

# Chapitre 27

## La surveillance et le contrôle en service des équipements

---

Comme cela est indiqué au chapitre 6, la surveillance et le contrôle en service des équipements (structures métalliques, ouvrages de génie civil, etc.) ayant une importance pour la sûreté constituent l'une des composantes de la défense en profondeur. Ces dispositions sont de deux types :

- des dispositifs et des modalités de mesure en exploitation d'un certain nombre de paramètres du fonctionnement du réacteur, permettant d'apprécier, de façon directe ou indirecte, l'état d'équipements,
- des essais périodiques (pour les matériels « actifs ») et des contrôles directs d'équipements (voir le focus plus loin), menés généralement lors d'arrêts de tranche (certains menés dans le cadre des visites décennales), dans le cadre de l'application de divers programmes, tels par exemple que les programmes de base de maintenance préventive (PBMP).

De façon très générale, ces dispositions visent notamment à maîtriser le vieillissement au sens large des équipements, à savoir les effets de divers mécanismes d'endommagement – ou pathologies dans le cas des ouvrages en béton – susceptibles de les affecter au cours du temps et consécutifs à leur utilisation (en fonctionnement normal). L'endommagement progressif des équipements se produit sous les effets des sollicitations d'exploitation et de leur environnement (pression, température et transitoires thermiques, vibrations, irradiation, interaction chimique avec le milieu environnant...). L'expérience d'exploitation, notamment les résultats des contrôles en service, montre que, en dépit de la prise en compte des mécanismes d'endommagement (pour ceux qui

sont connus) lors de la conception, du dimensionnement, de la fabrication et de l'exploitation des équipements, des dégradations réhibitoires peuvent apparaître : on peut citer à ce sujet la fissuration des adaptateurs des couvercles de cuve et celle des faisceaux tubulaires des générateurs de vapeur, sujets sur lesquels on reviendra plus loin.

La maîtrise du vieillissement repose non seulement sur la surveillance et les contrôles en service mais aussi sur l'anticipation ; à cet égard, quelques axes de travaux de recherche et de développement en la matière, dont l'ampleur a été renforcée après qu'Électricité de France a affiché son intention de poursuivre le fonctionnement de réacteurs au-delà de 40 ans (projet « durée de fonctionnement » ou DDF), sont évoqués dans le chapitre 39.

L'objet du présent chapitre<sup>702</sup> est d'illustrer, par quelques exemples parmi les plus marquants, ce qu'ont apporté à la sûreté des réacteurs du parc électronucléaire français la surveillance et le contrôle en service de quelques-uns de leurs équipements. Les anomalies rencontrées et la façon dont elles ont été traitées sont développées – certaines anomalies observées dans des réacteurs à eau sous pression étrangers sont aussi évoquées (États-Unis, Belgique). Les dispositions prises pour assurer une qualité adéquate de fabrication des équipements<sup>703</sup>, qui ont bien entendu une grande importance (au titre notamment du premier niveau de la défense en profondeur), ainsi que les anomalies qui peuvent être rencontrées dans cette étape industrielle et la façon dont elles sont traitées, ne sont pas développées dans le cadre du présent ouvrage ; des aspects liés à la fabrication de certains composants (la cuve par exemple) sont néanmoins précisés pour certaines anomalies rencontrées ultérieurement en service.

Le combustible constitue un élément « consommable » du fonctionnement d'un réacteur à eau sous pression ; la surveillance de son bon état par le contrôle du contenu radioactif de l'eau du circuit primaire, les anomalies observées, les évolutions apportées à sa conception sont abordées dans le chapitre suivant.

Il est à noter que la défaillance (plus précisément la rupture brutale) de certains grands équipements des centrales nucléaires est « exclue »<sup>704</sup> ; il s'agit :

- de la cuve du réacteur<sup>705</sup>,
- des volutes des pompes primaires,
- des enveloppes des générateurs de vapeur.

702. Il doit être souligné que pour le présent chapitre, différentes sources ont été utilisées et tout particulièrement l'ouvrage, très complet, intitulé « La maintenance des centrales nucléaires » de Jean-Pierre Hutin – EDF/Lavoisier Tec&Doc, 2016 ; quelques extraits en ont été tirés. L'article « Confinement. Enceintes » de Jean-Louis Costaz, des Techniques de l'ingénieur, réf. B3290 V2 de 1997 a également été utilisé.

703. Que ce soit par le concepteur, ses fabricants ou les organismes de contrôle (notamment la Direction des équipements nucléaires pour ce qui concerne le circuit primaire principal et le circuit secondaire principal des chaudières nucléaires).

704. Voir le paragraphe 8.2.2.

705. Y compris les « tubulures » et le couvercle.

La rupture des tronçons des tuyauteries de vapeur situés entre l'enceinte de confinement et les vannes principales d'arrêt (aussi appelés tronçons protégés) est également « exclue ».

Cela suppose des exigences élevées de qualité de la conception, de la fabrication et de l'exploitation, de façon à garantir, pour ces équipements, le maintien de leur conformité aux caractéristiques définies lors de leur conception. Pendant la période d'exploitation, cela se traduit par la recherche attentive, en utilisant toutes techniques de contrôle performantes, d'éventuels débuts de dégradation et, le cas échéant, par des réparations précoces.

La surveillance en service et les contrôles non destructifs ont pour objectif de vérifier que ces exigences sont effectives – en complément des épreuves hydrauliques réglementaires qui visent à apporter une assurance de « santé » globale des équipements, mais qui peuvent aussi révéler des défauts dans des zones qui ne sont pas contrôlées ou qui sont difficilement contrôlables.

Les tubes des générateurs de vapeur méritent une attention particulière. Leur rupture n'est pas « exclue » dans l'analyse déterministe de la sûreté, mais elle pourrait conduire à des rejets atmosphériques qui, même limités, sont clairement indésirables<sup>706</sup>. C'est pour cette raison que les organismes de sûreté ont à plusieurs reprises rappelé à Électricité de France l'importance d'une bonne étanchéité des crayons combustibles et donc de limites d'exploitation en termes de radioactivité de l'eau du circuit primaire suffisamment contraignantes.

Un certain nombre des équipements dont il sera question dans la suite du présent chapitre sont des capacités sous pression (équipements sous pression nucléaires)<sup>707</sup>. Des programmes de contrôle de ces équipements ont été définis dans le cadre de l'application de la réglementation relative aux appareils à pression pour les centrales nucléaires; on peut rappeler à ce sujet l'« arrêté exploitation » du 10 novembre 1999, déjà évoqué au chapitre 2 et toujours d'application, ainsi que l'« arrêté ESPN » de 2015 modifié en 2018.

Pour justifier que les éventuels défauts découverts au cours de l'exploitation d'un équipement des circuits primaire et secondaire principaux d'un réacteur à eau sous pression puissent être laissés en l'état, l'analyse du risque de rupture brutale de l'équipement requiert, conformément à l'article 11 de l'« arrêté exploitation », la prise en compte de coefficients de sécurité à appliquer aux chargements des situations de deuxième, troisième et quatrième catégories (au sens de la réglementation des appareils à pression)<sup>708</sup>; ces coefficients sont indiqués dans le tableau ci-après.

---

706. Cet accident, initialement classé dans les conditions de fonctionnement de 4<sup>e</sup> catégorie, a ensuite été reclassé en 3<sup>e</sup> catégorie pour les études de conception, ce qui a été appliqué dès les études de conception des réacteurs du palier N4.

707. Éléments établis en collaboration avec Simon Liu de l'ASN/DEP et Remy Catteau de l'ASN/DCN.

708. Et en considérant la propagation des défauts dans la période considérée.

Analyse du risque de rupture brutale de l'équipement	Catégories de situations au sens de la réglementation des appareils à pression <sup>709</sup>		
	Deuxième catégorie	Troisième catégorie	Quatrième catégorie
Risque d'amorçage « à la déchirure »	1,3	1,1	Pas de coefficient spécifié
Risque d'instabilité	2,0	1,6	1,2

Il est indiqué dans l'« arrêté exploitation » que « *les fissures détectées doivent être éliminées sauf justification spécifique appropriée* » ; par principe, les défauts plans doivent être réparés.

Depuis le 26 février 1974, date de l'arrêté d'application de la réglementation des appareils à pression aux chaudières nucléaires à eau, l'expérience des contrôles en service et l'amélioration des moyens de détection ont conduit à des constatations inattendues, cela dès la fin des années 1970. Elles ont concerné aussi bien la cuve (« défauts sous revêtement », fissuration d'adaptateurs de couvercle de cuve reliant les mécanismes de commande des grappes de contrôle à la cuve) que les « tronçons protégés » (défauts affectant les soudures des piquages des soupapes sur les tuyauteries principales), ou les tubes des générateurs de vapeur. Les organismes de sûreté ont dès lors estimé que des contrôles aussi réguliers et aussi exhaustifs que possible sont nécessaires.

