDF a déjà commandé à Framatome un couvercle de réacteur de 1.300 MW.

---

1 DSIN, MAGNUC, 28.9.92

2 Nucleonics Week, 24.9.92

3 Nucleonics Week, 2.1.92

4 EDF, Les couvercles de cuves, publié dans Enerpresse, 30.3.92

I.6 Conclusion

C'est en septembre 1991, qu'a été identifié pour la première fois le phénomène de fissuration des traversées de couvercles de cuve sur un réacteur nucléaire français (Bugey-3). Ce problème a tout de suite été pris au sérieux par l'exploitant EDF et les autorités de sûreté (DSIN). Il est clair depuis le début que la rupture d'une traversée de couvercle de cuve entraînerait un accident de perte de réfrigérant primaire, qui, même s'il pouvait rester dans le domaine du dimensionnement des installations, aurait de graves conséquences pour la sûreté du réacteur. Le contrôle a rapidement été étendu aux réacteurs du même modèle (Fessenheim et Bugey), puis aux réacteurs de 1300 MW. Au début, on ne porta pas beaucoup d'attention aux deuxièmes séries de réacteurs de 900 MW (CPY), dans la mesure où on les croyait moins sensibles au phénomène grace à une température sous le couvercle moins élevée.

A la fin de l'année 1992, après la détection de fissures graves des traversées de couvercle de cuve sur un réacteur du CPY, il était clair que tous les PWR français étaient potentiellement affectés par ce phénomène. La détection tardive, en décembre 1992, de débuts de fissuration circonférentielle sur la première traversée incriminée, extraite de Bugey-3, permit de montrer que le problème ne se limiterait pas forcément à des fissures longitudinales (ou axiales). Les fissures circonférentielles peuvent entraîner une rupture brutale, sans fuire préalablement, alors que les fissures longitudinales sont plus faciles à détecter dans la mesure où elles fuient généralement avant de se rompre.

L'analyse du phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve et l'attitude de l'exploitant et des autorités de sûreté face à ce problème montrent que :

• EDF et la DSIN n'étaient pas prêtes à gérer le problème, alors que les traversées avaient déjà été identifiées par le constructeur Framatome, comme l'un des endroits les plus sujets à des fissures de corrosion sous contrainte.

• Les premiers efforts de contrôle se sont limités aux traversées faciles d'accès. Dans les mois qui suivirent la découverte de la fissuration des traversées de couvercle de cuve, les inspections furent quasiment exclusivement limitées aux traversées non équipées de barre de contrôle, alors que les traversées qui avaient été identifiées les plus endommagées en étaient équipées.

• Seulement 10 des 53 réacteurs potentiellement affectés ont subi un contrôle total de toutes les traversées (près d'un an et demi après la première détection de la fissuration des traversées de couvercle de cuve). Des fissures sur les traversées de couvercle de cuve ont été identifiées sur 8 de ces réacteurs. Les techniques de détection utilisée pour chaque réacteur n'ont pas été révélées.

• Les débuts de fissure circonférentielle sur une traversée n'ont pu être identifiés qu'après extraction. Il convient donc d'adopter la plus grande prudence dans l'interprétation des contrôles en service.

• Une fissure sur une traversée a été identifiée sur un réacteur (Gravelines-4) chargé en combustible mixte plutonium-uranium (MOX), ce qui revêt une importance particulière dans la mesure où les marges de sûreté en cas d'éjection de grappes de contrôle sont encore plus réduites qu'avec un cœur chargé en uranium.

• L'analyse d'EDF concernant lamorçage et la propagation des fissures d'EDF s'est révélée fausse. A la fin de l'année 1992, il était clair que la température sous le couvercle de la cuve et que le temps de fonctionnement n'étaient pas les facteurs les plus déterminants. Le niveau de contrainte et l'état du matériau le seraient bien d'avantage. Le phénomène n'est pas encore bien compris.

• Les performances et la fiabilité des dispositifs anti-éjection et des systèmes de détection de fuite sont difficiles à évaluer. Le remplacement des couvercles se fait lentement; et la fiabilité des réparations des traversées de couvercle n'est pas connue.

• L'indisponibilité des réacteurs dûe à ce phénomène a dépassé l'équivalent de trois ans de fonctionnement cumulés (1.209 jours de production). Les coûts de remplacement de l'électricité peuvent être évalués à plus de 8 milliards de francs (voir annexe I.1)

Vu le manque de connaissance détaillée concernant le phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve et de son évolution, vu le manque de qualification des techniques existantes d'inspection et des dispositifs de détection de fuite, et vu les incertitudeds concernant leur fiabilité il est pour le moins étonnant que les autorités de sûreté françaises autorisent le fonctionnement de réacteur sur lesquels des fissures ont été détectées, et où les traversées défectueuse n'ont pas été réparées ou le couvercle remplacé.

Par ailleurs, les autorités de sûreté françaises ont demandé au constructeur nucléaire Framatome de remplacer les traversées de couvercle de cuve de réacteurs en construction en Inconel 600 par des traversées en Inconel 690.

Quelle que soit l'analyse de sûreté, il est évident que les fissures sur les traversées de couvercle de cuve retrécissent la marge de sûreté à un niveau qui n'est pas jugé acceptable pour les nouveaux réacteurs. Lorsque l'on connait la dépendance croissante de la France face au nucléaire, on peut se demander quel niveau de problème de sûreté générique, s'il y en a un, pourrait éventuellement conduire à la décision d'arrêter (temporairement) des réacteurs, à une grande échelle ? Quel niveau de liberté de décision reste-t-il à la direction des autorités de sûreté dans ce pays ?

Annexe I.1

Tableau I.2 : Indisponibilité des réacteurs due au phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve en France
(à la fin 1992)

Reacteurs	dates	indisponibilité (en jours)	
Bugey-2	4 Janv. - 1 Fév., 1992		27
Bugey-3	5 août 1991 -28 Août 1992 (ext.)	net	241
Bugey-4	5 oct. 1991 - 8 oct. 1992 (ext.)	net	305
Bugey-5	25 avr. -22 sept. 1992 (ext.)	net	87
Cattenom-1	8 août - 3 nov. 1992 (ext.)	net	24
Fessenheim-1	2 août 1991 - 11 Avr. 1992 (ext.)	net	126
	31 oct. -3 Nov. 1992		3
Fessenheim-2	2 Fev. - 14 Mars 1992		40
Flamanville-1	8 août - 25 Nov. 1992 (ext.)	net	47
Flamanville-2	18 avr. - 29 Juin 1992 (ext.)	net	9
Gravelines-B4	31 oct. 1992 - ?		?
Paluel-1	6 juin - 29 Août. 1992 (ext.)	net	21
Paluel- 2	12 sept. 1992 - ?		?
Paluel-3	21 déc. 1991 - 4 Avr. 1992	net	42
Paluel-4	21 mars - 6 Sept. 1992 (ext.)	net	92
Saint-Alban-1	22 Mai- 16 Déc. 1992 (ext.)	net	145
Saint-Alban-2	19 Sept. 1992 - ?		?
Tricastin-4	28 nov. 1992 - ?		?
Total		net	>1.209

Notes : ext. indique une extension d'arrêt programmé; le chiffre net correspond à l'estimation par l'auteur de l'indisponibilité nette dûe aux contrôles, réparations et opérations de remplacement sur les couvercles de cuve. Les bases de calcul sont les suivantes : Moyenne des arrêts décénaux estimée par EDF : 21 semaines - Moyenne pour le rechargement et les contrôles partiels: 9 semaines

Si l'on prend en compte des coûts de remplacement d'environ 25 cts par kWh (en se plaçant en dessous de la fourchette basse des coûts de références calculés par le ministère de l'Industrie1), le coût total de l'indisponibilité dûe au problèmes de fissuration des traversées de couvercle de cuve s'élevaient, à la fin 92, à plus de 8 milliards de FF.

---

[1] Ministère de l'Industrie, "Rapport sur les coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique", septembre 1986. Les coûts de référence de fonctionnement et de combustible pour une centrale à charbon de 600 MW fonctionnant 2000 heures par an s'établissaient entre 26,3 et 31,7 cts (en centimmes 1986)

DEUXIEME PARTIE : LA PERSPECTIVE INTERNATIONALE

II.1 INTRODUCTION : LA DECOUVERTE EN FRANCE DE FISSURATION SUR LES TRAVERSEES DE COUVERCLE DE CUVE

Le 23 septembre 1991, le circuit primaire du réacteur à eau sous pression français Bugey-3 (955 MWe) était soumis à une épreuve hydraulique, contrôle effectué tous les dix ans, conformément à la réglementation française. A une pression de 207 bars, une fuite d'environ 1 litre/heure sur le couvercle de la cuve était signalée par détection acoustique, et les contrôles ultérieurs mettaient en évidence une fissure traversante sur un des adaptateurs (ou traversées de couvercle de cuve) qui permettent d'introduire les barres de contrôle dans le réacteur.

Peu après, avec la détection de fissures sur deux autres PWR français (Bugey-4 et Fessenheim-1), EDF réalisait qu'elle avait à faire à un nouveau problème générique important dû à la standardisation de son parc nucléaire. EDF et Framatome, le fabricant de chaudière nucléaire, s'empressaient de confier à leurs équipes techniques l'analyse du problème, et un coûteux programme de contrôle et de réparation était mis en œuvre. Le problème de la fissuration des traversées de couvercle de cuve en France est décrit en détail dans la partie I de ce rapport.

Fin 1991, l'Inspecteur Général pour la Sûreté d'EDF, Pierre Tanguy, présentait son rapport annuel "Sûreté Nucléaire 1991"[1], qui offrait comme première explication à ce phénomène un problème de corrosion sous contrainte de l'Inconel 600, un alliage à haute teneur en nickel. Ce rapport présentait également une évaluation du risque comparé de voir se développer des fissures sur les traversées de couvercle de cuve dans certains autres PWR à l'étranger, en se basant uniquement sur la température sous couvercle et la durée de fonctionnement (en heures équivalentes à pleine puissance).

Tableau II.1.1
"Analyse de risque" selon EDF" pour les réacteurs étrangers à fin 1991

Réacteur	Heures équivalentes (au 1/7/91)	Température °C	Température (/Bugey 3)	Risque comparé (/Bugey 3)
Yankee Rowe (USA)	189 670	270,4	0,033	0,09
Oconee-1 (USA)	112 800	308	0,63	1,01
Tihange-1 (Belgique)	111 968	312		1,34
Ohi-2 (Japon)	74 800	316	1,06	1,15
North Anna-1 (USA)	73 900	318,3	1,24	1,33
Trojan (USA)	67 890	316	1,06	1,05
Doel-4 (Belgique)	44 856	321,3	1,48	0,97
Tihange-3 (Belgique)	47 089	321,3	1,48	1,02

Alors que le nombre de réacteurs dans le monde dont les traversées de couvercle de cuve sont en Inconel 600 est bien supérieur, aucune action immédiate n'a été entreprise en dehors de la France. Au contraire, la publication des résultats d'EDF dans Nucleonics Week[2] provoqua la consternation des compagnies d'électricité dont les réacteurs étaient cités dans le rapport d'EDF[3], et elles démentirent tout risque immédiat sur le plan de la sûreté.

---

[1] EDF, Sûreté Nucléaire 1991, Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire (Rapport Tanguy)

[2] Nucleonics Week, 23.1.92

[3] Nucleonics Week, 30.1.92

II.2. DEVELOPPEMENT DU PROBLEME DANS D'AUTRES PAYS

II.2.1. Suède

Trois réacteur à eau sous pression sont actuellement en service à Ringhals. Ils sont tous trois de conception Westinghouse et leurs pénétrations de couvercle de cuve sont en Inconel 600. Ringhals-2 (880 MWe) est entré en service en août 1974, Righals-3 et Ringhals-4 (960 MWe) sont entrés en service respectivement en septembre 1980 et juin 1982.

Selon les autorités de sûreté suédoises (SKI), l'exploitant des réacteurs de Ringhals, Vattenfall, a "intensivement étudié le problème décelé en France sur les traversées de couvercle de cuve"[1]. Selon les résultats de l'étude française liant la durée de fonctionnement et la température sous couvercle au risque de voir se développer des fissures sur les traversées, les données correspondantes pour Ringhals-2 (111.799 heures en juillet 1991, et environ 320°C) montraient que les traversées de couvercle de cuve des ces réacteurs étaient hautement susceptibles de se fissurer, et que ce phénomène ne pouvait être écarté.

Cependant le contrôle des traversées du couvercle de cuve n'eut pas lieu avant un arrêt de routine du réacteur qui débutait le 7 mai 1992. Le contrôle de 12 traversées non garnies de manchettes (sur 65), mettait en évidence quatre indications de fissure : "une fissure de 16 mm de long, une de 4 mm de profondeur, et une de 2 mm. Une fissure décelée sur une quatrième traversée n'a pas pu être mesurée convenablement"[2], rapportait Nucleonics Week.

La demande du SKI que les traversées munies de manchettes soient également contrôlés ne pu être satisfaite - faute d'équipement de contrôle adapté - avant le début juillet, le réacteur restant à l'arrêt pendant cette période. A la fin du contrôle de Ringhals-2, une autre indication de fissure avait été décelée sur une traversée garnie de manchette. Sur les 5 fissures mises en évidence, seules 2 étaient réparées par élimation par érosion, les autres n'étant pas considérées comme importantes sur le plan de la sûreté, elles étaient laissées en l'état[3].

Le 19 juillet 1992, le SKI autorisait le redémarrage de Ringhals-2. L'exploitant, Vattenfall, devait fournir au plus tard le 31 décembre 1992 un programme de contrôle des traversées de Ringhals-2, -3, -4 ainsi qu'un bilan de toutes les pièces de réacteurs en Inconel 600 et une analyse de sûreté[4].

Une inspection des traversées de Ringhals-3 était programmée pour son arrêt annuel, du 5 juin au 11 juillet. On ne décela qu'une seule fissure, qui n'était plus détectable après un polissage sur 0,3 mm. Nucleonics Week citait Goesta Larsson, porte-parole de Ringhals, expliquant qu' "ils pensent maintenant qu'il n'y avait pas de fissure, qu'il s'agissait de quelque chose d'autre"[5].

Le contrôle du couvercle de la cuve de Righals-4 n'était pas réalisé avant l'arrêt annuel programmé, du 3 au 30 septembre. Deux fissures étaient décelées ; cependant, elles étaient toutes les deux situées très en-dessous de la soudure traversée-couvercle, et le SKI acceptait qu'elles soient laissées en l'état jusqu'à l'inspection de l'année suivante[6].

---

1 SKI Kvartals Rapport, Första kvartalet 1992

2 Nucleonics Week, 21.5.92

3 Nuclear News, Septembre 1992

4 SKI Kvartals Rapport; Andra och tredja kvartalet 1992

5 Nucleonics Week, 25.6.92

6 SKI Kvartals Rapport; Andra och tredja kvartalet 1992

En février 93, Vattenfall présentait son rapport sur les résultats de Ringhals[1], mentionnant que quatre traversées affectées avaient été laissées à Ringhals-2, et deux à Ringhals-4, la plus grande (détectée sur la traversée 68 de Ringhals-2) mesurant 21 mm de long et 10,5 mm de profondeur. En s'appuyant sur des hypothèses soit-disant "conservatrices" sur la propagation des fissures, on estimait qu'une intervention sur deux fissures (à Ringhals-2 et -4), ne serait pas nécessaire avant 1994. Nous verons au chapitre II.4.1.1. pourquoi ces hypothèses ne peuvent raisonnablement être qualifiées de conservatrices.