L'exploitant a bien entendu le souci de limiter la durée des contrôles effectués pendant les arrêts de tranche, ainsi que celui de réduire, autant que faire se peut, l'exposition des personnels effectuant les contrôles. L'exploitant cherche donc à optimiser l'inspection en service en déterminant la meilleure adéquation des contrôles aux risques d'altération de l'appareil, en tenant compte de ce que l'on sait des possibilités d'endommagement de chaque zone et de ce qui a été observé jusqu'ici. Cela pourrait se traduire, par exemple, par une répartition des contrôles par échantillonnage sur l'ensemble du parc des cuves ou des corps sous pression des pompes primaires. Mais il a été estimé qu'une telle approche ne serait pas conforme à l'arrêté de 1974, car elle supposerait une connaissance exhaustive des possibilités de dégradation des matériels et une parfaite identité des caractéristiques des matériaux ou des caractéristiques de fabrication pour tous les équipements d'un type donné, ce que l'expérience ne confirme pas.

De plus, la défense en profondeur conduit à ne pas considérer des défauts dans les seuls endroits où ils sont les plus probables sur la base de critères mécaniques ou des connaissances du moment sur un mécanisme d'endommagement, mais aussi dans des endroits où les conséquences seraient particulièrement dommageables du point de vue de la sûreté. L'exemple des adaptateurs des couvercles de cuve est, à cet égard, riche d'enseignements.

709. Les coefficients ne sont pas spécifiés pour les situations de deuxième catégorie, mais l'arrêté de 1974 stipule néanmoins à leur égard que le « *constructeur montrera que [...] l'appareil ne présente aucun risque de déformation progressive ni de fissuration progressive pendant la durée d'utilisation prévue* » de l'équipement.

L'importance pour la sûreté de la découverte d'une fissuration d'un adaptateur du couvercle de la cuve du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Bugey, présentée dans ce chapitre, confirme à ce sujet l'intérêt des épreuves globales du circuit primaire principal. Ces épreuves sont susceptibles de mettre en évidence des défauts qui se produisent dans des zones considérées comme peu sollicitées à la fatigue et qui ne font pas, de ce fait, l'objet d'une surveillance spécifique (en l'absence de risque de corrosion anticipé).

Les considérations ci-dessus ont en outre amené Électricité de France à établir des programmes d'investigations complémentaires (PIC)<sup>710</sup> qui consistent à examiner, par sondage, des équipements (tuyauteries, bâches ou réservoirs, etc.) qui ne sont pas contrôlés au titre des programmes de maintenance, des contrôles règlementaires (équipements sous pression) ou des contrôles particuliers effectués à l'occasion de la mise en évidence d'écarts ou de problèmes génériques ou spécifiques, parce qu'ils sont jugés non sensibles lors des études de conception.

Il est à noter que le circuit primaire principal (CPP) ainsi que le circuit secondaire principal (CSP) des réacteurs du parc électronucléaire français font l'objet d'une « comptabilisation des situations ». Cela consiste, à partir de l'enregistrement des valeurs atteintes par certains paramètres de fonctionnement des réacteurs, à recenser les chargements réellement subis au fil du temps par les différents composants de ces circuits (en termes de température, de pression, de durée...) dans le but de s'assurer que ces chargements restent dans l'enveloppe des situations retenues pour leur conception et leur dimensionnement à l'égard des différents modes d'endommagement possibles (déformation excessive, fatigue, etc.). La contribution des épreuves à la fatigue des circuits est faible et prise en compte à la conception de leurs composants. Au terme des 40 années d'exploitation initialement prévues, les résultats de la « comptabilisation des situations » passées participeront, parmi bien d'autres éléments, aux justifications de l'aptitude des équipements à une éventuelle poursuite du fonctionnement des réacteurs.

Enfin, il peut être noté que, pour les matériels mécaniques ou électriques réparables ou remplaçables, la maintenance préventive permet de prévenir l'apparition de défauts.

#FOCUS.....

## **Aperçu de différentes techniques de contrôle direct des équipements**

Le contrôle direct des équipements peut se faire de multiples façons, dont quelques-unes sont présentées succinctement ci-après.

### **Les examens (ou contrôles) non destructifs (END)**

Plusieurs techniques d'examens non destructifs sont utilisées :

710. Ces programmes sont abordés au chapitre 30 consacré aux réexamens périodiques.

- Les examens visuels. Leur efficacité est variable et dépend de nombreux facteurs. Dans certains cas, ils n'ont permis de détecter des défauts que de façon tardive, comme l'observation, au mois de mars 2002, de cristaux de bore à l'extérieur de la cuve du réacteur de la centrale américaine de Davis-Besse, alors que la fissuration de la traversée du couvercle de cette cuve était déjà très importante (avec un amincissement d'une zone du couvercle en acier noir). Les performances peuvent être renforcées par l'usage d'endoscopes, ou encore de la télé-observation ; les progrès de la miniaturisation des dispositifs de prise de vue, comme ceux des smartphones par exemple, permettent d'obtenir de très bonnes images avec un encombrement réduit du dispositif.
- Le ressuage est une technique de contrôle non destructif spécifique : il comporte une phase d'imprégnation de la surface d'une pièce métallique à l'aide d'un fluide coloré ou fluorescent, puis une phase d'essuyage et d'application d'un produit révélateur ; il permet de détecter la présence d'éventuels défauts débouchant à la surface examinée, mais il ne permet pas d'en déterminer la profondeur.
- Les examens par magnétoscopie. Ce procédé consiste à déposer sur la surface d'une pièce de fines particules ferromagnétiques, colorées ou fluorescentes, et de la soumettre à un champ magnétique. Les discontinuités de surface dévient le flux magnétique et provoquent à leur endroit des fuites magnétiques qui attirent les particules et signalent ainsi les défauts présents en surface ou proches de la surface de la pièce ; la magnétoscopie a les mêmes limites que le ressuage en termes de caractérisation des défauts.
- Les examens par radiographie. La radiographie consiste à obtenir une image (cliché issu d'un film argentique ou image numérique, selon la technique utilisée) de la densité de la matière d'une pièce traversée par un rayonnement X ou gamma. Elle permet de détecter tout type de cavité ou de matériaux étrangers inclus dans la pièce (« inclusions ») ainsi que les discontinuités planes parallèles au rayonnement. La limite du procédé est qu'il ne permet pas de déterminer l'extension en profondeur de défauts plans orthogonaux à la surface, souvent les plus préoccupants. Il est peu sensible à l'état de surface de la pièce.
- Les examens par ultrasons. Ce procédé est fondé sur la propagation et la réflexion d'une onde ultrasonore dans une pièce. Le train d'ondes est émis par un ou plusieurs capteurs, appelés traducteurs, mis en œuvre par un opérateur ou un système automatique (comme cela est le cas de la machine d'inspection de la cuve des réacteurs du parc électronucléaire français). Le traitement des signaux reçus permet de positionner les indications de défauts et de les caractériser (dimensions et nature). Ce procédé permet de trouver des défauts aussi bien à la surface d'une pièce que dans son volume ; les défauts plans sont particulièrement bien détectables par une onde ultrasonore qui leur est orthogonale. Les performances de cette technique dépendent beaucoup de la structure métallurgique du matériau (un matériau ayant une structure métallurgique anisotrope ou hétérogène peut dévier ou disperser le faisceau ultrasonore).

Le procédé est généralement adapté en fonction des types de défauts attendus, de la géométrie et de l'accessibilité de la pièce concernée; des développements sont menés en la matière (voir la figure 27.1).



**Figure 27.1.** Un prototype de sonde multi-éléments, «conformable», à ultrasons – brevet IRSN/CEA. IRSN/CEA.

- Les examens par «courants de Foucault». Ce procédé consiste à créer, dans un matériau conducteur électrique (comme l'acier ferritique), des courants induits par un champ magnétique variable, au moyen d'une sonde contenant la bobine excitatrice. En présence d'une anomalie dans une pièce contrôlée par ce procédé, la circulation des courants induits est perturbée, entraînant une variation de l'impédance apparente de la sonde qui dépend de la nature de l'anomalie et de son volume. L'analyse de cette variation fournit des indications exploitables pour caractériser les défauts. Ce procédé, qui est très sensible, est bien adapté pour détecter des défauts superficiels (fissures, usures...) dans des pièces (ou dans leur épaisseur si celle-ci est faible, comme par exemple les tubes des générateurs de vapeur).

Les procédés ci-dessus nécessitent bien entendu d'être qualifiés par des essais préalables sur des maquettes représentatives des pièces à contrôler (type de matériau, formes géométriques...); ce processus de qualification peut être long et complexe. Le développement de la simulation numérique<sup>711</sup> peut apporter un support appréciable dans ce domaine.