II.2.2. Suisse

Deux des trois réacteurs à eau sous pression actuellement en service en Suisse, Beznau-1 (364 MWe) et Beznau-2 (364 MWe), ont été construits par Westinghouse comme contractant principal, et leurs traversées de couvercle de cuve sont en Inconel 600. Ils ont été mis en service respectivement en juillet 1969 et octobre 1971.

En février 1992, la compagnie Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK) demandait à la firme allemande ABB reaktor de mettre au point une stratégie de contrôle robotisé pour les couvercles de cuve des réacteurs de Beznau.[2] Le 1er juin, le directeur de la centrale, Hans Wenger annonçait qu' "aucune anomalie n'avait été décelée" à la suite du contrôle du couvercle de la cuve de Beznau-2. Selon Nucleonics Week, le contrôle n'avait porté que sur 75% des traversées, y compris des traversées non garnies de manchettes thermiques et des traversées périphériques[3]. Les autorités de sûreté suisses (HSK) n'y voyaient pas de problème du point de vue de la sûreté, et le réacteur était autorisé à redémarrer après son arrêt programmé.

Le contrôle du couvercle de Beznau-1 avait lieu pendant son arrêt annuel, du 3 juillet au 1er septembre. Les contrôles (robotisés) par courrants de Foucault (voir 3.2.4.) mettaient en évidence deux fissures : "une de 28 mm de long et de 1 mm de profondeur, l'autre de 3 mm de long et de moins d'un mm de profondeur, près de la soudure de la traversée"[4]. Ces fissures auraient été réparées (probablement par élimination par érosion), et le réacteur était remis en service le 1er septembre.

Questionnés en octobre 1992 au sujet des résultats d'inspection des traversées de Beznau-1, des responsables du HSK répondaient qu'une analyse approfondie du problème était nécessaire et prévue, mais qu'en même temps, on ne pouvait identifier aucune conséquence immédiate pour la sûreté[5].

II.2.3. USA

Il est particulièrement intéressant de noter que jusqu'à présent (janvier 1993) aucun contrôle des traversées de couvercle de cuve n'a été signalé aux USA, alors que la majorité des PWR susceptibles de développer une fissuration des traversées de couvercle de cuve, selon les connaissances actuelles, se trouve aux USA, et que dès 1989, des fissures dûes à la corrosion sous contrainte étaient décelées sur les piquages d'instrumentation des pressuriseurs en Inconel 600. En septembre 1989, Nucleonics Week écrivait : "Selon Don Graf, responsable du programme pressuriseurs de BG&E, certaines traversées en Inconel 600, comme les pénétrations d'instrumentation interne du cœur et de barres de contrôle, ont des diamètres de 4 à 6 pouces, ou plus. Des fissures cironférentielles sur les pénétrations en Inconel 600 de ces 'grands trous' pourraient effectivement provoquer des fuites qui seraient supérieures aux capacités d'appoint de la

---

[1] Vattenfall : "Ringhals 2 och 4 - Reaktortankar Spricktillväxt i Styrstavsgenomföringar", GEK 4/93. 02/02/93

[2] Bäro G., D'Annuci F. : Spezielle Fragestellungen der zfP und ihre Lösungen; Herbsttagung Dt. Atomforum, Königswinter, 14/15 september 1992

[3] Nucleonics Week, 4.6.92

[4] Nucleonics Week, 8.10.92

[5] Communication personnelle avec Peter Metzinger, GP Suisse

pompe de charge"[1].

"La réaction américaine aux informations préliminaires sur le développement en France s'est, en grande partie, fait en sourdine"[2]. La Nuclear Regulatory Commission (NRC) adoptait une attitude similaire, insistant sur le fait qu'elle pensait que le phénomène de fissuration ne dépendait pas seulement de la durée de fonctionnement et de la température sous couvercle, mais également d'autres paramètres comme la le niveau de contrainte, l'état des matériaux et les procédés de fabrication, et que la comparaison du risque publiée dans le rapport annuel 1991 d'EDF n'était pas directement applicable. De plus, Thomas Morley, de la NRC, déclarait que "une 'double ended failure' (double rupture) entraînant une perte de refrigérant non isolable était impropable"[3]. On reconnaissait le fait qu'une fissure sur une traversée pourrait ne pas être détectée lors des épreuves hydrauliques réalisées selon les spécifications ASME (qui ne nécessite qu'une surpression de 110%, contre 125% en France), sans y voir de problème au niveau de la sûreté.

Même après la découverte de traversées fissurées dans les PWR européens, les compagnies d'électricité américaines, qui suivaient le problème par le biais du Westinghouse Owners Group (WOG) n'exprimèrent aucune crainte. En mai, les analystes de Westinghouse concluaient "nous avons les mêmes matériaux et les mêmes conditions de fontionnement, mais il y a de nombreux paramètres"[4].

En septembre 1992, Nucleonics Week rapportait que la NRC en était finallement arrivée à la conclusion que les fissures pouvaient survenir sur les réacteures américains, tout en considérant que ce problème n'avait que peu d'importance du point de vue de la sûreté pour les raisons suivantes :
• "on n'a rapporté aucune fissure ou fuite sur un réacteur américain ;
• "aucune fuite n'a été détectée en fonctionnement sur un réacteur à l'étranger ;
• "si il y a eu fissure ici, il s'agit probablement de fissure axiale [longitudinale], et non de fissure circonférentielle, plus grave ;
• les fuites seraient probablement détectées avant une rupture sur une traversée ;
[et finalement]
• "même s'il y avait une rupture, l'accident de perte de réfrigérant primaire qui résulterait de cette petite brèche resterait dans le domaine du dimensionnement du réacteur"[5].

Pour une discussion approfondie de la validité de ces estimations, voir chapitre 4 (Discussion sur les conséquences pour la sûreté).

Les fournisseurs américains s'attendent à ce que la NRC demande aux exploitants des contrôles relatifs à la fissuration des traversées de couvercle de cuve, et se dépêchent de se doter des équipements nécessaires. Selon George Beam, de la direction de Babcock& Wilcox Nuclear Services (BWNS), les premiers contrôles sur "un ou deux réacteurs pilotes" auront lieu au printemps 1993[6].

II.2.4. Autres pays

Etant donnée la forte probabilité que la corrosion sous contrainte de l'Inconel 600 soit la cause du phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve, un nombre important de PWR dans le monde semblerait menacé. Cependant, la communauté nucléaire internationale s'est généralement contentée de montrer qu'elle portait un intérêt à la question.

Le 22 octobre 1991, une note d'information sur la fissuration des traversées de couvercle de cuve à Bugey-3 était diffusée, dans le cadre du Framatome Owners Group

---

[1] Nucleonics Week, 28.9.89 - BG&E : Baltimore Gas & Electric Company
[2] Nucleonics Week, 21.11.92
[3] Nucleonics Week, 30.1.92
[4] Nucleonics Week, 28.5.92
[5] Nucleonics Week, 24.9.92
[6] Nucleonics Week, 8.10.92

(FROG)[1], à Electrabel (Belgique), ESKOM (Afrique du Sud), GNPJVC (Chine) et KEPCO (Japon). Nous de disposons à cette date d'aucune information permettant de dire si des contrôles ou un autre type d'intervention ont été entrepris sur les réacteurs de Koeberg-1 et -2 (Afrique du Sud), Guandong-1 et -2 (Chine, en construction) ou Ulchin-1 et -2 (Corée, dont il était également question dans la note d'information).

En ce qui concerne le parc belge de PWR, deux réacteurs étaient mentionnés, Tihange-3 et Doel-4, qui ont tous les deux été mis en service il y relativement peu de temps (respectivement en juin et avril 1985), mais dont la température sous couvercle est élevée (la température de sortie de cuve est de 330.3°C sur ces deux réacteurs). Dans l' "analyse de risque" française, concernant à la fois des réacteurs français et des réacteurs étrangers (voir introduction), le risque de voir se développer à Tihange-3 des fissures sur les traversées de couvercle de cuve était supérieur à Bugey-3 d'un facteur 1,34. Les contrôles n'y étaient cependant pas programmés avant la fin octobre 92, et, selon la direction de la centrale ils ne mirent en évidence qu'une fissure de 5 mm de long et 1 mm de profondeur sur une traversée périphérique[2]. Les contrôles des traversées de 4 autres PWR devaient se dérouler avant la fin 1992. (la Belgique compte actuellement 7 PWR Westinghouse en service).

Le fait que le réacteur japonais Ohi-2 figure dans la liste d'EDF n'a pas entraîné de contrôle. Un porte-parole de la compagnie japonaise KEPCO était même cité dans Nucleonics Week où il précisait "[nous n'avons pas prévu] d'engager des contrôles supplémentaires"[3]. Cependant, en septembre 1992, un représentant d'ABB déclarait "la compagnie a également vendu un set complet d'équipement de contrôle des mécanismes de grappes de commande à une compagnie japonaise, qui, depuis, l'a utilisé pour contrôler les traversées d'un PWR japonais"[4]. Le site concerné n'a pas été dévoilé.

Six des sept PWR espagnols sont de fabrication Westinghouse (Almarez-1, mise en service : 5/81 - Almarez-2, 10/83 - Asco-1, 8/83 - Asco-2,10/85 ; Jose Cabrera, 7/68 - Vandellos-2, 87). Une inspection limitée à Asco-2, et des contrôles sur Asco-1 et Almarez-1 semblent être prévus lors de leur arrêt annuel, prévu respectivement pour février, juin et septembre 1993. En fonction du résultat, des contrôles sur les autres tranches seront également envisagés[5]. Un représentant du CSN (les autorités de sûreté espagnoles) déclarait en janvier au sujet des fissures sur les traversées de couvercle de cuve : "nous ne voyons pas pourquoi nous devancerions la NRC à ce sujet"[6].

En Allemagne, l'Inconel 600 a été utilisé pour les traversées de couvercle de cuve de deux PWR : Obrigheim (357 MWe, mis en service en octobre 1968) et Mülheim-Kärlich (1302 MWe, mars 1986), ce dernier étant actuellement à l'arrêt par manque d'autorisation... En janvier 1993, il était annoncé que deux réacteurs allemands avaient subi des contrôles concernant les fissures de traversées de couvercle de cuve[7], sans que les résultats soient rendus publics. Les cas précédents de fissuration de traversées de couvercle de cuve en Allemagne sont décrits au chapitre 2.5.

Il n'y a pas à l'heure actuelle de PWR en service en Grande-Bretagne. Sizewell-B (1258 MWe) est en construction et devrait commencer à produire de l'électricité en 1994. La cuve a été fabriquée entre août 1982 et décembre 1990 par Framatome, à l'atelier de Chalon, atelier qui a également fabriqué les cuves des réacteurs français. Alors que l'on a rapporté la mise en place de tube de générateur de vapeur en Inconel 690, en

---

[1] Framatome : Framatome Owners Group - Information on Bugey-3 Incident, 22.10.91

[2] Comunication personnelle, Mycle Schneider, Paris

[3] Nucleonics Week, 30.1.92

[4] Nucleonics Week, 24.9.92

[5] Enerpresse n° 5763, 16.2.93

[6] Nucleonics Week, 28.1.93

[7] Bäro G., D'Annuci F., Rylander L. : Meeting the upper-vessel-head challenge with eddy currents and UT, Nuclear Engineering International, janvier 1993

remplacement de l'Inconel 600, pour Sizewell "B"[1], il semble que les traversées du couvercle de la cuve soient en Inconel 600, dans la mesure où un représentant d'EDF était cité en janvier 1992 en disant que la qualification des soudures entre des pénétrations en Inconel 690 et les couvercles de cuve n'avait pas été faite. Etant donné que l'on prévoit à Sizewell "B" une température de sortie élevée (328,8°C), ce réacteur pourrait être confronté au phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve.

Le tableau suivant récapitule les cas de fissures sur les traversées de couvercle de cuve repérés et rendus publics. Leur nombre est susceptibles d'augmenter au cours des prochains mois et prochaines années, dans la mesure où les programmes de contrôle évoluent et où les données concernant les réacteurs en dehors de l'Europe seront probablement disponibles.

	Mise en service	Capacité nette (MWe)	Température de sortie cuve	Nb de traversées de cuve fissurées
Suède				
Ringhals-2	5/1975	860	320	4 (+1)
Ringhals-3	9/1981	915		(1)
Ringhals-4	11/1983	915		2
Belgique				
Tihange-1	3/1975	870	312	1
Suisse				
Beznau-1	7/1969	350		2

(pour les cas de fissures sur les réacteurs français, voir tableau I.1.)

II.2.5 Cas précédents de fissures sur les traversées de couvercle de cuve

L'hypothèse française selon laquelle c'est l'utilisation de l'Inconel 600 combinée à une température sous couvercle élevée qui serait la cause principale du phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve est en contradiction avec la découverte de problèmes similaires survenus dans les années 70 sur d'autres réacteurs.

Des fissures sur les traversées ont entre autres été détectées sur les réacteurs soviétiques de type VVER. En 1975 et 1984, des fissures, dont certaines étaient traversantes, ont été détectées sur les adaptateurs du couvercle de la cuve du VVER-2 de Rheinsberg (ex-RDA). Les matériaux affectés n'étaient pas l'Inconel 600, mais des aciers inoxydables austenitiques (OX18H22B2T2 et OX18H9, selon la nomenclature soviétique). Ce ne sont pas des inspections systématiques non-destructives en service qui révélèrent le problème, mais une élévation de la radioactivité au dessus de la cuve[2].

Des fissures similaires avaient été observées avant 1972 sur les deux réacteurs VVER Novovoronezh-1 et -2[3], et des problèmes de fissures sur les traversées de couvercle de cuve sur d'autres réacteurs VVER ont été l'objet de contrôles importants en ex-URSS et en Finlande[4].

A Kahl (RFA), réacteur expérimental à eau bouillante (mis en service en 1961), une fuite du circuit primaire a été décélée en service. On a pu retracer son origine jusqu'à une fissure circonférentielle traversante sur un adaptateur de barre de contrôle. Le

---

[1] The British PWR, Nuclear Engineering International Special Publications

[2] Müller F (1976) : Schadensbericht SUS-Strandrohe WWER-2, KKWR-WFC 22/76; NPP Rheinsberg

[3] ibid

[4] Temperaturny rezim i dolgovecnost elementov privoda SUS blokov VVER (Temperature regime and operating life of the elements of VHPs of VVER units) ; Trudy (1977), vup. 153

contrôle des 21 adaptateurs demanda 7 mois, et mit en évidence 27 fissures axiales et 2 fissures circonférentielles[1].

[1] Eltener, Kison (1973) : Reparatur an den Steuerstabdurchführungen des Reaktordruckgefäßes im Versuchsatomkraftwerk Kahl; Reaktortagung 1973

II.3. DESCRIPTION DES PENETRATIONS DE COUVERCLE DE CUVE ET DE LEUR CONTRÔLE

II.3.1. Conception des pénétrations de couvercle de cuve

Dans un PWR, la réaction en chaîne qui a lieu dans le cœur est à la fois refroidie et modérée par de l'eau. Cette eau est mise sous pression, de façon à ne pas bouillir alors que les températures avoisinnent généralement les 300°C. Le cœur doit donc être placé dans une enceinte de pression (cuve). En parallèle, il faut que la réaction en chaîne puisse être contrôlée, ce qui est rendu possible grace à ce que l'on appelle les barres de commande (ou barres de contrôle), qui peuvent pénétrer dans le cœur. Elles sont vitales pour la sûreté de l'exploitation du réacteur.

Les traversées de couvercle de cuve (VHP en anglais), ou adaptateurs, sont fixées sur le couvercle de la cuve pour permettre l'insertion et le retrait de ces barres de contrôle. (voir figure II.1).

L'épaisseur de la paroi d'un couvercle de cuve de réacteur est généralement de l'ordre de 200 mm. Il est en acier ferritique, et les surfaces entrant en contact avec le réfrigérant sont recouvertes d'acier inoxydable pour permettre une meilleure resistance à la corrosion.

Le diamètre extérieur des pénétrations est généralement de 100 mm et l'épaisseur de la paroi de 15 mm. Dans la plupart des PWR elles sont en Inconel 600[1], un alliage à très forte teneur en nickel (environ 75%). Elles sont frettées sur le couvercle de la cuve puis soudées manuellement sur le dessous du couvercle. Cette soudure supporte toutes les charges horizontales et axiales. La partie basse du carter sous pression des mécanismes de grappes de commande est vissée et soudée étanche sur la partie haute d'une traversée, la traversée faisant ainsi partie, en remontant depuis la partie basse, de l'enveloppe de pression du circuit primaire.

Du fait que la soudure traversée-couvercle de cuve doive suivre la courbure du couvercle, elle présente une excentricité dont le degré varie en fonction de la localisation, l'inclinaison du cordon de soudure par rapport à l'axe de la traversée étant plus important pour les traversées les plus périphériques. "La soudure produit une contrainte inégale sur ces traversées périphériques, les tordant légèrement et les déformant en leur conférant une forme légèrement ovale"[2].

La plupart des traversées sont garnies de manchettes thermiques en acier inoxydable, afin de réduire les contraintes thermiques qu'imposeraient à la traversée les transitoires thermiques rapides. Les manchettes sont fixées sur les carters de mécanismes de grappes et ne sont pas soumises à la pression du circuit primaire. L'intervalle entre la traversée et la manchette thermique est d'environ 3 mm ; cette largeur peut toutefois varier de ± 30% à cause de l'ovalisation des traversées[3]. De plus, certaines manchettes sont excentrées à cause d'une légère flexion sous la soudure. Le fait que la plupart des traversées soient garnies de manchette thermique joue de façon significative sur les possibilités d'inspection (voir chapitre suivant).

II.3.2. Les méthodes de détection des fissures sur les traversées de couvercle de cuve

II.3.2.1. La détection des fuites

---

[1] Le fabricant allemand KWU a choisit - à l'exception du réacteur d'Obrigheim - des traversées en acier ferritique protégées par un tube interne en acier inoxydable et vissées au couvercle de la cuve

[2] Selby SP, Brooks WE : CRDM Nozzle Inspection ; Nuclear Plant Journal, November-December 1992

[3] ibid

Sur le plan de la sûreté, les systèmes de détection de fuites tous seuls sont franchement insuffisants pour résoudre le problème des fissures sur les traversées de couvercle de cuve. Pour que les systèmes de détection de fuites garantissent efficacement qu'aucune rupture ne puisse se produire instantanément, il faudrait que le principe de "leak-before-break" ("fuite avant rupture") se vérifie dans toutes les circonstances, ce qui n'est pas le cas, comme nous le verrons plus en détail au chapitre 4.1.1. De plus, il faudrait avoir l'assurance que les fuites ne puissent pas endommager d'autres composants avant d'être stoppées et qu'il n'y ait pas de contamination dangereuse.

La stratégie consistant à ne compter que sur la fuite avant rupture de toutes les traversées affectées a également été écartée par l'industrie nucléaire, qui, bien que n'admettant pas le risque pour la sûreté, la considère comme "inacceptable industriellement à la fois à cause de l'incertitude et des temps importants d'indisponibilité que cela entraînerait"[1] (pour remplacer les pénétrations défectueuses).

Il faut cependant installer des systèmes de détection de fuite comme mesure de sécurité supplémentaire. Après une première tentative infructueuse (faute d'autorisation la DSIN) d'installer des systèmes de détection de fuite sur ses réacteurs, EDF a mis au point un nouveau système basé sur l'analyse de la teneur en azote-13 dans l'atmosphère du couvercle de la cuve, qui a été accepté par les autorités de sûreté françaises. En septembre 1992, on apprenait qu'EDF prévoyait d'équiper de ces systèmes 22 de ses réacteurs en un an, mais seulement "85% de ses tranches de 900 et 1300 MW susceptibles d'être affectées par le problème de fissuration des traversées de couvercle de cuve"[2]. On ne sait pas quelles tranches ne seraient pas équipées, ni pourquoi.

II.3.2.2. Les épreuves hydrauliques

Comme nous l'avons vu, la fissure découverte à Bugey-3, a été mise en évidence lors d'une épreuve hydraulique. Les épreuves hydrauliques se déroulent en France à 125% de surpression, alors que seule une surpression de 110% est requise par le code de l'ASME (American Society of Mechinal Engineers), code qui s'applique à la plupart des cuves de réacteur de conception Westinghouse.

L'argumentation développée est que la fuite détectée à Bugey-3 n'a pu se produire que par la surpression qui aurait rendue traversante une fissure probablement petite, et qu'il faudrait donc assouplir les exigences française en la matière. Des propositions en ce sens ont été ajournées par les autorités de sûretés françaises. Il est vraisemblable que l'on pourrait alors ne pas repérer des fissures sur les traversées de couvercle de cuve, et que l'on abandonnerait "un indication importante quant à l'intégrité du circuit primaire"[3]. Dans tous les cas, il est préférable qu'une fuite survienne lors d'une épreuve hydraulique, alors que les conditions sont contrôlées, plutôt qu'en exploitation, avec les conséquences potentiellement catastrophiques que cela comporte.

Même s'il est vrai qu'une épreuve hydraulique permet de répérer des composants défectueux dans le circuit primaire, et que plus la surpression est importante, plus on a de chance d'y parvenir, le fait de subir avec succès une épreuve hydraulique ne donne aucune assurance quant à l'intégrité du circuit primaire. Un groupe d'experts suisses estime que les capacités de détection de défauts des épreuves hydrauliques, assorties de techniques d'analyse des émissions acoustiques des fissures sous contrainte sont "significativement pires" que d'autres techniques d'inspection[4].

II.3.2.3. Contrôles visuels, ressuage et ultra-sons

L'inspection visuelle des couvercles de cuve lors du rechargement en combustible est courante. Ce qui ne veut pas dire que le contrôle visuel soit une technique adaptée à la

---

[1] Nucleonics Week, 21.10.92

[2] Nucleonics Week, 17.9.92

[3] Nucleonics Week, 20.2.92

[4] Prantl G : Wiederholte Druckprüfung und Schallemissionsprüfung - Bericht einer schweizerischen Expertengruppe ; DGZfP, DACH-Jahrestagung 6-8 mai 1991, Luzern

détection de fissure ; on y a plutôt recours à cause de sa simplicité (et de son faible coût). Un contrôle visuel direct de l'intérieur des traversées est évidemment impossible et les contrôles télévisuels souffrent généralement de la résolution des appareils utilisés, trop faible pour détecter des gerçures, leur ouverture étant de l'odre du µm.

Les surfaces tubulaires du circuit primaire, y compris les traversées de couvercle de cuve, sont trop souvent couvertes de dépots masquant d'éventuelles fissures. De plus, la détection de fissures sur un écran vidéo est une tache extrèmement difficile, et elle requiert un niveau de vigilance et d'expérience terriblement élevé de la part des contrôleurs. Tous ceci fait "qu'on ne peut pas considérer que les contrôles visuels sont adaptés à la détection de fissures"[1].

Dans les conditions de contrôle en service, on a rarement recours au contrôle par ressuage, au cours duquel on applique sur la surface à inspecter un produit chimique qui doit s'accumuler dans les fissures. Après lavage, les gerçures sont plus faciles à détecter par contrôle visuel. Toutefois, comme condition à l'efficacité de cette technique, la surface doit généralement être préparée à l'avance, c'est à dire que les dépôts doivent être éliminés. L'expérience montre que le traitement chimique des dépôts ne réussit pas toujours, à cause de leur forte adhérence[2], et l'érosion mécanique apparait impossible à mettre en œuvre dans le cas de tuyaux nombreux ou longs, ce qui est notamment le cas pour des traversées. Alors que les mesures sur le circuit primaire doivent être complètement automatisées et téléguidées, peu de systèmes ont été mis au point.

Le contrôle par ultra-sons, technique standard de recherche en service de défauts internes dans le circuit primaire, pourrait en principe être également utilisé sur les traversées. Cependant une inspection externe, en particulier dans la zone de soudure et au-dessus, s'avére très difficile à cause de la configuration géométrique, et l'inspection interne est rendue impossible par la présence de la manchette thermique.

Ce dernier problème concerne également le ressuage. Alors que ces deux techniques de contrôle (ultra-sons et ressuage) ne peuvent pas être utilisées pour inspecter toutes les traversées (à moins de retirer toutes les manchettes thermiques), elles peuvent être utilisées en complément d'autres techniques de détection, pour analyser une anomalie déjà repérée et localisée. Une certaine préparation, comme le retrait de la manchette thermique et un traitement de surface, serait alors nécessaire.

En Suède, on a fait de cette manière appel à un technique par ressuage fluorescent contrôlé à distance pour vérifier les indications de fissures détectées par courants de Foucault, sur les traversées du réacteur Ringhals-2[3]. La qualité de ses résultats (voir chapitre 4.2.) est nettement meilleure que ceux obtenus par courants de Foucault sur les mêmes fissures : là où les contrôles par courants de Foucault ne montraient qu'une indication, le contrôle par ressuage permettait d'identifier un champs de fissures.

Les ultra-sons ont également été utilisés sur plusieurs réacteurs pour analyser les indications de fissures sur les traversées, en particulier pour déterminer la profondeur des fissures. Cependant, le recours aux ultra-sons pour déterminer la profondeur d'une fissure est connu pour être inadapté et difficile, avec des erreurs de l'ordre de 100%, même avec les techniques les plus "sophistiquées", comme la "time-of-flight-difraction" (TOFD)[4]. Malheureusement, c'est la meilleure technique disponible pour l'évaluation volumétrique des fissures.

II.3.2.4. Les contrôles par courants de Foucault

---

[1] Oppermann W, Küntzel G : Anpassung und Erprobung eines Rohrinnenprüfsystems für den regelfähigen bei Rohrsystemen in kerntechnischen Systemens ; BMU-1990-257

[2] ibid

[3] Remote fluorescent penetrant system sheds new light on cracking; Nuclear Engineering International, janvier 1993

[4] par exemple, Willitts AJ, Ammirato FV, Kietzman EK : Accuracy of Ultrasonic Flaw Sizing Techniques for Reactor Pressure Vessel, EPRI-NP 6273, mars 1989

La technique la plus largement adoptée pour le contrôle des traversés semble être le contrôle par courants de Foucault[1], dans la mesure où, on dispose à l'heure actuelle de matériel permettant de procéder au contrôle des parois internes sans qu'il soit nécessaire d'enlever les manchettes thermiques.

Quand la mise en évidence de fissures à Bugey-3 a attiré l'attention sur l'inspection des traversées, il n'existait pas de méthodes adaptées de contrôle en service. Deux spécificités compliquent en effet le "défis de la partie supérieure des couvercles de cuve"[2] : premièrement le niveau élevé de radioactivité nécessite que l'on choisisse une technique télécommandée alors que la géométrie des traversées rend difficile l'utilisation des équipements robotisés et deuxièmement, la majorité des pénétrations sont garnies de manchettes thermiques qui font que la paroi interne n'est pas accessible par les méthodes traditionnelles de contrôle (comme le ressuage par exemple).

Cependant, en juin, on apprennait qu'à Beznau-2, en Suisse, un contrôle à distance des traversées avait, pour la première fois, été mené à bien (bien que 75% des traversées seulement aient été contrôlées[3]) et peu après le même matériel était utilisé pour le contrôle des traversées garnies de manchettes à Ringhals-2, où un système mis au point en collaboration entre Westinghouse, Laborelec et Jeumont-Schneider, ainsi que du matériel développé par Babcock&Wilcox Nuclear Services (BWNS) n'avait pas fonctionné convenablement.

En septembre, les représentant d'ABB annonçaient avoir inspecté les traversées sur six réacteurs en France, deux en Suède, deux en Suisse et un en Allemagne[4]. En janvier 1993, se chiffre se montait à douze en France, trois en Suède, deux en Suisse, deux en Allemagne et un en Belgique[5].

Le matériel robotisé d'ABB peut être équipé de deux types de sondes de contrôle : un sonde rotative, qui s'adapte aux traversées, munies ou non de manchettes, et inspecte la paroi interne par une combinaison de mouvements rotatifs et verticaux, et une sonde appellée "gap-scanner" qui s'adapte à l'espace situé entre la traversée et la manchette.

La sonde rotative est équipée d'une sonde à courants de Foucault conçue pour détecter à la fois les fissures axiales et circonférentielles, d'une sonde à ondes ultrasonores longitudinales et d'une sonde à ondes ultrasonores à incidence normale, cette dernière étant simplement destinée à déterminer la position de la sonde par détection du cordon de soudure. Les sondes à ultrasons ne seront utilisées que pour les traversées non garnies de manchette, dans la mesure où elles doivent uniquement servir à évaluer un défaut après qu'il ait été détecté.

La sonde à courants de Foucault est sensée permettre un contrôle de la peau interne de la traversée à travers la manchette. Ceci nécessite l'utilisation de faibles fréquences pour que le champ magnétique pénetre la manchette en acier inoxydable et l'espace situé entre la manchette et la traversée, avec la perte de sensibilité correspondante. De plus, l'opération se trouve compliquée par la présence de manchettes

---

[1] la méthode par courrants de Foucault consiste à enregister la réponse de l'échantillon contrôlé lorsqu'il est "interrogé" par un champs magnétique alternatif émis par une bobine. A cause de la diversité des paramètres (perméabilité, conductivité, distance, fréquence, etc.) la détection de défaut sur un échantillon dépend fortement du calibrage de la technique sur des maquettes absolument identiques mais ne présentant pas de défaut.