### Les contrôles par démontage des équipements

Le démontage partiel ou complet d'un équipement permet d'en effectuer une expertise («visite») approfondie, en particulier dans des zones qui peuvent ne pas être contrôlées avant démontage par les techniques ci-dessus.

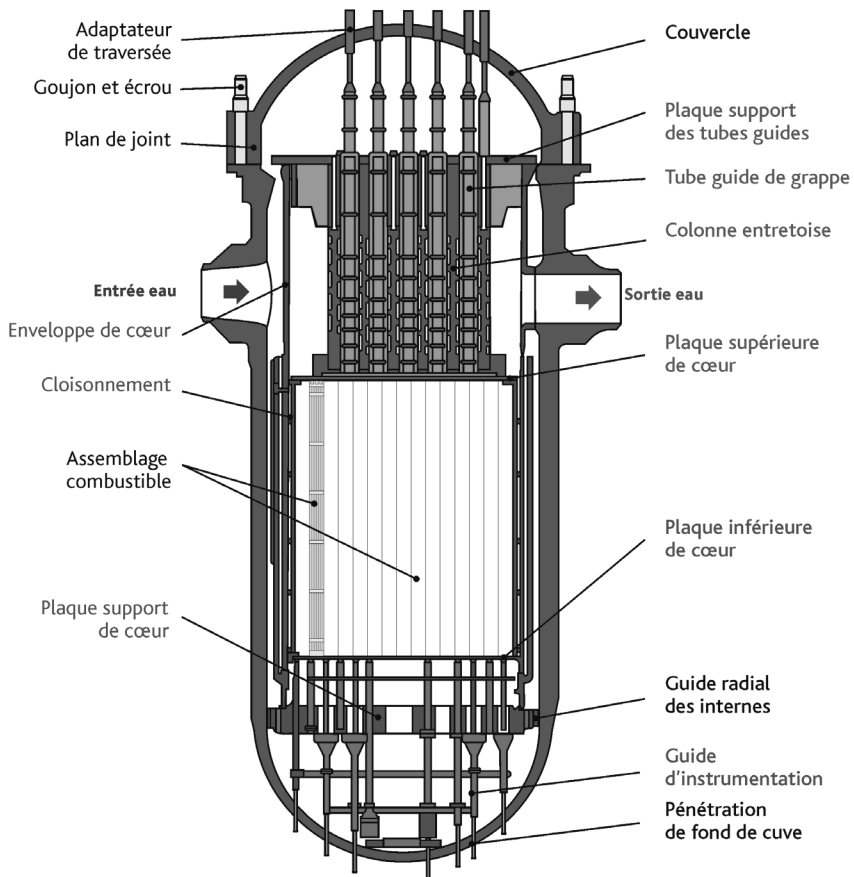
711. Le lecteur pourra s'il le souhaite consulter sur ce sujet le chapitre 10.1.2 de l'ouvrage intitulé « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.

## Les examens (ou contrôles) destructifs (ED)

Dans certains cas, des examens destructifs peuvent être effectués : carottages dans des ouvrages de génie civil, découpes de composants (remplaçables) qui ont été déposés...

### 27.1. Les principaux équipements internes à la cuve d'un réacteur à eau sous pression

La figure 27.2 ci-après montre de façon schématique la cuve d'un réacteur à eau sous pression – hormis l'EPR – et un certain nombre de ses équipements.



**Figure 27.2.** Schéma en coupe d'une cuve (en bleu) ainsi que de ses équipements internes inférieurs (en rouge) et supérieurs (en vert) d'un réacteur à eau sous pression (source « La maintenance des centrales nucléaires » de Jean-Pierre Hutin – EDF/Lavoisier Tec&Doc, 2016).



### 27.1.1. « Cloisonnements » autour du cœur

Les équipements, ou structures, internes de la cuve d'un réacteur à eau sous pression sont constitués d'un assemblage vissé et mécanosoudé ayant différentes fonctions :

- le supportage des assemblages combustibles (équipements internes inférieurs – EII),
- le maintien des assemblages combustibles à leur partie supérieure et le guidage des grappes absorbantes (équipements internes supérieurs – EIS),
- la canalisation du fluide primaire assurant le refroidissement du cœur.

Un anneau de calage est placé entre les deux équipements internes. Le maintien de l'ensemble est assuré par le couvercle de la cuve, après son serrage.

Au plan de la sûreté, ces équipements ont plusieurs fonctions :

- supporter et maintenir les assemblages combustibles,
- répartir le fluide caloporteur dans la cuve et dans le cœur,
- assurer l'insertion des grappes absorbantes et de l'instrumentation du cœur en maintenant leur alignement avec les assemblages combustibles,
- protéger la cuve des rayonnements gamma et neutronique émis par le cœur,
- supporter l'instrumentation thermique et les conteneurs d'éprouvettes d'irradiation (le rôle de ces éprouvettes est précisé plus loin).

Parmi les équipements internes inférieurs, le « cloisonnement » du cœur est constitué d'un ensemble de plaques longues et étroites (appelées aussi baffles) montées verticalement à l'intérieur de l'enveloppe du cœur et assemblées de façon à former un pourtour polygonal épousant la forme carrée des assemblages combustibles. Ces plaques sont fixées à l'enveloppe du cœur par des entretoises horizontales (« renforts de cloisonnement »), avec des trous pour le passage de l'eau. L'ensemble est assemblé par des vis.

Pour les premiers réacteurs français, c'était initialement de l'eau « froide » qui passait entre l'enveloppe et le cloisonnement, avec un débit descendant. Cela créait des écarts de pression et de température de part et d'autre du cloisonnement, induisant des efforts importants sur la visserie, des bائلlements à la jonction entre les plaques et des débits transverses à travers ces interstices qui excitaient en vibration des crayons combustibles (phénomène de « jets de baffles »). C'est ainsi que, à partir de 1981, une dégradation de crayons combustibles<sup>712</sup> situés à la périphérie du cœur a été observée dans les premières tranches (centrales nucléaires de Fessenheim et du Bugey [groupe CPO]). Électricité de France a traité ce problème par une modification de conception, consistant à inverser le sens d'écoulement de l'eau entre le cloisonnement et l'enveloppe du cœur (d'un écoulement descendant à un écoulement ascendant),

712. Ces dégradations ont conduit à une dissémination de combustible dans le circuit primaire.

supprimant ainsi les écarts de pression et de température entre les deux côtés du cloisonnement (conversion dite *up flow*).

Toutefois, la question de l'endommagement éventuel des vis, en acier austénitique de type 316, restait posée. Des contrôles par ultrasons ont été effectués à partir de 1988 dans les réacteurs de Fessenheim et du Bugey; un peu plus de 150 vis (sur des milliers) ont été trouvées endommagées et remplacées. Le mécanisme incriminé est une corrosion sous contraintes « assistée » par l'irradiation. Pour les réacteurs de 900 MWe suivants (contrats-programmes CP1 et CP2), ceux de 1300 MWe et ceux du palier N4, des améliorations supplémentaires de conception ont été adoptées visant à améliorer le refroidissement des vis et à réduire les contraintes thermomécaniques auxquelles elles sont soumises (adaptation du dessin de la vis, de la nuance d'acier, adoption de couples de serrage moins élevés).

Mais une surveillance périodique est maintenue sur ces vis de cloisonnement.