[2] Bäro G, D'Annucci F, Rylander L : Meeting the upper-vessel-head-challenge with eddy currents and UT, Nuclear Engineering International, janvier 1993

[3] Nucleonics Week, 4.6.92

[4] Bäro G., D'Annuci F. : Spezielle Fragestellungen der zfP und ihre Lösungen; Herbsttagung Dt. Atomforum, Königswinter, 14/15 september 1992

[5] Bäro G, D'Annucci F, Rylander L : Meeting the upper-vessel-head-challenge with eddy currents and UT, Nuclear Engineering International, janvier 1993

décentrées ou vieilles.

C'est pour cette raison qu'a été développée le "gap scanner", équipé d'une sonde à courants de Foucault mesurant seulement 1,5 mm de large qui s'emboîte dans l'intervalle manchette-traversée. Cette sonde pénètre dans l'intervalle au moyen d'un strip flexible en acier inoxydable, ce qui permet de l'enrouler sur le guide conique fixé à la partie basse de la manchette thermique (voir chapitre 3.1, figure II.1) et ainsi manipuler la sonde dans verticalement. Les mouvements circulaires étant obtenus en montant le mécanisme d'entrainement du strip sur une table rotative.

En ce qui concerne la manipulation du gap scanner, "elle se fait de telle sorte que la "sonde à intervalle" (gap probe) est introduite dans le l'intervalle le long de la manchette"[1]. De ce fait, il est improbable que ce système permette de faire face au problème de la variation de largeur de l'intervalle manchette-traversée, dûe à l'ovalisation, au décentrage de certaines manchettes, ou à des endommagements de fonctionnement. Suite à l'échec de Westinghouse en ce qui concerne les contrôles sur les traversées de RInghals-2, un porte-parole de la centrale déclarait : "Les traversées de Ringhals-2 sont légèrement déformées après toutes ces années de fonctionnement. Les mesures ne correspondent pas à ce qui est fait en laboratoire"[2]. Une autre équipe de contrôle déclarait récemment : "Le fait que des adaptateurs soient excentrés ou tordus peut provoquer un retrécissement de l'intervalle empêchant le contrôle par sonde à intervalle de certaines traversées, de sorte que des techniques alternatives d'inspection sont nécessaires" [3].

Comme nous l'avons vu, la plupart des contrôles sur les traversées ont jusqu'à présent été réalisés avec le matériel d'ABB, et dans la mesure où les réacteurs ont été remis en service, il est très important de connaître la fiabilité de détection de défauts du matériel.

Selon les représentants d'ABB, pour la sonde rotative, les tests en laboratoire "ont montré que l'on pouvait détecter sur la paroi interne, à travers la manchette, des défauts internes, tant longitudinaux que circonférentiels, d'une profondeur de fissuration d'environ 3 mm. En l'absence de manchette thermique, des défauts d'une profondeur inférieure à 1 mm étaient détectables sur la surface interne. Les défauts externes étaient détectables s'ils excédaient 50% de la paroi, selon l'épaisseur de la paroi (pour les traversées, celà correspond à une profondeur de fissure d'environ 8 mm). La largeur de la fissure n'a pas d'importance. Le "gap-scanner" a mis en évidence sur des étalons des anomalies artificielles de profondeurs encore plus faibles"[4]. Des contrôles ont été réalisés sur quelques traversées et anomalies réelles pour permettre la qualification de la technique.

Cependant, du point de vue de la sûreté, la question-clé n'est pas **"quelle est la plus petite fissure que l'on puisse détecter ?"**, mais **"quelle est la taille de la plus grande fissure que l'on peut ne pas détecter ?"**. Il s'agit de probabilité, et il est peu vraisemblable que des courbes de probabilités de détection aient été établies pour cette technique de contrôle par courants de Foucault. On sait très bien que des fissures bien plus profondes que celles qualifiées de détectables lors de la qualification d'une technique de contrôle peuvent passer inaperçues[5]. Compte tenu du fait que toutes les cuves n'ont pas subi un contrôle total des traversées (par exemple Beznau-2, où seulement 75% des traversées ont été contrôlées), que l'on ne sait pas exactement dans quelle mesure le "gap scanner" est effectivement en service et si les contrôles ne sont pas

---

1 ibid

2 Nucleonics Week, 4.6.92

3 Selby SP, Brooks WE : CRDM Nozzle Inspection ; Nuclear Plant Journal, November-December 1992

4 Bäro G, D'Annucci F, Rylander L : Meeting the upper-vessel-head-challenge with eddy currents and UT, Nuclear Engineering International, janvier 1993

5 Il s'agit d'un des résultats du long programme international PISC (Programme for the Inspection of Steel Components), phases I et II. Le contrôle par courants de Foucault des tubes de générateur de vapeur s'inscrit dans la phase III du programme qui doit être achevée sous peu.

effectués avec la sonde rotative la moins sensible, et que "avec le gap scanner on ne contrôle [que] la partie intéressante (...) du cordon de soudure"[1], alors qu'un défaut peut apparaître n'importe où sur la traversée (on a par exemple trouvé des anomalies bien en dessous du cordon de soudure à Ringhals-4), on ne peut pas garantir qu'il n'y a pas, sur les réacteurs qui ont déjà été contrôlés, de traversées comportant des fissures de dimension considérable.

II.4. DISCUSSION SUR LES CONSÉQUENCES SUR LA SÛRETÉ

II.4.1. Origine et développement des fissures sur les traversées de couvercle de cuve

II.4.1.1. Mécanisme de détérioration des traversées en Inconel 600

Une analyse du mécanisme de détérioration des traversées de couvercle de cuve nécessite un examen approfondi des parties défectueuses des composants. En plus d'une description détaillée des résultats, il faut mettre en œuvre des techniques particulières d'inspection des matériaux, comme la macro et la microfractographie, la metallographie et la microanalyse des produits de corrosion sur le front de fissure. Les résultats détaillés de telles recherches ne sont pas encore disponibles, c'est pourquoi la discussion qui suit se basera sur l'hypothèse de la corrosion intergranulaire sous contrainte (IGSCC) de l'Inconel 600, adoptée par EDF[2].

La dégradation de l'Inconel 600 dans le cas de la fissuration par corrosion sous contrainte et fatigue oligocyle est quasiment exclusivement intercristalline, contrairement à l'acier austénitique, et la sensibilité de l'Inconel 600 au phénomène de corrosion sous contrainte est connue par le biais des problèmes rencontrés sur les tubes des générateurs de vapeur. L'hypothèse de corrosion sous contrainte ne couvre cependant pas tous les aspects de la fissuration des traversées de couvercle de cuve.

En plus d'une sensibilité générale du matériau, d'autres conditions doivent être remplies pour provoquer le phénomène de corrosion sous contrainte, dont :
1. l'accumulation d'impureté à la surface (puis par la suite sur le fond de fissure)
2. des contraintes de tension dans toute la région de fissuration.
De plus, une sensibilisation supplémentaire est provoquée, dans certains cas, par un surchauffement pendant le soudage.

Dans les tubes de GV, les conditions de transfert de chaleur provoquent une accumulation des impuretés à la surface ou sur le fond des fissures ; une accumulation d'impuretés comparable se retrouve également dans des crevasses à d'autres endroits. Bien qu'il y ait un espace entre la traversées et la manchette thermique, celui-ci n'est pas fermé à son extrémité basse, ce qui ne provoque pas de dépôt. Une accumulation imputable au procédé d'ébulition est improbable dans la mesure où l'on n'assiste pas à pas certains effets de transfert de chaleur présents dans les GV.

Une sensibilisation résultant du procédé de soudage et qui pourrait provoquer une corrosion sous contrainte dans les conditions moyennes de la chimie de l'eau du circuit primaire serait attendue sur toute la circonférence, en dessous et au dessus de la soudure. Le fait que seules certaines régions de la soudure sont affectées (régions 0° et 180°, figure II.2.) ne confirme pas cette hypothèse, en particulier parce que les contraintes résiduelle liées au processus de soudage sont présentes sur toute la circonférence. Ces contraintes sont généralement plus fortes que les contraintes de fonctionnement, de l'ordre de 0,5 à 1 fois la limite d'élasticité (c'est à dire la contrainte que peut tolérer le matériau sans déformation irréversible).

---

[1] Bäro G, D'Annucci F, Rylander L : Meeting the upper-vessel-head-challenge with eddy currents and UT, Nuclear Engineering International, janvier 1993

[2] Sûreté Nucléaire 1991, Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire

La localisation et l'orientation des fissures ne sont pas compatibles avec l'hypothèse d'une corrosion causée par des contraintes résiduelles à la soudure ou une sensibilisation du matériau. Sur la figure II.2., le défaut est représenté à la position 180° qui se trouve complètement en dehors de la région de soudure.

Puisque les contraintes résiduelles à la soudure ne peuvent pas être à l'origine de la fissuration des traversées de couvercle de cuve, il faut envisager d'autres sollicitations. Aucune pression interne ne peut provoquer des contraintes de tension dans les régions affectées, dans la mesure où dans la partie basse des traversées la pression du circuit primaire s'exerce à la fois à l'intérieur et à l'extérieur de la traversée. L'allongation de la partie supérieure est limitée par le couvercle de la cuve.

Les contraintes résiduelles causées par l'ovalisation des traversées résultant des procédés de fabrication et de soudure contribueraient également au phénomène de fissuration des traversées. Les tableaux de découvertes de fissures établis par Framatome[1] ne montrent cependant pas de lien systématique entre l'ovalisation et la localisation des défauts.

On peut conclure que bien qu'il y ait une certaine probabilité pour que la corrosion sous contrainte soit un mécanisme de défaut de la fissuration des traversées de couvercle de cuve, ceci ne pourrait être démontré de façon concluante que par des recherches intensives et des simulations. Dans ce cadre là, il faut également tenir compte d'autres effets synergistiques.

Les résultats présentent des incohérences entre les différentes sources. Dans une source Framatome[2], on mentionne des groupes de fissures uniques de 15 à 15 mm de long. Les schémas de ce rapport montrent clairement des fissures confinées et isolées, uniquement verticales, dont certaines traversantes. Le nombre et l'étendue des fissures montre une degré d'endommagement élevé, et donc un risque d'instabilité des traversées.

La description et les résultats d'un contrôle par ressuage effectué à Ringhals-2, sont complétement différents[3]. La zone defectueuse sur la paroi interne se caractérise par un champs de fissures nombreuses orientées verticalement. Les fissures axiales très peu espacées sont reliées par des fissures formant des angles jusqu'à 45°. On peut déduire de ces données un endommagement intensif du matériau sur une large surface. L'endommagement semble être bien avancé. De plus, on peut conclure qu'une rupture circonférentielle le long des fissures du champs inclinées vers la verticale est possible.

Jean-Pierre Mercier, d'EDF, décrit ainsi le développement du phénomène de fissuration des traversées : "Les fissures qui ont été décelées sont toutes longitudinales, et partent du diamètre interne de la partie basse de l'adaptateur, sous la soudure, et se propagent en remontant vers l'extérieur des traversées"[4]. En décembre 1992, les examens effectués sur la pénétration de Bugey-3 sur laquelle avait été décelée la fissure traversante mettaient cependant en évidence des débuts de fissure circonférentielle[5].

Sur la figure II.2., la fissure s'est amorcée dans une zone où il n'y a pas de différence entre la pression interne et externe de la traversée. Cette zone se situe à environ 100 mm du bas de la traversée, toujours en dessous de la soudure. On observe deux régions de défaut, une grande à la position 180° et une plus petite à 0°. La région 0° est plus proche de la soudure, où des fissures se développant vers le haut atteignent l'enveloppe de pression du circuit primaire. Une fissure traversante au-dessus de la

---

[1] Framatome - Framatome Owners Group - Information on Bugey-3 Incident, 22.10.91

[2] Ibid.

[3] Remote fluorescent penetrant system sheds new light on cracking, Nuclear Engineering Internation, janvier 1993.

[4] Mercier JP (1992) : How EDF has copped with vessel head penetration cracking; Atom, Mai/Juin 1992

[5] Magnuc, 28.1.93

soudure constitue une fuite du circuit primaire, même si le liquide qui fuit doit d'abord pénétrer dans l'espace de 200 mm de long environ situé entre la traversée et la percée du couvercle de la cuve.

Une déformation des traversées est impossible dans les conditions normales : soit le défaut se produit dans la partie basse sans pression, soit, dans la partie haute, le couvercle de la cuve limite la déformation dans la direction radiale et l'ouverture d'une fissure considérable n'est pas concevable par ruine par déformation plastique d'une fissure longitudinale.

Une telle situation implique toutefois que des dégats graves se soient développés avant d'être détectables de l'extérieur du réacteur. Une perte locale de stabilité qui provoque un resserrement de la traversée ou une flexion latérale, peut entraîner un mauvais fonctionnement des barres de contrôle. On ne peut exclure une rupture de traversée, plusieurs fissures axiales pouvant se propager ensemble de façon circulaire.

Il est particulièrement grave que le liquide fuyant reste confiné dans l'espace étroit de 200 mm de long entre la traversée et la percée du couvercle de la cuve. A cause du rejet d'eau primaire tous les éléments dissouts (en particulier l'acide borique) se cristalisent, et les mécanismes de défaut suivants, éventuellement combinés, peuvent se développer :

1. Par cristallisation des éléments et formation de produits de corrosion, une ovalisation des traversées est possible.

2. Les éléments cristallisés et les produits de corrosion bouchent temporairement la fuite, masquant la progression des dégats.

3. Le milieu hautement agressif se formant dans cet espace attaque de préférence l'acier ferritique qui constitue le couvercle de la cuve, et il faut s'attendre à des dégats importants dans la région de la pénétration, dûs à la corrosion par contact dans un milieu agressif. Même dans les conditions normales de la chimie de l'eau, sans accumulation d'impûreté, des vitesses élevées de corrosion par contact ont été observées (3-10 mn par cycle). La fissure traverse la paroi juste au-dessus de la soudure à la position 0° (voir figure II.2) : ici, l'interface qui supporte la charge entre la traversée et le couvercle est également attaqué, ce qui menace d'une perte de stabilité à cet endroit de la traversée aussi. Les dégats occasionnés sur le couvercle doivent être pris plus au sérieux, du point de vue de la sûreté, que ceux survenus sur la traversée. Une corrosion importante et non contrôlée du couvercle de la cuve peut menacer sa stabilité dans la région de la traversée.

L'estimation de la cinétique de l'anomalie est très difficile. EDF a tenté, pour différents réacteurs[1], de tirer une telle estimation de formules décrivant l'amorçage des fissures de corrosion sous contrainte de l'Inconel 600. Dans le cadre de cette comparaison, plus la température sous couvercle est importante, plus le risque est élevé. Ceci se base sur l'hypothèse que la corrosion sous contrainte est le mécanisme de défaut prédominant. La paramètre de contrainte n'est pas inclu dans l'analyse, et il n'y a aucune explication à l'hypothèse d'une plus grande sensibilité des traversées périphériques. EDF donne une évaluation du risque comparé par rapport à Bugey-3 (voir tableau au chapitre 1). On ne peut adopter ces conclusions sans critiques, pour un certain nombre de raisons :

1. Il n'y a pas eu de clarification sans ambiguité du mécanisme de défaut.

2. Même si l'on adopte l'hypothèse de la corrosion sous contrainte, des paramètres importants comme la contrainte ou la chimie de l'eau primaire ne sont pas débattues.

3. Le développement de l'anomalie ne conduit pas nécessairement à une fuite détectable. L'apparition et la détectabilité d'une fuite sont fonction d'un certain nombre d'éventualités (position de la fissure en hauteur et sur la circonférence, configuration géométrique du cordon de soudure, bouchage temporaire de la fissure par contrainte de compression ou

---

[1] Sûreté Nucléaire 1991, Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire

par des dépôts). Il est donc difficile de comparer le risque à Bugey-3, et il est possible d'avoir des endommagements plus graves là où aucune fuite n'a été détectée.

Une analyse détaillée de la cinétique du défaut est très difficile à faire, et demanderait un examen approfondi d'un grand nombre de fissures et de statistiques suffisantes.

Les analyses française et suédoise du début de l'année 1993[1] ne présentent pas de nouvelles hypothèses ou reflexions sur les causes et les mécanismes de la fissuration des traversées de couvercle de cuve. Après une investigation plus poussée sur les traversées fissurées de Bugey-3 et -4 en France, l'hypothèse de fissuration par corrosion sous haute contrainte résiduelle de fabrication, reste valable. La discussion ci-dessus reste adaptée.

L'évaluation du temps de propagation, par exemple "de 0,3 à 0,5 micron/heure à 315°C"[2] comme il figure dans le rapport annuel "Sûreté Nucléaire 1992", souffre encore cruellement du fait que l'on ne connait toujours pas avec précision le mécanisme de défaut (la non-correlation entre l'ovalisation des traversées et les fissures restent par exemple à expliquer).

Ceci est également vrai pour les résultats de Vattenfall concernant les réacteurs de Ringhals[3], dans la mesure où l'on a calculé la propagation des fissures à partir des données concernant les mécanismes de défaut des tubes de générateur de vapeur, où les paramètres sont différents. La fissuration de traversées à des températures très inférieures n'ont pas été pas été prises en compte dans ces calculs.

On mène actuellement en France des analyses de contrainte élastoplastique en modélisant les procédés de fabrication et les contraintes de fonctionnement. Les résultats de ces calculs restent en partie non concluants dans la mesure où des calculs plus simples d'élasticité linéaire n'ont pas aboutit.

Les analyses récentes donnent essentiellement des estimations de la durée de vie restante des traversées défectueuses fondées sur la mécanique des ruptures. Pour Ringhals, l'analyse des indications n'a été faite que pour les fissures axiales, alors qu'il est possible de voir des fissures longitudinales peu espacées évoluer en fissures circonférentielles. Les calculs n'intégrent aucune correction des facteurs de concentration de contrainte pour prendre en compte l'influence des fissures adjacentes, ce qui conduit à une surestimation de la résistance des traversées à la propagation de fissures. On envisage uniquement la corrosion sous contrainte comme cause de la propagation des fissures, sans prendre en compte une éventuelle association à un phénomène de fatigue oligocyclique.

Même avec ces surestimations, on a calculé pour la fissure de 10,5 mm de la traversée 68 de Ringhals-2 une durée de vie restante de 15.000 heures seulement avant que la longueur critique soit atteinte (c'est à dire avant une rupture possible). Ceci correspond à environ 2 ans de fonctionnement, et est donc inférieur aux cycles d'inspection habituels. Cette durée de vie restante ne permettrait donc pas une poursuite de l'exploitation du réacteur avec les réglementations habituelles. C'est pourquoi, il a été fait, pour cette fissure, une analyse "réaliste, mieux estimée", en prenant en compte une vitesse de propagation réduite d'un facteur 2,3, qui permet d'arriver à une durée de vie restante de 35.000 heures.

Les longueurs critiques pour les fissures obtenues en France (par exemple 350 mm pour les fissures longitudinales) et les durées de vie restantes correspondantes, semblent trop élevées et pas du tout conservatrices, même comparées aux résultats

---

[1] EDF, "La cuve du réacteur", non daté ; Vattenfall: "Ringhals2 och 4 - Reaktortankar Spricktill växt i Styrstavsgenomföringar" GEK, 4/93, 02/02/93

[2] EDF : "Sûreté Nucléaire 1992", Rapport de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire, janvier 1993

[3] Vattenfall: "Ringhals2 och 4 - Reaktortankar Spricktill växt i Styrstavsgenomföringar" GEK, 4/93, 02/02/93

suédois.

C'est pourquoi nous ne donnons pas ici d'analyse détaillée de la cinétique des défauts, dans la mesure où elle nécessiterait un examen approfondie d'un grand nombres d'indications et de statistiques suffisantes.

II.4.1.2 Conception d'autres réacteurs

Les défauts déjà mentionnés, mis en évidence sur les traversées du réacteur VVER-2 de Rheinsberg - fissures axiales traversantes et fissures circonférentielles - présentaient à première vue les caractéristique de fissuration par corrosion sous contrainte (transcrystalline, fissures ramifiées, "fish eyes" dans les images microfractographique)[1].

Il est important de noter que les traversées de couvercle de cuve de Rheinsberg ne sont pas en Inconel 600, mais en un acier inoxydable austénitique soviétique (acier austénitique Cr-Ni fortement allié, avec adjonction de W et de Ti) avec des caractéristiques de ténacité et de corrosion différentes, et que la température de sortie de cuve de ce PWR, fermé depuis, était bien inférieur à 300°C (261°C). Une analyse approfondie des défauts a conduit à l'hypothèse d'une fatigue oligocyclique, associée à une propagation accélérée des fissures dûe aux conditions de la chimie de l'eau primaire. La surcharge cyclique sur la soudure provenaient de thermopulsations et de sollicitations thermiques[2].

Les premiers cas de fissuration de traversées de couvercle de cuve ont été mis en évidence en 1974/1975, entraînant un examen des toutes les traversées, et le remplacement de celles présentant des indications de fissure. De plus, des contre-mesures d'ordre technologique ont été adoptées. Les conditions d'injection dans les traversées à l'origine des thermopulsasions ont en particulier été modifiées et les soudures des traversées remplacées par des brides pour diminuer les contraintes.

Cependant, en 1984 la fissuration des traversées de couvercle de cuve survenait de nouveau, repérée comme fuite en service, bien que les traversées aient été contrôlés par ressuage tous les ans jusqu'en 1981. On procéda alors au remplacement des seules traversées défectueuses, puis en 1986/87 elles étaient toutes remplacées, avec réutilisation des brides inférieures et supérieures[3].

La fissuration des traversées sur les réacteurs Novovoronezh-1 et -2, en ex-URSS, était aussi attribuée à un phénomène de thermopulsation causé par l'injection d'eau secondaire froide. Contrairement aux PWR de conception récente, les deux réacteurs n'étaient pas équipés d'un couvercle de cuve sphérique, mais d'une plaque supérieure percée de trous pour les traversées. Par conséquent, les pressions assymétriques sur les soudures des traversées provoquant leur ovalisation n'existaient pas.

La fissuration des traversées de couvercle de cuve sur le réacteur expérimental de Kahl, en RFA (qui, contrairement à tous les autres réacteurs pris en compte ici est un réacteur à eau bouillante) est survenue dans la plupart des cas sur des traversées périphériques. La fissuration dûe à la corrosion sous contrainte et les oscillation de contrainte dûes aux variations de température étaient considérées comme des causes de fissuration. Ces deux mécanismes ne suffisant pas à expliquer l'étendu des défauts, les contraintes résiduelles probablement présentes, étaient également envisagées[4].

---

[1] F. Müller (1976) : Schadensbericht SUS-Standrohe WWER-2, KKWR-WFC 22/76 ; NP Rheinsberg

[2] Energiewerke Nord ; Kernkraftwerk Rheinsberg, Rückblick auf 23 Jahre Betrieb, Informationsbroschüre 5/91, 1991

[3] Giesler K (1990) : 24 Jahre Kernkraftwerk Rheinsberg - Betrachtungen zum Anlagenzustand; Kernenergie 33 (1990) 3

[4] Eltener, Kison (1973) : Reparatur an den Steuerstabdurchführungen des Reaktordruckgefäßes im Versuchsatomkraftwerk Kahl; Reaktortagung 1973

II.4.1.3. Conclusions sur les mécanismes de défaut et leur évolution

Les données disponibles, qui concernnt essentiellement les traversées de couvercle de cuve des réacteurs Westinghouse, mais expliquent également les similitudes que nous avons évoquées sur d'autres réacteurs, permettent de tirer les conclusions suivantes :

• On ne peut actuellement pas considérer que le mécanisme de défaut ait été analysé de façon concluante. On observe des dégats importants dans des régions détérminées des traversées. Ces défauts n'entraînent pas nécessairement une fuite détectable de l'extérieur du réacteur, avant la rupture. Si cela survenait, ce ne serait qu'à une phase finale de l'évolution du phénomène.

• Il peut y avoir des fissures longitudinales et circonférentielles. Les fissures peuvent être isolées, ou appartenir à des champs de fissures, ces derniers étant une indication de structures de charge complexes.

• Une description de la cinétique des défauts, ainsi qu'une discussion sur leur taux de propagation ou leur probabilité n'est pas possible, les connaissances sur le mécanisme de défaut étant tout à fait insuffisantes.

• Une perte de stabilité peut se produire, soit comme altération des guides de barres de contrôle (resserement, flexion de traversée) ou comme rupture d'une traversée (fissure circonférentielle se développant entre des fissures longitudinales, corrosion sur la soudure).

• Une perte de résistance du couvercle de cuve d'un réacteur ne peut être exclue dans le cas d'une corrosion importante incontrôlée commençant dans l'intervalle entre les traversées et le couvercle de la cuve.

• Par manque de compréhension des causes de la fissuration des traversées de couvercle de cuve, on ne peut s'assurer de les éviter par le biais de mesures d'ordre technologique et/ou de fabrication.

II.4.2. Description de scénarios d'accidents possibles

II.4.2.1. Aspects Généraux

Nous envisagerons ici les mécanismes de défaut décrits plus haut sous l'angle de leur conséquences potentielles sur la sûreté du réacteur. Les causes et l'évolution du phénomène de fissuration des traversées de couvercle de cuve, et donc l'ampleur qu'il peut prendre, n'ont pas été clarifiées en détail. De ce fait, seules sont rendues possibles des considérations d'ordre qualitatif concernant les scénarios d'accidents.

EDF considère officiellement comme possibles deux conséquences graves pour la sûreté :

• la corrosion de la surface externe du couvercle de la cuve, qui n'a pas de revêtement, causée par la fuite d'eau primaire contenant de l'acide borique .

• l'éjection d'un mécanisme de commande de grappes[1] .

On considère que l'éjection d'un mécanisme de commande de grappes est une des conséquences possibles d'une rupture de pénétration dûe à la propagation soudaine d'une fissure circonférentielle.

Müller F (1976) : Schadenbericht SUS-Standrohre WWER-2, KKWR-WFC 22/76; NPP Rheinsberg

[1] Mercier JP (1992) : How EDF has coped with vessel head penetration cracking ; Atom Mai/Juin 1992.

Toutefois, "on pense que l'absence de fissure circonférentielle peut s'expliquer par l'orientation des contraintes dans la région de la fissure". Ainsi, "on considère que l'éjection d'un mécanisme de commande de grappes est impossible"[1].

Nous avons déjà discuté le fait d'exclure aussi prématurement la possibilité de voir apparaître des fissures circonférentielles.

On considère généralement que les fissures longitudinales ne présentent que peu de risque du point de vue de la sûreté[2]. Comme nous le montrerons, cette évaluation est éronnée.

Les exploitants de centrales n'ont pas intégré les conséquences possibles d'une anomalie sur un ou plusieurs mécanismes de commande de grappes dûe à la fissuration des traversées et/ou de leur ovalisation. De plus, une petite fuite sur le circuit primaire provoquée par la rupture d'une ou plusieurs traversées peut être à l'origine d'un accident grave. Ceci reste vrai même s'il n'y a pas éjection d'un mécanisme de commande de grappes.

En pratique, il faut considérer que se produiront plusieurs des conséquences possibles présentées, et qu'elles peuvent avoir des relations de cause à effet. On peut tout à fait concevoir que la rupture d'une traversée entraîne une défaillance du système d'arrêt d'un mécanisme de commande de grappes. L'éjection d'un mécanisme de commande de grappes par la pression du circuit primaire peut être empêchée par des systèmes supplémentaires actuellement en cours d'installation sur les réacteurs français les plus récents. Il y aurait tout de même fuite au niveau des traversées et la disponibilité des mécanismes de commande de grappes serait au moins sérieusement réduite.

II.4.2.2 Fuite au niveau du circuit primaire

Une fuite peut se produire à cause de la formation d'une fissure traversante sur un adapteur, au-dessus de la soudure la reliant au couvercle de la cuve. C'est par exemple ce qui s'est produit à Bugey-3, en France, lorsque la fissure était décelée (c'est au cours des épreuves de pression que cette fuite à été observée, et non en exploitation).

Les fissures traversante peuvent ne pas se produire seulement pendant les épreuves de pression, mais également en exploitation à cause de variation de pression. La propagation des fissures se fait généralement en trois étapes : amorçage, propagation stable, et propagation instable (rupture). Les deux premières phases peuvent se produire sur d'assez longues périodes et demeurent un phénomène local, affectant uniquement le voisinage immédiat de la fissure. Au cours de la troisième phase, par contre, la fissure se propage à peu près à la vitesse du son et traverse la paroi de la pièce. Une courte pointe de tension dépassant une valeur critique suffit à déclancher cette phase. La valeur critique dépend de la forme et de la taille de la fissure. Dans le cas de fissures circonférentielles, le tube se casse généralement en deux. Les fissures longitudinales peuvent se déchirer sur de très longues distances. Dans tous les cas la rupture peut s'accompagner de déformations plastiques considérables (flambage).

Pour que l'on assiste au phénomène de "fuite avant rupture", il faut que la seconde phase de propagation de la fissure se poursuive jusqu'à ce que la fissure ait complètement traversé le tuyau, sans qu'il y ait eu rupture, c'est à dire sans que n'ait été amorcée la troisième phase instable. La fuite qui se produit alors est vraisemblablement plus petite que l'ouverture occasionnée par une rupture, qui peut atteindre la taille du diamètre du tube. On considère que l'on peut détecter ces petites fuites à temps grace aux systèmes de détection de fuite, et qu'elles n'entraîneront pas d'accidents graves.

Les déformations plastiques des tubes accompagnant la propogation de la fissure

---

[1] Ibid

[2] Mercier JP (1992) : How EDF has copped with vessel head penetration cracking; Atom Mai/juin 1992
Penetration cracking found at Ringhals-2; Atom mai/juin 1992
Vessel Head cracks at Paluel-4..., Nuclear Engineering International, Juillet 1992

dans l'épaisseur de la paroi augmentent la taille de la fuite. De plus, la fuite restera ouverte même après réduction de la pression du circuit primaire. Elles peuvent même gêner le fonctionnement des mécansimes de commande de grappes dans la traversée.

Les exploitants de centrales nucléaires supposent que les fissures sur les traversées ne sont pas circonférentielles, et que le principe de fuite avant rupture est acquis. Ces deux hypothèses ne sont pas du tout conservatrices, et elles sont déjà fait l'objet de critiques dans les chapitres précédents.