### **27.1.2. Tubes-guides des grappes absorbantes**

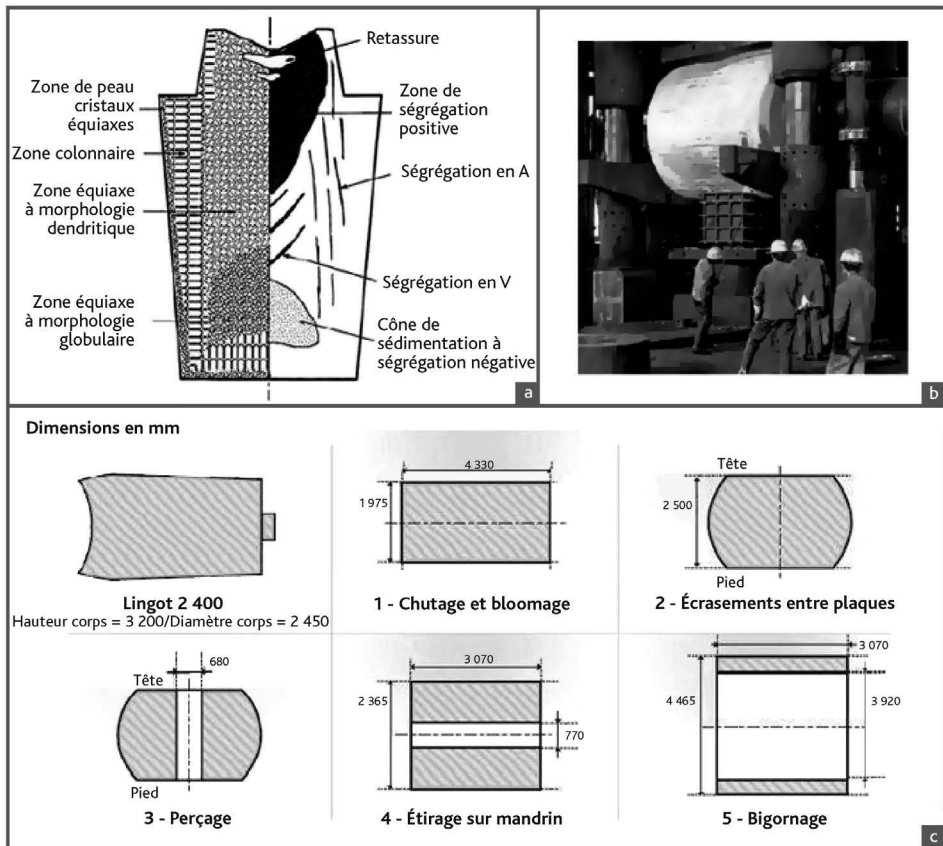
Les tubes-guides des grappes absorbantes assurent le guidage des grappes dans leurs mouvements ascendants et descendants. Chaque tube-guide est constitué d'un carter ajouré en partie basse pour permettre l'écoulement de l'eau du circuit primaire vers les tubulures de sortie d'eau de la cuve. À l'intérieur se trouvent des dispositifs de guidage des crayons absorbants des grappes. L'extrémité inférieure comporte une semelle sur laquelle sont vissées deux broches à lamelles qui viennent s'insérer dans des trous ménagés dans la plaque supérieure du cœur, assurant l'alignement des grappes avec les assemblages combustibles, tout en laissant les tubes-guides libres en dilatation.

Des fissures et des ruptures de broches de tubes-guides ont été observées à partir de 1982, notamment à la centrale nucléaire de Gravelines, par le blocage d'un clapet dû à un corps étranger, qui s'est révélé être un morceau de broche. Des contrôles réalisés sur l'ensemble des tranches ont montré qu'il s'agissait d'un problème générique. La fissuration des broches, en alliage à base de nickel (X750), a été attribuée à un mécanisme de corrosion sous contraintes. De 1982 à 1985, une nouvelle génération de broches a été mise en place dans les réacteurs. Mais un nouvel événement survenu en 1987 à la centrale du Tricastin (un morceau de broche trouvé dans une boîte à eau de générateur de vapeur) a remis en cause l'adéquation de ces nouvelles broches. C'est ainsi que différentes nouvelles générations de broches améliorées ont été mises progressivement en place, jusqu'à la cinquième caractérisée par une nuance d'alliage adaptée, une réduction des contraintes de fabrication et de serrage, une amélioration du dessin, un séquençement optimisé des opérations de fabrication. Néanmoins, Électricité de France a conservé, dans l'ensemble de ses réacteurs, des mesures de surveillance en service et des programmes d'inspection pour détecter d'éventuelles défaillances des nouvelles broches de tubes-guides.

## 27.2. La cuve du réacteur, ses tubulures et son couvercle

Toutes les cuves des centrales françaises ont été fabriquées par Framatome à partir de pièces forgées fournies en grande partie par Creusot-Loire, dont les viroles des cuves. À partir de lingots coulés en aciérie, les viroles de cuve sont obtenues par un processus complexe (voir la figure 27.3 plus loin) comportant différentes opérations de forgeage :

- la découpe des extrémités du lingot pour éliminer les zones contenant des impuretés,
- le perçage du lingot (dans le cas d'un lingot plein),
- l'étirage sur un mandrin,
- le bigornage<sup>713</sup>.



a : ségrégations dans un lingot ; b : opération de bigornage d'une virole 900 MWe ; c : gamme de forge moyenne virole C - 900 MWe

Figure 27.3. Gamme type de forgeage d'une virole de cuve d'un réacteur de 900 MWe à partir d'un lingot plein. IRSN.

713. Augmentation de diamètre.

Au cours de ces opérations, la plupart des impuretés et des ségrégations<sup>714</sup> majeures sont éliminées. Après ces opérations de transformation à chaud, les pièces forgées sont inspectées dans leur totalité par un procédé de contrôle par ultrasons afin d'y rechercher des défauts éventuels (criques, retassures, inclusions<sup>715</sup>, fissures...). Cela peut conduire au rebut d'une pièce en cas de non-respect des critères. Ensuite, les différentes pièces sont assemblées par soudage. Les soudures sont également contrôlées dans leur intégralité avec deux procédés de contrôle différents (radiographie et ultrasons). Le revêtement interne en acier inoxydable est « déposé » par soudage en deux phases sur la paroi interne de la cuve.

Une fois la cuve assemblée, les opérations ultérieures sont principalement une épreuve hydraulique en usine, requise par la réglementation française, puis l'expédition sur site. Sur le plan réglementaire, un suivi de la fabrication est réalisé depuis l'origine par le Bureau de contrôle des chaudières nucléaires (BCCN) du ministère en charge de l'industrie devenu Bureau de contrôle de la construction nucléaire puis Direction des équipements sous pression nucléaires (DEP) de l'Autorité de sûreté nucléaire.

### 27.2.1. « Défauts sous revêtement » de cuves

Des petits défauts de type plan peuvent être créés dans l'acier ferritique lors de la pose du revêtement de la paroi interne de la cuve et de ses tubulures, sous les couches d'acier austénitique. Ils peuvent résulter de deux mécanismes, la fissuration à froid et la décohérence intergranulaire due au réchauffage. La taille des défauts est de quelques millimètres.

La fissuration à froid<sup>716</sup> résulte de la conjonction, dans la zone affectée thermiquement (ZAT) par le soudage, d'une fragilisation par de l'hydrogène et de contraintes

714. Hétérogénéités dans les concentrations locales d'espèces chimiques. Une concentration en carbone plus élevée que celle attendue dans certaines parties de la cuve (fond et couvercle) du réacteur EPR Flamanville 3 a par exemple été portée à la connaissance des organismes de sûreté en 2014. EDF et Areva ont mené des analyses pour déterminer si des pièces forgées installées sur le parc nucléaire en exploitation pouvaient être affectées par de telles hétérogénéités. Ces analyses ont montré qu'une telle anomalie pouvait concerner 46 générateurs de vapeur dont les fonds avaient été fabriqués par Creusot Forge et Japan Casting & Forging Corporation.

715. Matières indésirables métalliques ou non, réparties dans un métal ou alliage.

716. Divers éléments qui suivent sont issus de l'ouvrage de Jean-Pierre Hutin cité au début du présent chapitre (chapitre 10, paragraphes 1.3 et 4.1 de cet ouvrage). D'autres anomalies sont mentionnées dans cet ouvrage, concernant les liaisons (soudures) bimétalliques (LBM) qui permettent, entre autres, d'assembler les gros composants en acier ferritique revêtu avec les tuyauteries en acier inoxydable austénitique du circuit primaire principal. Ces liaisons sont particulièrement contrôlées au stade de la fabrication car leur caractère « non ruptible » doit être démontré pour la durée de vie du réacteur. La réalisation de ces liaisons implique des opérations successives permettant d'assurer une bonne soudabilité des matériaux, avec un premier beurrage de la partie en acier ferritique revêtu puis le remplissage du chanfrein entre le beurrage et un embout en acier inoxydable austénitique. Une dernière opération de traitement thermique de détensionnement est réalisée au stade final de la fabrication afin d'améliorer la ductilité des zones affectées thermiquement. Cette étape joue aussi un rôle sur la redistribution des contraintes résiduelles.

importantes résultant du refroidissement après le soudage. Les défauts sont du type transgranulaire<sup>717</sup>. De tels défauts ont été détectés en 1978 dans des plaques tubulaires de générateurs de vapeur (elles aussi revêtues d'acier austénitique), puis dans certaines cuves lors de leur fabrication, au niveau de leurs tubulures ; il s'agissait de défauts plans perpendiculaires à la paroi interne des cuves. Ce sont les premiers « défauts sous revêtement » découverts dans des cuves, qui ont été dénommés « DSR ». Les composants qui étaient alors en fabrication ont été réparés et les procédures de fabrication ont été modifiées pour éviter ces défauts, mais certaines cuves étaient déjà montées sur les sites.