Une estimation conservatrice de la taille de la fuite en cas de rupture d'une traversée de couvercle de cuve serait la taille du diamètre intérieur de la traversée (diamètre nominal : 70 mm). Des fuites de cette taille, ou même bien plus petites, sur le circuit primaire peuvent être à l'origine d'accidents graves. De plus, le pique de tension à l'origine de la rupture d'une traversée peut entraîner la propagation instable des fissures d'autres traversées, provoquant une fuite dont la taille correspond au diamètre de plusieures traversées.

L'apparition en fonctionnement d'une (ou plusieurs) fuites sur les traversées entre dans la catégorie d'accidents de petite ou moyenne fuite sur le circuit primaire. Bien qu'ils s'agissent d'accidents de dimensionnement dûs à un malfonctionnement improbable mais pris en compte des systèmes de sûreté ou à d'autres défaillances des composants, la possibilité d'une fusion du cœur subsiste.

Le déroulement des évènements suivant une petite ou moyenne brèche sur le circuit primaire est complexe. Il dépend de nombreux paramètres et peut varier d'une centrale à l'autre. C'est pourquoi nous ne l'aborderons que de façon succinte et résumée.

C'est l'élévation de la radioactivité à l'extérieur du circuit primaire et/ou la baisse de pression dans le circuit primaire qui signale une fuite de réfrigérant primaire. Un arrêt d'urgence survient, suivi de la mise en service du circuit de refroidissement de secours du cœur qui permet d'évacuer la chaleur résiduelle qui continue à être produite après que la réaction en chaîne ait été arrêtée.

L'apport soudain d'une quantité importante d'eau froide (dont la température est inférieure à 60°C) dans la cuve contenant de l'eau très chaude (à plus de 250°C) sous haute pression provoque un régime instable avec eau et vapeur dans le circuit primaire. En fonction de la taille de la fuite, la pression primaire peut rester élevée pendant longtemps (voie haute pression/HP-path) ou au contraire chuter rapidement (voie basse pression/LP-path).

Les parois du circuit primaire, et en particulier les parois de la cuve, sont soumises à des surcharges dûes à la pression interne ainsi qu'à des pentes de temperature (contrainte thermique). Ces surcharges peuvent provoquer un endommagement des composants du circuit primaire, suivi d'un énorme relâchement de radioactivité et de la fusion du cœur.

On a tenté de déterminer la probabilité de fuites du circuit primaire ainsi que les propabilités conditionnelles d'une fusion du cœur qui s'ensuivrait grace à des études probabilistes de sûreté (EPS). Ce type d'études a été faits dans plusieurs pays au cours des 20 dernières années.

Les résultats d'études de sûreté américaine, française et allemande[1], réalisées en 1989/90 ont été discutés et comparés par Werner[2]. Pour l'étude française[3] le réacteur de référence était un réacteur de 900 MW du palier CP2.

---

[1] Deutsche Risikostudie Kernkratwerke Phase B; GRS-A-1600 ; Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Cologne, juin 1989.

[2] Werner W (1991) : Aktuelle Ergebnisse zu probabilistiches Sicherheitsanalysen ; GRS-Fachgespräch 1990, atw, mars 1991

[3] Etude probabiliste de sûreté des réacteurs à eau sous pression du palier 900 MWe, rapport de synthèse, IPSN, avril 1990

Une analyse des mérites et des défauts des EPS dépasse le cadre de notre étude[1], de même que la comparaison du dimensionnement des différents réacteurs de référence. Nous n'aborderons dans la suite que ce qui à trait aux fuites sur le circuit primaire.

L'accident de fusion du cœur à basse pression peut provoquer une rupture tardive du confinement et un relâchement de radioactivité dans l'environnement relativement moins élevé. On ne peut cependant pas exclure des mécanismes entraînant une rupture rapide du confinement et des relâchements importants (par exemple une explosion d'hydrogène).

La voie haute pression se produit lorsque la taille de la fuite sur le circuit primaire n'est pas suffisante pour réduire la pression. Une fusion du cœur à hautre pression provoquerait certainement une rupture rapide du confinement, et un relâchement massif et rapide de radioactivité dans l'environnement. Les risques associés à une fuite sur le circuit primaire ne sont pas moindre lorsque la fuite est plus petite.

Des procédures accidentelles ont été prévues pour empêcher une fusion du cœur, ou, si c'est impossible, pour transformer les séquences haute pression en séquences avec une basse pression primaire. Ces séquences de fusion du cœur sont appelées basse pression* (LP*) [2].

En ce qui concerne la transformation de séquences haute pression en séquences basse pression*, on considère que la probabilité d'une intervention correcte du personnel d'exploitation (c'est à dire que sont prises toutes les mesures nécessaires, et aucune mauvaise) s'élève à 99% (dans certains cas, on considère une probabilité de 90 à 97%). Faute d'investigations détaillées, ces probabilités ne sont basées que sur des considérations de première vue et sommaires. Dans le cas de fuite sur le circuit primaire, une intervention doit généralement survenir 30 à 135 mn après l'apparition de la fuite. On ne dispose que de ce court laps de temps pour analyser les causes et le développement prévisible de l'accident, puis choisir et mettre en place la stratégie d'intervention.

En général, les EPS ne tiennent pas suffisemment compte de l'erreur humaine comme facteur de risque. Les trois études de risques analysées par Werner[3] n'incluent généralement les erreurs de non-intervention (error of omission) que dans l'estimation des probabilités d'accident. Les erreurs d'intervention (errors of commission) ne sont généralement pas prises en compte. "L'analyse des incidents survenus au cours des dernières années, montre cependant, en ce qui concerne les erreurs humaines, que des mauvaises décisions de nature grave, prises en salle de commande, susceptibles d'ammener le réacteur dans un état dangereux, peuvent avoir une probabilité comparable à la probabilité d'initiateurs de défaillances techniques graves"[4]. Les EPS mentionnées ci-dessus peuvent de ce fait sous-estimer de façon importante les probabilités d'accident.

Selon la Phase B de l'analyse de risque allemande[5], la probabilité d'une fusion du cœur est de $2{,}9.10^{-5}$ par année réacteur. Sans gestion d'accident, la probabilité de fusion du cœur à haute pression est de 97%. Si l'on inclut la gestion d'accident, la probabilité d'une fusion du cœur tombe à $3{,}6.10^{-6}$ par année réacteur, les séquences haute pression ne représentant que 12,5% de tous les accidents de fusion du cœur.

---

[1] On pourra se reporter par exemple à Hirsh H, Einfalt T, Schumacher O, Thompson G (1989) : IAEA Safety Targets and Probabilistic Risk Assessment; Report prepared for Greenpeace Internationa, Gruppe Ökologie, Hannovre, août 1989

[2] Deutsche Risikostudie Kernkratwerke Phase B; GRS-A-1600 ; Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Cologne, juin 1989.

[3] Werner W (1991) : Aktuelle Ergebnisse zu probabilistiches Sicherheitsanalysen ; GRS-Fachgespräch 1990, atw, mars 1991

[4] ibid

[5] Deutsche Risikostudie Kernkratwerke Phase B; GRS-A-1600 ; Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Cologne, juin 1989

Selon l'étude probabiliste de sûreté française[1], la probabilité d'une fusion du cœur - en service, et en prenant en compte la gestion accidentelle - est estimée à $3{,}2.10^{-5}$ par année réacteur, les fusions à haute pression représentant 18%. Si l'on exclut la gestion de l'accident, les probabilités de fusion du cœur sont plus élevées d'un facteur 18[2], ce qui est au-delà de la limite de 10^{-4} proposée par l'AIEA pour les réacteurs actuels.

Selon l'étude allemande[3] les petites et moyennes brèches sur le circuit primaire (à l'exclusion des fuites sur le pressuriseur et les générateurs de vapeur) contribuent pour 13% à la fréquence attendue des fusions du cœur (sans gestion de l'accident). Si l'on inclut la gestion de l'accident, cette participation s'éleve à environ 45% - ce qui voudrait dire qu'environ la moitié des accidents de fusion du cœur seraient initiés par une telle brèche du circuit primaire.

Selon l'étude française[4], 28% de tous les accidents de fusion du cœur sont provoqués par des petites brèches du circuit primaire (lorsque l'on tient compte de la gestion de l'accident).

Les estimations de probabilité données ici sont entachées de nombreuses incertitudes, et leur intérêt est limité. Ce qu'il est toutefois intéressant de noter, c'est que bien que la gestion des accidents soit réputée réduire la probabilité d'une fusion du cœur, la fusion dûe à une fuite du circuit primaire n'est par réduite dans les mêmes proportions. Les chances de contrôler une fuite sur le circuit primaire grace à la gestion de l'accident sont par conséquent plus faibles que pour d'autres types d'accidents : "l'efficacité des mesures est plus faible dans le cas d'accident de perte de réfrigérant primaire (...)"[5].

II4.2.3. Dégradation de la conduite du réacteur

Les conséquences d'une fuite sur une traversée peut être amplifiée par l'endommagement des mécanismes de commande de grappes dans les traversées (défaillance de mode commun). Les barres de contrôle constituent l'élément central du système de protection du réacteur. Dans la plupart des réacteurs à eau sous pression, on peut réduire rapidement la puissance du réacteur ou provoquer un arrêt d'urgence seulement en introduisant les barres de contrôle dans le cœur du réacteur. Le fonctionnement des mécanismes de commande de grappes est impératif en cas d'accident. S'ils sont endommagés, de nouvelles séquences accidentelles non prévues peuvent survenir. La production de chaleur dans le cœur peut être plus importante, et les possibilités d'intervention du personnel de conduite encore réduites. Ceci revêt une importance particulière pour les réacteurs chargés en MOX (oxyde mixte uranium-plutonium) dans la mesure où la marge de manœuvre de ces réacteurs est de toute façon beaucoup plus étroite.

Comme nous l'avons déjà vu, la déformation de traversées par des produits de corrosion entre le couvercle de la cuve et les traversées peut également réduire les possibilités de réglage les barres de contrôle et donc la puissance du réacteur. Ce phénomène ne s'accompagne pas nécessairement de fuites, mais peut tout de même sérieusement réduire la mobilité des barres de contrôle. Il est tout à fait possible que cette dégradation de la conduite du réacteur ne soit pas repérée tout de suite par les opérateurs, et ne soit dévoilée que lorsqu'un changement du régime de fonctionnement du réacteur est

---

[1] Etude probabiliste de sûreté des réacteurs à eau sous pression du palier 900 MWe, rapport de synthèse, IPSN, avril 1990

[2] ibid

[3] Deutsche Risikostudie Kernkratwerke Phase B; GRS-A-1600 ; Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Cologne, juin 1989

[4] Etude probabiliste de sûreté des réacteurs à eau sous pression du palier 900 MWe, rapport de synthèse, IPSN, avril 1990

[5] Werner W (1991) : Aktuelle Ergebnisse zu probabilistiches Sicherheitsanalysen ; GRS-Fachgespräch 1990, atw, mars 1991

nécessaire (par exemple lors des procédures normales de montée en puissance ou d'arrêt, ou au cours d'un arrêt d'urgence dont la cause peut tout à fait être étrangère à une fuite du réfrigérant primaire). Il est tout à fait possible qu'une défaillance cachée des mécanismes de commande de grappes aient des conséquences catastrophiques sur la suite des évènements.

Tout ce que dit l'étude allemande au sujet des arrêts d'urgence[1], c'est que "les effets de la défaillance d'arrêt d'urgence des réacteurs n'ont pas été étudiés (...) De telles séquences, sont, du point de vue de leur fréquence, sans importance, et sont traitées de façons pessimistes de cas de fusion du cœur".

II.4.2.4. Anomalies sur les couvercles de cuve

Comme nous l'avons déjà vu dans la partie relative à l'origine et à l'évolution des fissures sur les traversées, il peut y avoir corrosion de l'acier ferritique du couvercle de la cuve au voisinage d'une ou plusieurs traversées accompagnée de fuites traversantes non détectées par les systèmes de détection de fuite. Le manque de tenue du matériau en découlant peut se poursuivre jusqu'à ce que le montage des traversées (frettage et soudure de la traversée sur le couvercle) soit en danger. En même temps, il peut y avoir ovalisation des traversées au-dessus de la soudure entraînant un élargissement local des traversées. A cause de la fragilisation du montage et la déformation des traversées, on ne peut exclure une éjection de mécanisme de commande de grappes, même dans le cas de fissures longitudinales, en particulier parce que la ruine par déformation plastique des fissures longitudinales peut entraîner une déformation supplémentaire de la traversée.

Dans la mesure où plusieurs traversées peuvent présenter des fissures traversantes, la corrosion du couvercle de la cuve ne sera pas nécessairement limitée au voisinage d'une seule traversée. L'éjection simultanée de plusieurs mécanismes de commande de grappes doit donc être envisagée comme le pire cas possible. Il faut garder présent à l'esprit que les percées de couvercle de la cuve et le squeezing-in des traversées provoquent une structure de charge très complexe sur le matériau du couvercle.

II.4.2.5. Riques supplémentaires

Il est tout à fait possible que les traversées cassées tombent dans la cuve du réacteur, endommagent les éléments combustibles dans le cœur et donc affectent l'intégrité de la première barrière, c'est à dire la gaine du combustible. Ceci peut entraîner un dégagement de radioactivité incontrôlé mais important entre les barres de combustible et le circuit primaire. La chute de parties basses de traversée est également possible en cas de rupture sous la soudure - région où des fissures ont déjà été détectées. De telles ruptures ne constituent pas une fuite sur le circuit primaire. En plus d'une élévation de la radioactivité dans le circuit primaire, elles peuvent également entraîner une dégradation des mécanismes de commande de grappes.

On ne peut pas exclure qu'une rupture de traversée avec fuite du circuit primaire soit associée à une chute d'une partie de la traversée dans le cœur. Dans ce cas là, il y aurait en même temps défaillance de la première barrière protectrice, la gaine du combustible, et de la seconde barrière protectrice, l'enveloppe de pression du circuit primaire. Il ne resterait alors plus que l'enceinte de confinement comme dernière barrière contre le rejet de radioactivité dans l'environnement.

Afin de parer à l'éjection d'un mécanisme de commande de grappes, on installe actuellement sur les réacteurs français des dispositifs de supportage supplémentaires. On ne sait pas par contre si de tels systèmes sont également prévus pour les réacteurs potentiellement affectés dans les autres pays. Aucune information n'a par exemple été publiée en ce qui concerne l'installation de dispositif de supportage des mécanismes de commande de grappes sur les VVER en Europe de l'Est, en Finlande et en ex-URSS, ni sur le réacteur Westinghouse de Krsko, en Slovénie.

---

[1] Deutsche Risikostudie Kernkratwerke Phase B; GRS-A-1600 ; Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Cologne, juin 1989

On ne peut pas totalement exclure l'éjection de mécanisme de commande de grappes après une rupture de traversée ou un manque de tenue du couvercle de la cuve. Cette séquence accidentelle réunirait toutes les pires hypothèses dont nous avons parlé jusque-là. De plus, si le mécanisme de commande de grappes éjecté n'est pas retenu par la dalle anti-missile installée sur de nombreux réacteurs, son impact dynamique peut endommager l'enceinte de confinement, affectant l'intégrité de la dernière barrière de protection dès le début de la séquence accidentelle.

II.5. CONTRE-MESURES ADOPTEES

II.5.1. Réparation des fissures des traversées de couvercles de cuve

Une des méthodes adoptées jusqu'ici consiste à l'élimination locale par érosion du matériau affecté par les fissures, comme cela a été indiqué pour Ringhals-2, Ringhals-3 et Beznau-1. A cause du coût dosimétrique élevé des réparations manuelles, plusieurs fabricants ont annoncé qu'ils mettaient au point du matériel de réparation piloté à distance qui pourrait permettre d'intervenir au niveau des fissures.

L'élimination par érosion provoque toujours un amincissement de la paroi. Elle entame donc les réserves de résistance lorsque l'on intervient sur de petits défauts, et elle est impossible pour les défauts plus importants. Il n'a été rapporté aucun cas de réparation des soudures des traversées. Ceci entraînerait probablement l'introduction de contraintes résiduelles supplémentaires de soudure.

Le remplacement de traversées défectueuses ne résoud pas non plus le problème. L'extraction d'une traversée de sa fixation dans le couvercle de cuve "est une tache très délicate, en particulier parce que les adaptateurs sont été frettés avant soudage, et qu'il faut procéder aux opérations inverses pour les enlever. De plus, sur 65 traversées, 59 sont munies de manchettes thermiques qui doivent être enlevées avant que la traversée elle-même puisse être extraite"[1] écrivait Nucleonics Week à propose de Bugey-3.

Les fortes doses de radioactivités liées aux interventions manuelles sur les couvercles de cuve, et les problèmes d'insertion et de soudage des nouvelles pénétrations n'arrangent pas la situation. Le soudure bimétallique d'une traversée sur une percée de couvercle de cuve âgée et probablement corrodée est également une "tache délicate", en particulier parce que la mise en place de nouvelles traversées en Inconel 600 ne serait pas particulièrement judicieuse. (A Bugey-3, une traversée défectueuse aurait été remplacée par une nouvelle, probablement en Inconel 600[2]).

EDF a annoncé son intention de remplacer les couvercles de cuve de ses six réacteurs les plus anciens (ceux du CP0) et de sept autres, ce qui semble la seule option, surtout si l'on considère que les mesures présentées ci-dessus sont basées sur l'hypothèse douteuse que toutes les fissures problèmatiques sont détectées lors des contrôles. Les traversées seront en Inconel 690, matériau que l'on pense moins sensible à la fissuration par corrosion sous contrainte. Cependant, tant que le mécanisme de la fissuration des pénétrations de couvercle de cuve n'est pas mieux compris, ces remplacements très onéreux pourraient bien se révéler une erreur.

II.5.2. Prévention de la fissuration des traversées de couvercle de cuve

Les mesures de prévention découlent de l'identification des paramètres contribuant au phénomène.

Une mesure déjà adoptée en France sur certains réacteurs de 1300 MW, et envisagée à une époque en Suède[3], consiste à abaisser la température de fonctionnement sous le couvercle. L'analyse française a permi d'établir une formule selon laquelle la vitesse de propagation des fissures quadruplerait pour chaque élévation de température de 10°C[4]. En déviant une partie de l'entrée du réfrigérant de la branche froide dans la partie haute de la cuve, il est possible d'augmenter la différence de température entre la sortie et le dessous du couvercle, et réduire ainsi la température sous dôme de 25°C dans les réacteurs français de 1300 MW (abaissement de la température de 315 à 290°C). Ceci s'accompagne cependant d'une baisse de capacité de "quelques mégawatts", selon un

---

[1] Nucleonics Week, 21.11.91

[2] Nucleonics Week 10.9.92

[3] Nuclear News, septembre 1992

[4] Nucleonics Week, 23.1.92

représentant d'EDF[1]. Ces modifications prendraient seulement deux jours. Aucun autre pays n'a jusqu'à présent annoncé avoir procédé à l'abaissement de la température sous le couvercle.

Un autre paramètre pourait intervenir dans le phénomène de fissuration des traversées. Il s'agit des contraintes induites par les procédés de soudage et la géométrie ovale du cordon de soudure. Ces contraintes pourraient en principe être réduite par le microbillage des traversées, méthode déjà utilisée sur les tubes de générateur de vapeur[2]. Il faudrait toutefois mettre au point des équipements robotisés pour pouvoir utiliser cette technique sous les couvercles où la radioactivité est très élevée. De plus, on ne sait pas exactement dans quelle mesure celà modifierait les contraintes dans le cas des traversées. Il ne semble pas que cette mesure ait déjà été mise en œuvre dans aucun réacteur.

Tant pour l'abaissement de température que pour les mesures visant à diminuer les contraintes, il faut rappeler que l'on n'a pas établi avec suffisemment de précision le mécanisme de la fissuration des traversées de couvercle de cuve, et l'on ne peut pas en conclure que leur mise en œuvre permette d'éviter ce phénomène. Les fissures découvertes à Blayais, en France, montrent par exemple que l'abaissement de la température n'est probablement pas approprié.

Dans la mesure où l'on considère généralement que la cause principale de la fissuration des traversées de couvercle de cuve est la prédisposition de l'Inconel 600 à ce phénomène (qu'il s'agisse de fissuration par corrosion sous contrainte, un autre effet du vieillissement, ou une combinaison des deux), il a été proposé de séparer l'Inconel 600 du milieur primaire, par exemple en plaquant du cuivre[3]. Ceci nécessiterait bien sûr des opérations de qualification et d'installation très importantes si cela devait être appliqué à toutes les traversées en Inconel 600, sans compter que les incertitudes dûes au manque de compréhension du phénomène resteraient entières.

Dans le cadre des connaissances actuelles, la façon la plus prudente d'affronter ce problème semble donc être le remplacement des couvercles ayant des traversées en Inconel 600, par des couvercles avec des traversées fabriquées dans un matériau supposé plus résistant. En préalable, il faudrait toutefois clarifier le mécanisme de la fissuration des traversées pour mettre au point et qualifier ce matériau.

---

1 Nucleonics Week, 2.1.92

2 ibid.

3 Nucleonics Week, 7.5.92

II.6. CONCLUSION

En 1991, lorsque les premières informations concernant l'apparition de fissures sur les traversées de couvercle de cuve à Bugey-3 ont commencé à circuler, la communauté nucléaire internationale niait toute implication pour la sûreté des réacteurs. Ce n'est que lorsqu'il devint évident, suite à la découverte d'autres cas, que l'on venait de tomber sur un nouveau défaut générique affectant les PWR, que le problème souleva une inquiétude dans d'autres pays. Les fissures découvertes à Blayais-1, fin 1992, donnaient une dimension beaucoup plus dramatique au problème, parce qu'elles montraient clairement que l'on n'avait toujours pas compris son mécanisme et que d'autres cas risquaient d'apparaître.

Bien que tous les cas survenus après Bugey-3 soit limités à des réacteurs ayant des traversées de couvercle de cuve en Inconel 600, et que cette alliage semble être particulièrement vulnérable à la fissuration des traversées de couvercle de cuve, on a par le passé rencontré des problèmes avec d'autres matériaux et sur des réacteurs de conception différente, ce que l'on ne peut pas complètement écarter, dans la mesure où l'on ne connait toujours pas bien le mécanisme de défaut.

Les informations disponibles actuellement sur ce phénomène et ses implications pour la sûreté rendent fortement nécessaires un certain nombre de mesures :

1. Il faut procéder à un examen détaillé des pièces défectueuses, à une analyse de la sollicitation, à des essais et des simulations sur les contraintes en service et les contraintes résiduelles, afin de parvenir à déterminer les causes et la cinétique de la fissuration des traversées de couvercle de cuve.

2. Il faut immédiatement procéder à des contrôle non-destructifs de toutes les traversées et des couvercles de cuve de tous les réacteurs dont les traversées de couvercle de cuve sont en Inconel 600, en utilisant des techniques d'évaluation extrèmement fiables (par exemple des contrôles par ressuage automatisés plus poussés et adaptés à la conception des traversées).

3. Il faut procéder régulièrement à l'inspection en service des pénétrations sur tous les autres types de réacteurs. Ces opérations doivent être inscrites dans les programmes d'inspection en service.

Tant que ces mesures n'ont pas été adoptées et que le mécanisme de défaut n'a pas été établi par le biais d'une analyse approfondie, les mesures tel que le remplacement des couvercles de cuve, la substitution de matériau ou l'abaissement de la température par la diminution de puissance ne résoudront pas le problème et ne pourront pas garantir la sûreté. Ceci signifie également que les réacteurs menacés doivent être arrêtés tant que des mesures n'ont pu être adoptées suite à une compréhension du mécanisme de défaut.

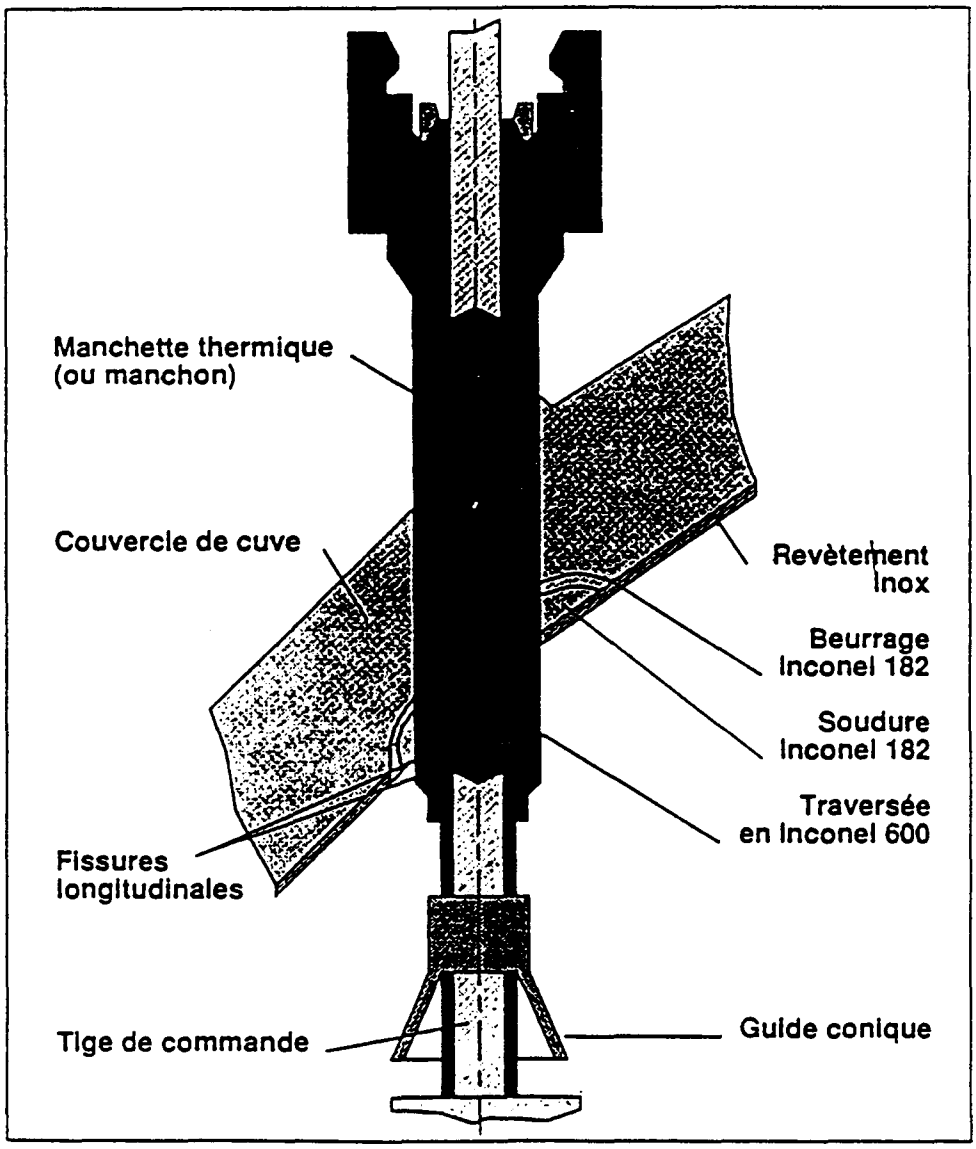
Par conséquent, l'approche française, qui consiste à procéder au remplacement des couvercles de cuve sur les réacteurs les plus anciens, pourrait s'avérer peu clairvoyante. Les coûts de maintenance de ces mesures sont énormes, et lorsque l'on sait qu'un arrêt non plannifié coûte entre 100 et 200 millions de francs à EDF, on comprend mieux pourquoi EDF "n'essaye plus de comprendre le phénomène en détail"[1] et préfère se consacrer à l'estimation des temps de propagation des fissures pour pouvoir faire fonctionner les réacteurs même lorsque l'on sait que leurs traversées sont défectueuses. La même approche a été adoptée par l'exploitant de Ringhals, Vattenfall, et l'on peut s'attendre à des attitudes similaires dans les autres pays, lorsque la prise de conscience du phénomène sera plus étendue.

La fissuration des traversées de couvercle de cuve n'est qu'un exemple supplémentaire du nombre croissant de problèmes de matériaux auxquels l'industrie nucléaire a été et est confrontée, comme les problèmes sur les générateurs de vapeur (et

---

[1] ibid.

leur remplacement), les problèmes massifs de fissuration par corrosion intergranulaire sous contrainte survenue sur les réacteurs à eau bouillante, et plus récemment la fissuration intensive des conduites en acier inoxydable austénitique stabilisé sur les réacteurs allemands. Aucun de ces problèmes dangereux n'avait été prévu, et avait plutôt été écarté, ce qui ne met pas seulement en évidence le fait que les caractéristiques des matériaux et des composantes de centrales nucléaires ont été grossièrement surestimées, mais révèle également l'état de santé dangereux qu'a atteint le parc nucléaire.



Traversée du couvercle

Extraits de Gazette Nucléaire 123/124 - page 27

2, rue François Villon
91400 Orsay

Lettre des ministres à EDF

Le ministre
de l'environnement

29 juillet 1992

Le ministre de l'industrie
et du commerce extérieur

Monsieur le Directeur Général,

La mise en évidence en septembre dernier, lors d'une épreuve hydrauligue, d'une fissuration d'un adaptateur du couvercle de cuve du réacteur n° 3 du site de Bugey a conduit votre établissement, depuis lors, à engager sur l'ensemble du parc nucléaire des actions destinées à apprécier l'étendue de cette anomalie et à en assurer un traitement satisfaisant au plan de la sûreté. De telles actions correctives ont été, de manière générale, définies rapidement par votre établissement. Néanmoins, leur mise en oeuvre pratique n'a pu être réalisée dans les délais annoncés. Nous souhaitons donc que votre établissement poursuive et accentue les efforts engagés afin de qualifier et mettre en œuvre, au plus tôt, tant sur les réacteurs de 900 MWé, les divers procédés techniques nécessaires à la bonne gestion de l'anomalie affectant les couvercles de cuve.