Électricité de France a cartographié tous les défauts de type DSR situés sous le revêtement de toutes les cuves, en particulier dans la zone du cœur. Des études ont montré que, compte tenu des dimensions des défauts détectés, les coefficients de sécurité réglementaires étaient respectés. Le choix a été fait de les laisser en l'état, une réparation apparaissant très délicate. Ces défauts sont protégés de la corrosion par le revêtement et les sollicitations en fatigue sont très faibles dans les zones concernées.

Les programmes d'inspection en service comportent des examens par ultrasons ciblés sur les soudures et les zones adjacentes pour y rechercher d'éventuels défauts issus des procédés de fabrication et qui pourraient se trouver n'importe où dans l'épaisseur des cuves. Électricité de France a fait développer des capteurs à ultrasons capables de détecter et de caractériser des défauts de très petites dimensions (typiquement 5 mm) qui seraient situés dans l'acier ferritique, juste sous le revêtement. À partir de 1989, cette technique a été mise en œuvre lors des visites complètes pour inspecter une partie puis rapidement la totalité de la zone du cœur (la seule où la fragilisation par irradiation pourrait rendre les défauts sous revêtement vraiment préoccupants). Plusieurs générations de procédés ultrasonores ont été successivement utilisées pour l'acquisition et pour le traitement des signaux, avec des performances sans cesse améliorées : procédé TPM (trente premiers millimètres), VPM (vingt premiers millimètres) puis ZDC (zone de cœur). Tous sont portés par la machine d'inspection en service (MIS – voir plus loin l'une de ces machines représentée sur la figure 27.6).

Une vingtaine d'indications classées DSR ont ainsi été détectées et caractérisées sur l'ensemble des cuves françaises, celle du réacteur Tricastin 1 apparaissant comme la plus affectée. Les contrôles successifs ont confirmé l'absence d'évolution.

Les décohésions intergranulaires surviennent dans la ZAT et sont liées au forgeage, aux passes successives ou aux traitements de détensionnement ultérieurs. La taille des défauts qui en résultent est limitée à celle de la ZAT (qui a une structure à gros grains) Ils sont parallèles à la surface de la pièce et ont été dénommés décohésions intergranulaires dues au réchauffage (DIDR). Les DIDR ont été découverts dans les viroles de cuves à l'occasion de la vérification de l'efficacité des mesures prises pour remédier aux DSR. Dès que les conditions d'apparition de ces anomalies ont été identifiées,

---

717. C'est-à-dire qui traversent les grains du matériau. Des défauts sont qualifiés d'intergranulaires quand ils sont localisés entre les grains.

des mesures préventives ont été prises en fabrication. Mais de nombreuses cuves qui étaient déjà en service n'ont pu en bénéficier.

Dans les viroles, il a d'abord été considéré que seuls des DIDR pouvaient s'y former, mais certains défauts détectés (ceux qui ont été trouvés dans les cuves des centrales de Saint-Laurent-des-Eaux ou du Tricastin) ont conduit à considérer que les viroles pouvaient aussi être concernées par des DIDR. Réciproquement, la géométrie des tubulures de cuves les rend plus sensibles à la fissuration à froid, mais on a pu aussi y trouver des DIDR.

La surveillance en service de ces défauts bénéficie des développements évoqués plus haut pour les DSR.

### **27.2.2. Fissuration d'adaptateurs de couvercles de cuve**

Au mois de septembre 1991, une petite fuite a été détectée au niveau de l'une des traversées du couvercle de la cuve du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Bugey, au cours de l'épreuve hydraulique du circuit primaire de cette tranche dans le cadre de la visite décennale réglementaire. Ce réacteur de 900 MWe, mis en service en 1979<sup>718</sup>, avait accumulé environ 80 000 heures de fonctionnement.

Après déchargement des assemblages combustibles, l'épreuve hydraulique était réalisée à une pression de 207 bars et à une température voisine de 80 °C, la pression normale de fonctionnement du circuit primaire étant de 155 bars. La fuite décelée, d'environ un litre par heure, affectait l'un des 65 adaptateurs (voir la figure 27.4) étanches permettant le passage, au travers du couvercle de la cuve du réacteur, des tiges des grappes absorbantes et de l'instrumentation associée aux mesures de température du cœur. L'adaptateur affecté était situé à la périphérie du couvercle; il était, comme les autres, réalisé en alliage à base de nickel de type 600<sup>719</sup>.

Les contrôles non destructifs réalisés sur l'adaptateur concerné ont mis en évidence une dizaine de fissures, orientées suivant l'axe de l'adaptateur (défauts dits longitudinaux) et d'une longueur atteignant jusqu'à 8 cm.

Des investigations ont alors été engagées sur l'ensemble des adaptateurs de cette tranche ainsi que sur ceux de deux tranches de même conception qui étaient alors à l'arrêt (Fessenheim 1 et Bugey 4). Des fissures ont été mises en évidence sur ces trois couvercles. Ces défauts ont été attribués à une corrosion sous contrainte (CSC) du métal des adaptateurs, qui s'est développée pendant le fonctionnement du réacteur.

La fissuration constatée pouvait être liée aux conditions suivantes :

- la sensibilité de l'alliage de type 600 à la corrosion sous contraintes,

718. Il avait été raccordé au réseau électrique en 1978.

719. Ce matériau comporte du nickel, 15 % de chrome et 10 % de fer. L'expression « alliage de type 600 » sera préférentiellement utilisée dans la suite du texte, comme pour d'autres nuances (« alliage de type 690 » par exemple), à la place de « Inconel 600 », Inconel étant une marque déposée de Special Metals Corporation désignant différents alliages de métaux.

- l'existence de contraintes résiduelles dues à l'ovalisation des adaptateurs lors de leur soudure d'assemblage sur le couvercle de la cuve,
- la température sous le couvercle de cuve lorsque la tranche est en fonctionnement (environ 315 °C).

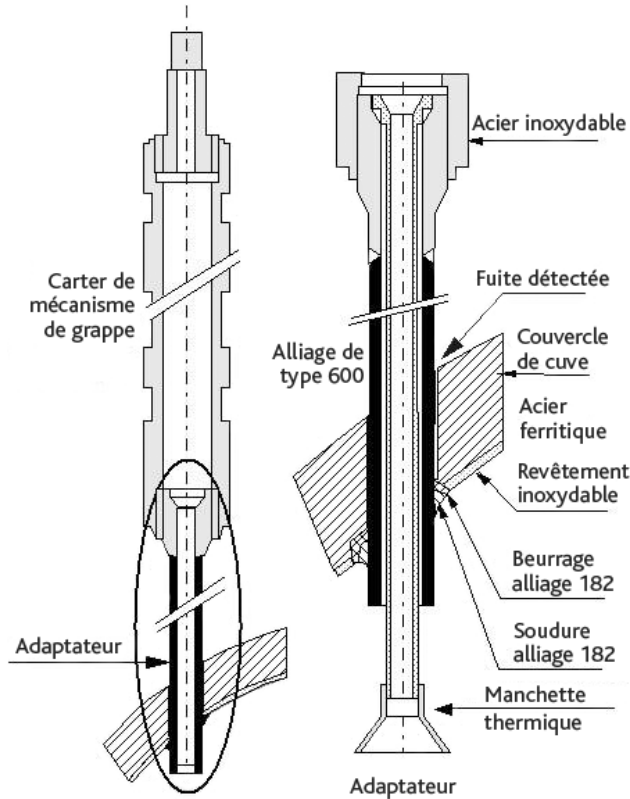


Figure 27.4. Carter sous pression d'un mécanisme de grappe absorbante. L'adaptateur, d'environ 15 mm d'épaisseur, est en alliage de type 600, le beurrage et la soudure sont en alliage de type 182. IRSN.

Les données relatives à la cinétique de propagation d'une corrosion sous contraintes montraient une très grande dispersion. À 315 °C, et selon la sensibilité de l'alliage de type 600 utilisé, les vitesses de propagation étaient estimées comprises entre quelques dixièmes de millimètre et quelques millimètres par an.

L'adaptateur du couvercle du réacteur Bugey 3 à l'origine de la fuite a été déposé et expertisé. Les examens métallographiques ont mis en évidence une fissuration intergranulaire caractéristique d'un phénomène de corrosion sous contraintes de l'alliage de type 600 en milieu primaire, avec deux fissures au niveau de la soudure de l'adaptateur sur le couvercle. Amorcées au fond de la zone de la soudure, elles avaient progressé de façon symétrique vers le haut et vers le bas de l'adaptateur. La fissure la plus longue

débouchait sur la paroi externe de l'adaptateur et l'examen de cette zone a montré que la fissure avait traversé progressivement l'adaptateur au cours de l'exploitation de la tranche et qu'elle s'était propagée dans le métal déposé de la soudure.