Les décisions que vous prendrez à court terme en ce sens feront l'objet d'une attention particulière de notre part.

Par ailleurs, le traitement d'une anomalie potentiellement générique peut s'avérer d'autant plus délicat que le problème affecte un parc nucléaire important et standardisé. Une telle situation peut être d'autant mieux gérée qu'elle est mieux anticipée. A cet égard, nous notons que l'anomalie des couvercles de cuve est la troisième de ce type à affecter le matériau appelé "inconel 600", déjà à l'origine de dégradations importantes sur les tubes de générateur de vapeur et les piquages de pressuriseur. Nous constatons, de plus, qu'il a fallu attendre une fuite de l'enceinte primaire lors d'une épreuve hydraulique pour la détecter. On peut s'interroger sur les raisons qui ont conduit, dans le cadre du "retour d'expérience" des deux problèmes précédemment cités, à ne pas engager précocement des investigations préventives sur les composants similaires. Nous attachons en conséquence une importance particulière à ce que des efforts importants soient accomplis par votre établissement pour s'assurer de l'état des diverses pièces en inconel 600 équipant les réacteurs à eau sous pression et pour prévenir l'apparition de telles anomalies sur les réacteurs non encore en service. Plus généralement, il nous parait nécessaire que votre établissement s'interroge sur sa capacité à anticiper l'apparition de ce type d'anomalie et sur son aptitude à réagir rapidement dès lors qu'une telle anomalie est découverte. Dans ce cadre, nous souhaitons que votre établissement réexamine les principaux incidents ou anomalies survenus par le passé sur le parc nucléaire et vérifie que tous les enseignements nécessaires à moyen et long termes en ont été tirés. Cet examen devrait inclure une analyse critique des moyens humains et techniques associés.

Sur l'ensemble des points évoqués ci-dessus, nous vous prions de bien vouloir nous faire part, d'ici deux mois, des orientations que vous retenez et, notamment, de votre doctrine quant à l'étendue et la rapidité des investigations à entreprendre pour tirer tous les enseignements d'une anomalie sur les composants présentant des similitudes avec un composant affecté. Un premier bilan de l'avancement des diverses analyses et actions que vous mènerez devra être disponible pour la fin de la présente année. Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur Général, l'expression de nos sentiments distingués.

Le Ministre
de l'environnement
Ségolène Royal

Le ministre de l'industrie
et du commerce extérieur
Dominique Strauss-Kahn

Compte rendu définitif de la réunion Ad'hoc stratégie de maintenance des couvercles de cuve des tranches REP et revue des zones en Inconel 600 du jeudi 29 octobre 1992

Participants : MM. BERGOUGNOUX, BERTRON, CARLIER, DUPRAZ, TARBY, HEDIN, LECOCQ, ROLLAND, BRETON, MACE (partiellement), BOULOT, REYNES, NADAL, BRUGNOT, SEGUY.

En introduction M. CARLIER précise que le palier CPO a déjà été examiné mais qu'une nouvelle difficulté est apparue récemment sur le couvercle de Bugey 2. Sur le 1300 MW le problème de la cinétique semble être plus complexe qu'on ne le pensait. Enfin une réactualisation de la réflexion sur les zones en Inconel 600 a conduit à identifier de nouvelles zones sensibles : les traversées de fond de cuve les plaques de partition de GV et les réparation de DSR.

M. HEDIN présente ensuite l'état des réflexions sur le dossier des couvercles en abordant les points suivants : connaissance du phénomène évolution, analyse de sûreté débouchant sur une stratégie de maintenance pour le CPØ, le CP 1/2 et le 1 300 MW.

Le point de départ de ce dossier est la fuite survenue sur un adaptateur du couvercle de Bugey 3, pendant l'épreuve hydraulique décennale. On sait aujourd'hui que cette fissure était traversante en fonctionnement, qu'elle ne fuyait pas en service et qu'elle est due à de la corrosion sous contraintes de l'alliage 600 (phénomène déjà connu sur les tubes de GV et les piquages de pressuriseur 1300 MW). Le phénomène est générique (pouvant toucher tous les couvercles de tous les paliers), évolutif (pouvant nécessiter des réparations à terme) dispersé (nécessitant une approche statistique), thermiquement activé (d'où la conversion en dôme froid des couvercles du palier 1300 pour limiter l'amorçage et la propagation du phénomène). Aujourd'hui on peut considérer que le palier CPØ est largement affecté (5 tranches sur 6 sont touchées), que le 1300 connaît une phase d'amorçage et que sur le CP 1/CP2 le phénomène n'est pas encore amorcé. La zone sensible est la zone périphérique des couvercles (où les contraintes sont les plus importantes), les couverdes 1300 étant de ce point de vue plus pénalisés que les 900 à cause de la température sous le dôme.

Concernant les perspectives d'évolution du phénomène il n'est pas exclu que celui-ci apparaisse sur le palier CP 1/CP2 dans la deuxième moitié de la vie de ces réacteurs ; pour le 1300, on considère que le nombre total d'adaptateurs fissurés d'ici 5 ans devrait être inférieur à 30 mais des incertitudes subsistent qui seront levées par un programme de R et D et le retour d'expérience. L'impact sur la disponibilité du palier 1300 en 1993 devrait rester inférieure à 1 %.

Une incertitude demeure également sur le devenir de la soudure d'adaptateur, nécessitant un complément de contrôles et un programme de R et D.

Au niveau analyse de sûreté, les fissures longitudinales actuelles sont acceptables pendant une durée limitée moyennant la mise en place de systèmes d'anti-éjection des adaptateurs, la mise en place de système de détection de fuites performants, des contrôles manuels, puis robotisés, la conversion des tranches 1300 en dôme froid. Malgré cela, on assiste à une forte pression des Autorités de sûreté (dont la position est plus contraignante que la NRC) qui conteste la position EDF sur la cinétique de propagation des fissures et le volume des contrôles à effectuer.

Les contrôles robotisés ont débuté depuis quelque temps et sont un succès : ils permettent une forte réduction du coût, du délai et de la dosimétrie du contrôle.

Le bilan de l'ensemble des contrôles est le suivant :

- sur le 900, sur 260 adaptateurs contrôlés, 18 sont fissurés,
- sur le 1300, sur 260 adaptateurs contrôlés, 9 sont fissurés.

Concernant la stratégie :

- sur le CPØ, il s'agit de la mise en place de couvercles neufs à partir de fin 93 jusqu'en fin 94, avec des adaptateurs en alliage 690. En attendant les remplacements, des contrôles robotisés sont programmés, ainsi que des réparations minimales, si nécessaire,
- sur le 1300, on peut considérer trois familles de couvercles les plus anciens (P4 et le début du P'4, soit environ 8 tranches) pour lesquels le fonctionnement en dôme chaud a dépassé 25 000 heures et pour lesquels le phénomène est peu développé sauf sur FLA1 ; les intermédiaires (6 tranches) pour lesquels la conversion en dôme froid, survenue tardivement, ne sera pas suffisante pour éviter le phénomène ; et les plus jeunes (6 tranches). Les 6 dernières passées au dôme froid peuvent être assimilées au CP 1-CP2 . La stratégie concerne les 14 premières tranches. Quatre options de maintenance ont été examinées : le remplacement des couvercles par des couvercles neufs, la restauration des couvercles par remplacements d'adaptateurs, la réhabilitation des couvercles par traitements curatifs préventifs (qui a la faveur de Framatome) et le traitement des couvercles au cas par cas. De la comparaison technico-économique des différentes options, il ressort les propositions de stratégie suivantes pour les couverdes 1 300 :
- le remptacement de couvercles est une solution réglant totalement et définitivement le problème, sans aléa,
- préciser l'écart économique entre les solutions de remplacement de couvercle et celle à caractère préventif/curatif. les deux autres solutions sont jugées moins intéressantes,
- lever les incertitudes restant sur l'évolution de la maladie et le comportement de la soudure,
- exploiter au mieux le retour d'expérience des contrôles et les résultats du programme de R et D.

La décision définitive est à prendre en 1993. D'ici-là, un certain nombre d'actions conservatoires à court terme ont été prises : la commande d'un couvercle neuf et des approvisionnements lourds capables d'un second, la réalisation et la qualification de 1 ou 2 machines automatisées multifonction pour traiter les adaptateurs fissurés, la mise en œuvre d'un proqramme d'inspection en service de chacun des 14 couvercles les plus anciens pour étoffer notre connaissance sur l'amorçage et l'évolution du phénomène.

Sur le CPI/CP2, palier non encore affecté (fonctionnement en dôme froid) un programme d'inspection ad'hoc est prévu avec 2 tranches en 92 et 2 tranches en 93, ainsi que l'adaptation d'un outillage multifonction 1300 aux couvercles CPI/CP2 considérés comme des précurseurs pour les plus jeunes couvercles 1300.

De la discussion qui a suivi cette présentation il ressort les points suivants :

- M. BERTRON estime que le dossier est très clair et synthétique mais il se demande si la fissure de Bugey 3 qui était traversante et qui ne fuyait pas en service ne risque pas de remettre en cause notre stratégie. De plus il convient de ne pas éliminer trop vite la solution de traitement au cas par cas celle-ci pouvant être mise en œuvre dans l'attente du remplacement.
- En réponse M. DUPRAZ estime que la quasi-totalité des fissures trouvées sur le 1300 se situant dans le premier tiers de l'épaisseur. On dispose donc d'une marge suffisante dans le temps pour effectuer le programme d'actions tel que proposé dans la stratégie

- M. LECOCQ estime que l'option remplacement des couvercles est la plus intéressante et permet une mise en concurrence éventuelle. Dans le chiffrage actuel de l'option traitement curatif/préventif des couvercles qui est sans aucun doute une solution très intéressante en terme de chiffre d'affaire pour FRAMATOME il n'est pas intégré le coût des études de développement des procédés, qui grève sensiblement son coût,

- A une question de M. REYNES, il est précisé que le stockage des vieux couvercles est compris dans le chiffrage de l'option remplacement. Enfin il est précisé qu'il n'a pas été trouvé de défaut dans la soudure inconel/inox de la liaison bride/adaptateur dans la manchette (une tranche 900 et une tranche 1300 ont été contrôlées),

- M. ROLLAND estime que les différentes options ne s'excluent pas l'une l'autre. Le remplacement total n'exclut pas l'option de traitement au cas par cas dont le prix dépend du volume des contrôles. La solution traitement préventif présente l'inconvénient d'engager des coûts certains alors que la solution du traitement au cas par cas peut s'avérer intéressante si le développement du phénomène venait à se ralentir. L'optimisation de la solution doit prendre en compte le retour d'expérience et les aléas possibles,

- M. BERGOUGNOUX demande ce qui déclenche la décision de remplacement d'un couvercle. Il paraît important d'étudier les branchements possibles des différentes stratégies les unes aux autres (par exemple : remplacement à bon escient après contrôle, ce qui paraît être une solution intéressante) car les dates déclenchement des opérations et l'actualisation sont importants pour l'optimisation de la stratégie,

- M. DUPRAZ estime qu'il faudra vraisemblablement adapter la stratégie à chaque couverde en fonction de l'état zéro. Le déclenchement du changement de couverde sera piloté par l'évolution de la fissure vers la traversée complète de l'adaptateur. Ce qu'il est important avant tout c'est de disposer d'un maximum de retour d expérience avant de décider,

- M. CARLIER précise que cette stratégie a été présentée à l'autorité de sûreté qui s'y est montrée plutôt favorable. Le dialogue avec elle est par contre beaucoup plus tendu sur le CPØ.

M. TARBY présente ensuite les conclusions du réexamen effectué en 1992 de la revue de projet de 1991 sur les zones en Inconel 600 et qui avait identifié 3 zones sensibles : les évents du couvercle de cuve, la soudure de liaison plaque de partition-bol du GV et le bossage du drain des GV 1300. Ce réexamen conduit à identifier de nouvelles zones sensibles : les pénétrations de fond de cuve en anomalie de fabrication ou réparées ainsi que les défauts sous revêtement réparés dans les tubulures de cuve. Ces zones présentent un risque d'amorsage à partir de 1 00 000 heures de service (durée au plus tôt).

Concernant la soudure plaque de partition-bol du GV, non détensionnée en fabrication les conséquences d'une fissuration (by-pass du faisceau tubulaire entraînant un déséquilibre limité du fonctionnement) sont maîtrisables. 2 GV ont été contrôlés, sans rien trouver. Un plan d'action est prévu : étude pour mieux appréhender le comportement du métal déposé, programme d'inspection en service, analyse des conséquences en terme de sûreté et mise au point de mesures préventives.

Concernant les pénétrations de fond de cuve, les conséquences d'une rupture (fuite non isolable) sont acceptables, même si la rupture d'une pénétration entraîne la ruine de 2 voisines. Les pénétrations de la cuve de Bugey 3 ont toutes été contrôlées, sans rien révéler. Un plan d'action est prévu : un programme de maquettes pour mieux estimer les contraintes, un programme d'inspection en service prévoyant le contrôle de 2 tranches par an, une analyse de sûreté précisant les éléments permenant la maîtrise du scénario de rupture, la mise au point de mesures préventives et de procédés de réparation M. LECOCQ précise que les traversées de fond de cuve du palier N4 sont en Inconel 690 ; détensionné thermiquement à partir de Civaux 2. Pour Chooz B1/B2 et Civaux 1, les traversées sont en Inconel 600, traité thermiquement, mais aucune n'a été réparée, ni redressée.

Pour ce qui est des défauts sous revêtement réparés au droit des tubulures (7 cuves sont concernées), l'analyse montre que si le défaut se propage, celui-ci ne devrait pas devenir critique avant la fin de vie des cuves (40 ans). Un plan d'action est prévu : études visant à établir l'absence de risque pour les tubulures, qualification d'une méthode d'inspection en service de l'épaisseur du revêtement, inspection des cuves réparées en décennale, mise au point de mesures préventives.

Un dossier sera transmis aux Autorités de Sûreté sur l'ensemble de ces points pour la fin novembre. Il concernera les tranches en exploitation et les tranches futures.

La chiffraison de l'ensemble du programme est en cours. Un montant global de plusieurs centaines de MF est probable.

M. CARLIER fait ensuite rapidement le point sur le couvercle de Bugey 2. Sur 3 traversées, 8 défauts longitudinaux de 4 mm de profondeur maximum ont été découverts, suite aux contrôles. Compte-tenu :

- de la cinétique en dôme chaud (3 à 4 mm/an), rendant très faible le risque de voir la soudure traverser en un cycle,

- du coût d'une réparation éventuelle en termes de disponibilité (plusieurs semaines) et de dosimétrie (50 à 100 rem),

- du changement planifié du couvercle au prochain arrêt, la DEPT ne souhaite pas réparer avant redémarrage, contrairement au BCCN qui fait pression pour obtenir une réparation. Une épreuve de force est possible.

En fin de réunion, M. NADAL s'interroge sur la communication à faire sur les résultats de l'expertise de la traversée de Bugey 3. L'option de ne pas communiquer est possible, mais dans ce cas il serait nécessaire d'avoir une réflexion complémentaire en envisageant le cas où l'information serait divulguée par quelqu'un d'autre.