L'expertise a aussi mis en évidence des fissures d'orientation circonférentielle du côté externe de l'adaptateur. Ces fissures, initiées à partir de la racine de la soudure, s'étaient propagées dans le métal de base de l'adaptateur et dans le métal déposé. Elles étaient vraisemblablement dues au fait que l'interstice entre l'adaptateur et le couvercle avait été maintenu en présence d'eau primaire à la suite de la fissuration traversante de l'adaptateur. La profondeur de ces fissurations ne dépassait pas 2 mm dans l'adaptateur et 3,5 mm dans la soudure. La fissuration propagée dans la soudure a pu être amorcée à partir d'un défaut de fabrication de type « fissuration à chaud ».

### 27.2.2.1. Situation des autres réacteurs

À quelques nuances près, la conception des adaptateurs des autres réacteurs du parc alors en fonctionnement était identique. Une analyse des paramètres pouvant influencer sur la corrosion sous contraintes de ces adaptateurs a conduit, dans un premier temps, à classer les réacteurs français des différents paliers de la manière suivante, en regard de ce risque d'endommagement :

- les six réacteurs des centrales nucléaires de Fessenheim et du Bugey, démarrés entre 1977 et 1979; la température sous le couvercle y est, en fonctionnement, d'environ 315 °C;
- les autres réacteurs de 900 MWe (28 réacteurs); la température sous le couvercle n'y est que d'environ 290 °C;
- les 20 réacteurs de 1300 MWe, démarrés entre 1984 et 1992; la température sous certains couvercles y était plus élevée (entre 315 °C et 320 °C).

La Direction de la sûreté des installations nucléaires a néanmoins demandé que des sondages soient effectués sur tous les types de réacteurs.

La mise en évidence, en novembre 1992, de fissurations dans trois des 65 adaptateurs du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Blayais (réacteurs de 900 MWe) a montré que l'anomalie pouvait affecter tous les réacteurs du parc électronucléaire français. Cela a conduit à définir un programme étendu de contrôles portant sur chacun des types de réacteur. Ces contrôles ont été effectués d'abord avec des méthodes manuelles nécessitant le démontage des mécanismes des grappes et des manchettes thermiques, puis avec des moyens robotisés permettant de limiter les démontages et l'irradiation du personnel.

D'une façon générale, les fissurations détectées ne concernaient que des adaptateurs périphériques mais pouvaient se trouver sur tous les types de réacteurs. Les événements<sup>720</sup> des couvercles de cuves n'ont pas été trouvés fissurés, bien qu'ils aient été

---

720. Les événements sont de petits tubes traversant le couvercle, permettant le dégazage de la cuve lors de la mise ou remise en service du réacteur. Ils sont ensuite bouchés.



initialement considérés par Électricité de France comme précurseurs de la fissuration des adaptateurs<sup>721</sup>.

Il est apparu que la température sous le couvercle de la cuve n'était pas déterminante dans l'apparition et le développement de la corrosion sous contraintes dans les adaptateurs – les études et recherches menées sur la corrosion sous contraintes des alliages à base de nickel ont ensuite permis de confirmer que si la température joue un rôle, d'autres facteurs liés au matériau et à son procédé de fabrication sont tout aussi, voire plus, déterminants.

### 27.2.2.2. Impact sur la sûreté

Les défauts longitudinaux constatés n'étaient pas susceptibles de mettre en cause la résistance mécanique des adaptateurs, en l'absence de fuite. En revanche, une fuite d'eau primaire borée aurait pu conduire à une corrosion de l'acier ferritique du couvercle.

Dans le cas particulier des adaptateurs, la corrosion de l'acier ferritique peut même être accélérée par une concentration de l'acide borique dans l'interstice entre l'adaptateur et le couvercle, par évaporation de l'eau primaire. En l'absence d'éléments probants du contraire, il est dès lors apparu prudent de chercher à éviter toute fuite au niveau d'un adaptateur. Cette position a été renforcée par les constatations faites sur la traversée expertisée du réacteur Bugey 3 qui a montré la possibilité de fissurations circonférentielles à partir de la surface extérieure, selon une cinétique qui pourrait être accélérée par la présence d'un milieu concentré en acide borique.

Par ailleurs, selon une démarche de défense en profondeur, l'accident le plus grave envisageable a été étudié: il s'agissait d'une rupture d'adaptateur conduisant en particulier à l'éjection de la grappe (de contrôle) associée et à la dépressurisation du circuit primaire.

L'accident d'éjection d'une grappe de contrôle étudié dans les rapports de sûreté correspond à une insertion de réactivité entraînant un accroissement brusque de la puissance du réacteur (voir le chapitre 35). L'initiateur retenu est l'éjection du bouchon de la gaine de la tige de la grappe de contrôle (d'un diamètre de 40,6 mm), mais la diminution de pression induite par la brèche n'est pas prise en compte pour l'évaluation de la pression maximale atteinte dans le circuit primaire, calculée en ne tenant compte que de l'échauffement de l'eau dû à l'excursion de puissance; cela est évidemment pessimiste. La valeur maximale obtenue est de 190 bars, largement inférieure à la pression d'épreuve hydrostatique.

Il a été montré que, en cas de rupture d'un adaptateur et en tenant compte de la brèche provoquée par l'éjection de l'ensemble du mécanisme (d'un diamètre de 101,6 mm), la pression maximale atteinte serait inférieure à celle du cas étudié dans les rapports de sûreté. Les calculs ont aussi montré que les efforts sur les guides

---

721. Il peut être noté qu'une fuite d'évent (en alliage de type 600) est survenue en 2010 dans le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire coréenne de Yong-Gwang.

des grappes de contrôle et la plaque supérieure du cœur seraient, en cas d'éjection d'un adaptateur, très inférieurs aux chargements retenus lors du dimensionnement. Un tel accident devait pourtant rester exceptionnel.

Par contre, il n'a pas été possible de démontrer que l'éjection d'un adaptateur ne pourrait pas conduire à la rupture d'un adaptateur voisin affecté de défauts. Or l'éjection simultanée de deux grappes noires initialement complètement insérées (ce qui est contraire aux spécifications techniques d'exploitation) conduirait à un endommagement du combustible. Des précautions particulières s'imposaient donc.

### **27.2.2.3. Prévention, surveillance et limitation des conséquences**

Différentes dispositions ont été prises pour améliorer la prévention des fissurations, assurer leur détection en temps utile et limiter leurs conséquences éventuelles.

Une modification destinée à abaisser la température sous les couvercles des cuves de tous les réacteurs de 1300 MWe aux environs de 290 °C a été mise en œuvre dès le début de 1992, au fur et à mesure des arrêts annuels. Elle a été poursuivie malgré la découverte de défauts sur des tranches de 900 MWe (dont la température sous les couvercles des cuves est de 290 °C) car elle ne peut être que favorable – même si la température n'est pas le seul facteur influent.

### **27.2.2.4. Développement de moyens de contrôle**

Des moyens de contrôle automatisés ont été développés afin d'accroître les possibilités de contrôle des adaptateurs tout en réduisant les doses reçues par les personnels concernés. Les moyens utilisés ont été, d'une part les courants de Foucault, d'autre part les ultrasons, ainsi bien entendu que les observations télévisuelles ou le ressuage :

- l'exploitant disposait de deux dispositifs pour réaliser des observations télévisuelles ; l'un permettait l'examen de la surface externe du couvercle afin d'y détecter d'éventuelles traces de bore ; l'autre permettait l'examen de la surface interne du couvercle afin d'y détecter d'éventuelles fissurations soit dans les soudures entre adaptateur et couvercle de cuve, soit sur la face interne des adaptateurs, lorsque ceux-ci n'étaient pas équipés de manchettes thermiques ;
- un outillage de ressuage à distance des soudures a été développé pour compléter les observations télévisuelles ; les contrôles effectués sur quelques soudures des couvercles des réacteurs n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Bugey n'ont pas mis en évidence d'indication de fissure ;
- l'exploitant a disposé, à partir de 1992, de méthodes automatisées de contrôles non destructifs, ne nécessitant pas la dépose des manchettes thermiques. Ces méthodes utilisent des sondes à courants de Foucault au contact, permettant de détecter les fissurations longitudinales ou circonférentielles dans la zone de la soudure ; la sonde est introduite dans l'adaptateur entre la manchette thermique et l'adaptateur proprement dit. La profondeur des défauts est ensuite

déterminée à l'aide de contrôles par ultrasons des fissurations détectées dans la zone de la soudure, ce qui nécessite la dépose de la manchette thermique.

L'exploitant a ainsi pu mettre en œuvre un programme de contrôles destinés à mieux apprécier l'étendue de l'anomalie et sa vitesse d'évolution.

Les résultats obtenus ont permis de considérer qu'une progression de 4 mm par cycle pouvait être considérée comme une enveloppe incluant les imprécisions de mesure.

### 27.2.2.5. Réparations

Outre l'adaptateur fissuré de Bugey 3, qui a été remplacé selon un procédé dont la mise au point a été longue (et qui a conduit à une exposition radiologique notable des intervenants), les couvercles des réacteurs Bugey 4, Paluel 4 et Flamanville 1 ont également été réparés en 1992.

L'analyse du dossier présenté par Électricité de France au début 1993 a conduit la Direction de la sûreté des installations nucléaires, après avis de la Section permanente nucléaire et du Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, à notifier un critère de réparation des traversées fissurées. Il impliquait la réparation de toutes les fissures traversantes ou susceptibles de le devenir au cours du cycle suivant de fonctionnement. Alors que l'épaisseur des adaptateurs est de l'ordre de 15 mm, une fissure située dans la zone de la soudure entre l'adaptateur et le couvercle ou au-dessus de celle-ci doit être réparée lorsque l'épaisseur de métal sain qui reste derrière la fissure est inférieure à 4 mm.

En fait, le programme de remplacement des couvercles affectés (voir plus loin) a limité le programme de réparation.

### 27.2.2.6. Détection des fuites

Comme il importe de détecter rapidement une fuite, des dispositions ont été développées à cette fin fondées sur une détection de l'azote  $^{13}\text{N}$ <sup>722</sup>. Les dispositifs correspondants ont été mis en place, dans un premier temps, dans les réacteurs les plus affectés, puis dans un second temps dans les réacteurs qui n'avaient pas encore fait l'objet d'un contrôle exhaustif des adaptateurs.

En cas de fuite d'eau du circuit primaire, de l'azote  $^{13}\text{N}$  se retrouve sous le calorifuge démontable du couvercle (« casing ») où un prélèvement gazeux permanent a été mis en place, avec une chaîne de comptage constituée de deux capteurs permettant de mesurer l'activité correspondante. La méthode permet de détecter une fuite inférieure à 1 kg/h.

---

722. L'azote  $^{13}\text{N}$  est produit dans l'eau de refroidissement du cœur du réacteur, sa décroissance radioactive conduit à l'émission de deux rayonnements  $\gamma$  de 511 keV (de directions opposées), avec une période radioactive de dix minutes.

### 27.2.2.7. Dispositifs anti-éjection

Des dispositifs anti-éjection ont été mis en place sur les tranches de Fessenheim et du Bugey pour empêcher que le pied d'un adaptateur rompu puisse sortir du couvercle de la cuve.

Compte tenu du programme de contrôle, de réparation et de changement des couvercles, il n'a pas été jugé nécessaire de demander à Électricité de France d'équiper les autres tranches de 900 MWe de dispositifs anti-éjection.

### 27.2.2.8. Situation actuelle

Du fait des fissurations observées, Électricité de France a pris la décision de remplacer tous les couvercles de cuve des réacteurs du parc électronucléaire français qui étaient équipés d'adaptateurs en alliage de type 600; ces remplacements ont commencé en 1994 et se sont achevés à la fin des années 2000. Ils ont concerné tous les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe, ceux de 1450 MWe ayant bénéficié dès leur mise en service du retour d'expérience puisque leurs couvercles ont été équipés d'adaptateurs en alliage de type 690.

Aucune fissuration sous contraintes n'a été observée pour les adaptateurs en alliage de type 690. Néanmoins, les adaptateurs de quelques couvercles témoins sont contrôlés par courants de Foucault lors des visites complètes (soit tous les dix ans).

### 27.2.2.9. Fissurations observées dans des couvercles de cuves à l'étranger

L'un des événements les plus notables à l'étranger est celui survenu en 2002 à la centrale nucléaire de Davis-Besse<sup>723</sup> aux États-Unis (Ohio).

Le 5 mars 2002, au cours des travaux d'arrêt de tranche pour rechargement du combustible dans le cœur du réacteur, un endommagement du couvercle de la cuve a été découvert au niveau d'un adaptateur de commande de grappe, dû à la corrosion sous contraintes de l'alliage à base de nickel équipant les traversées du couvercle. Les investigations ont fait apparaître une cavité dans toute l'épaisseur de l'acier au carbone, de telle sorte que la pression du circuit primaire n'était plus contenue que par le revêtement interne en acier inoxydable (d'une épaisseur de quelques millimètres) qui présentait en outre un gonflement et une fissure traversante au niveau de la cavité de corrosion. La cavité a résulté de la fuite d'eau par la fissure de l'adaptateur et de la corrosion par l'acide borique. Cet événement a été considéré comme un précurseur d'accident; l'accident qui aurait pu survenir était une brèche du circuit primaire de taille « intermédiaire », au niveau du couvercle de la cuve, avec probablement l'éjection d'une grappe de contrôle. Des scénarios conduisant à des conséquences plus sérieuses étaient envisageables, comme l'éjection de plusieurs grappes et une déchirure importante du couvercle de cuve<sup>724</sup>. Si les causes techniques ont

723. Cette centrale, située dans l'État de l'Ohio, comporte un seul réacteur à eau sous pression, d'une puissance de 837 MWe.

724. Il est à noter que cet événement a été classé au niveau 3 de l'échelle INES.

été identifiées, notamment la sensibilité de l'alliage à base de nickel à la corrosion sous contraintes, des causes de nature organisationnelle ont aussi été mises en avant, concernant l'exploitant First Energy Nuclear Operating Corporation (FENOC) et, même au-delà, dans le domaine plus global du management et du contrôle de la sûreté.

Bien que des dépôts d'acide borique au niveau de l'adaptateur concerné aient été constatés dès 1998, aucune mesure corrective n'avait été entreprise et les examens par contrôle télévisuel menés à plusieurs reprises n'avaient jamais permis de déceler la cavité qui se développait dans le couvercle.

De plus, les premiers signes patents de fissuration dans des couvercles de cuve avaient été découverts aux mois de mars et d'avril 2001 dans des tranches similaires à celle de Davis-Besse. Un programme d'étude des vulnérabilités des tranches américaines avait été entrepris. Les résultats, connus en mai 2001, montraient que Davis-Besse était l'une des tranches les plus vulnérables, mais l'exploitant n'effectua les contrôles qu'en mars 2002, à l'occasion de l'arrêt programmé du réacteur pour rechargement du combustible du cœur.

De façon générale, les enseignements de cet événement ont confirmé le bien fondé des dispositions adoptées par Électricité de France à l'égard des couvercles des cuves des réacteurs du parc électronucléaire français, précisées plus haut.

#### **27.2.2.10. Mise en œuvre d'une surveillance particulière des « zones en Inconel » à partir de 1992**

Des dégradations par corrosion sous contraintes de pièces en alliage de type 600 avaient été constatées d'abord pour des tubes des générateurs de vapeur, puis pour des piquages d'instrumentation des pressuriseurs des réacteurs de 1300 MWe. Une telle dégradation survenue à la centrale nucléaire de Gravelines en 1991 a conduit Électricité de France à proposer en 1992 aux organismes de sûreté une démarche et des programmes pluriannuels de surveillance spécifique des zones du circuit primaire principal réalisées en alliage de type 600.

Les zones les plus vulnérables à la corrosion sous contraintes de ce circuit ont été recensées, en fonction de la sensibilité intrinsèque du matériau, des contraintes à l'état permanent (hors transitoires) et de la température de fonctionnement<sup>725</sup>; il s'agit, par ordre décroissant de vulnérabilité<sup>726</sup>:

- des adaptateurs périphériques<sup>727</sup> de passage des commandes des grappes dans les couvercles des cuves,

725. Le risque de corrosion sous contraintes est d'autant plus élevé que la température est élevée.

726. La sensibilité des tubes de générateur de vapeur en alliage de type 600 a été identifiée en laboratoire puis constatée sur les sites dans les années 1980. Le programme de surveillance des tubes est spécifique et distinct du dossier « zones en Inconel » pour des raisons historiques et liées à la spécificité des méthodes de contrôle.

727. Les adaptateurs périphériques ont un niveau de contraintes résiduelles élevé en raison de la géométrie spécifique du soudage; de plus, ils ne bénéficient pas du traitement thermique de détensionnement du couvercle.

- des liaisons soudées entre l'attente de plaque de partition et la plaque de partition dans les boîtes à eau des générateurs de vapeur,
- des « pénétrations de fond de cuve »<sup>728</sup> non détensionnées (cas des pénétrations qui ont nécessité une réparation après l'opération de détensionnement de la cuve),
- des supports dits M situés à la partie inférieure des cuves, qui assurent le maintien radial de leurs structures internes.

Les programmes de surveillance ont évolué et ont été renforcés au fil du temps pour prendre en compte les observations faites et les résultats des travaux de recherche et développement<sup>729</sup>. On reviendra plus loin sur des observations faites sur des pénétrations de fond de cuve et sur des tubes de générateurs de vapeur.

Ces programmes ont été analysés de façon approfondie, par les organismes de sûreté; le BCCN, l'IPSN et la Section permanente nucléaire ont tout particulièrement été impliqués.

En 2001, la Direction de la sûreté des installations nucléaires a pris une décision<sup>730</sup> fixant les conditions du suivi en service des zones en Inconel 600 dans les réacteurs. Cette décision tient compte de l'identification des zones les plus sensibles, mais prévoit également d'élargir les contrôles à d'autres zones pour tenir compte de la difficulté de définir avec exactitude l'instant d'apparition du phénomène de corrosion sous contraintes en fonction de la durée de fonctionnement des matériels.

### ***27.2.3. Fissuration de pénétrations de fond de cuve détectée en 2011***

La découverte d'indications caractéristiques d'un amorçage de fissuration par corrosion sous contraintes dans des plaques de partition en alliage de type 600 de boîtes à eau de générateurs de vapeur (notamment en 2002 dans la boîte à eau du générateur de vapeur n° 2 du réacteur Chinon B4, pour laquelle aucun amorçage n'était pourtant attendu), a montré que les modèles prédictifs des délais d'amorçage étaient entachés de fortes incertitudes et que ces délais pouvaient ainsi être surestimés. Il convenait dès lors non seulement de contrôler l'ensemble des boîtes à eau des générateurs de vapeur – et non de se limiter à des contrôles par sondage comme le prévoyaient alors les programmes de surveillance –, mais aussi d'amplifier les contrôles des pénétrations de fond de cuve (PFC) en alliage de type 600, même si ces zones avaient été considérées comme moins vulnérables que les boîtes à eau des générateurs de vapeur. À cet égard, un événement notable était à prendre en considération: en 2003, des fuites

728. Dispositifs étanches de traversée du fond de la cuve permettant le passage de l'instrumentation du cœur (système RIC).

729. Quelques travaux de R&D sur la corrosion sous contraintes des alliages à base de nickel sont notamment évoqués dans le paragraphe 10.1 de l'ouvrage « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.

730. Décision DSIN-BCCN/MP/AR n° 010067 du 5 mars 2001.

avaient été détectées au niveau de deux pénétrations de fond de cuve du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de South Texas aux États-Unis (Texas), après seulement 15 années d'exploitation (ces PFC n'étaient pas détensionnées<sup>731</sup>).

L'autorité de sûreté a donc demandé à Électricité de France de réaliser des contrôles non destructifs des PFC des réacteurs de 900 MWe à l'occasion de leur troisième visite décennale.

C'est ainsi que, en octobre 2011, des indications d'une fissuration d'orientation longitudinale ont été détectées dans la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines (900 MWe) lors du contrôle par ultrasons des PFC programmé à l'occasion de sa troisième visite décennale (voir la figure 27.5). Ces indications étaient situées au niveau de la soudure d'angle reliant la PFC à la surface intérieure de la cuve. Leur profondeur atteignait une valeur voisine de l'épaisseur de la PFC. Le défaut a été considéré comme traversant le métal de base au droit de la soudure; néanmoins, les examens ultérieurs ont montré l'absence de chemin de fuite et aucune fuite n'a été relevée.

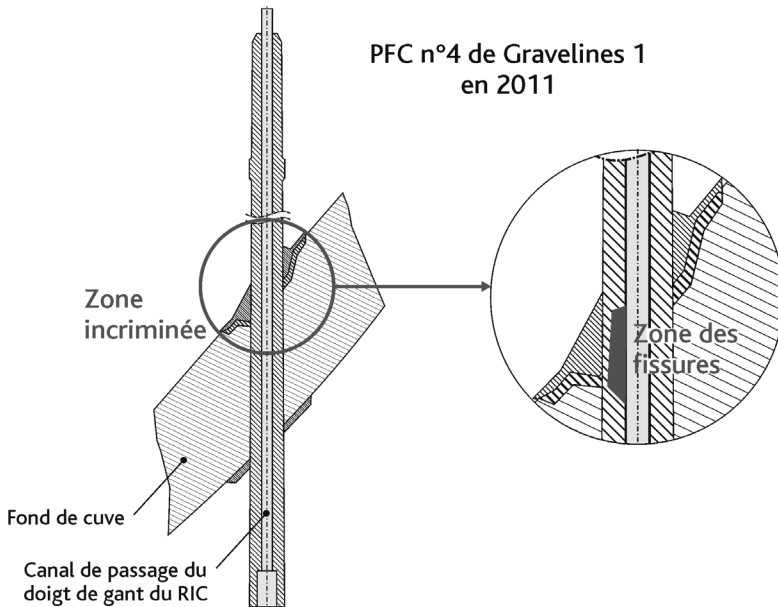


Figure 27.5. Réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines: schémas de la pénétration de fond de cuve n° 4 et de la zone fissurée. IRSN.

Le réacteur concerné avait été mis en exploitation en 1980 et les précédents contrôles réalisés en 2001 n'avaient pas mis en évidence d'indication correspondant à une fissuration par corrosion sous contraintes. Seules deux indications longitudinales situées dans la même zone, attribuées à des hétérogénéités métallurgiques datant

731. Le traitement de détensionnement est un traitement thermique destiné à diminuer (ou relaxer) les contraintes induites par la fabrication, notamment le soudage.

de la fabrication, avaient été identifiées. Les pénétrations de fond de cuve du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines avaient été soudées avant la réalisation du traitement thermique de détensionnement final de la cuve.

Jusqu'alors, la sensibilité de l'alliage de type 600 à la corrosion sous contraintes n'était apparue affecter que des composants exposés aux conditions de température de la branche chaude sans avoir subi de traitement thermique de détensionnement. Cet événement a montré qu'une telle fissuration pouvait apparaître en service dans des conditions de température correspondant à celle de la branche froide et dans des zones ayant fait l'objet d'un traitement thermique de détensionnement. Les programmes de maintenance prennent en compte ce risque.

La conséquence d'une telle dégradation pouvait être une corrosion de la paroi de la cuve qui avait pu entraîner une fuite non isolable au fond de la cuve.

#### **27.2.4. Surveillance de la « zone de cœur » de la cuve**

La « zone de cœur » de la cuve correspond à la partie de la virole latérale cylindrique de la cuve exposée aux rayonnements provenant du cœur. Cette exposition est de nature à fragiliser l'acier de cuve, par une modification de ses propriétés mécaniques, notamment une fragilisation. Cette fragilisation se manifeste par l'augmentation de la température de transition ductile-fragile, préjudiciable à la ténacité du matériau en cas de choc thermique « froid »<sup>732</sup>. Cette fragilisation est évaluée (et anticipée) à l'aide de modèles empiriques, ajustés sur des données issues de l'analyse d'éprouvettes du programme de surveillance de l'irradiation (PSI), complétées par des programmes d'irradiation dans des réacteurs d'expérimentation<sup>733</sup>.

Le programme de surveillance de l'irradiation consiste à tester, pour chacune des cuves des réacteurs français, des échantillons représentatifs de l'acier de la cuve disposés à l'intérieur de capsules à la périphérie du cœur du réacteur; ces capsules contiennent aussi des dosimètres pour mesurer la fluence neutronique reçue par les échantillons. Du fait de leurs emplacements, les capsules sont exposées à un flux neutronique plus élevé que celui qui est reçu par la cuve, ce qui permet d'anticiper le comportement des matériaux après une exploitation équivalente à 10 ans, 20 ans, 30 ans, 40 ans, voire plus.

Par ailleurs, la « zone du cœur » de la cuve fait l'objet de contrôles en service, au moyen de machines spécifiquement développées et améliorées au fil du temps (machines d'inspection en service [MIS] – voir la figure 27.6).

L'analyse de l'aptitude des cuves à leur service, réalisée par l'exploitant à l'occasion des réexamens périodiques associés aux visites décennales, comporte notamment une

732. Arrivée plus ou moins brutale d'eau à une température inférieure à celle de l'eau initialement présente auprès ou dans la structure (par exemple la cuve d'un réacteur).

733. Quelques programmes sont évoqués dans le paragraphe 10.1 de l'ouvrage « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.



analyse du risque de rupture brutale. Cette analyse vise à étudier le risque d'amorçage de défauts postulés, dont la géométrie et les dimensions sont définies de manière conventionnelle (la profondeur correspond au quart de l'épaisseur de la paroi de la cuve). Les propriétés mécaniques considérées pour l'acier tiennent compte de l'irradiation subie, et le chargement appliqué est celui qui résulterait des transitoires thermiques les plus pénalisants (par exemple une arrivée d'eau « froide » en provenance du système d'injection de sécurité en cas de brèche du circuit primaire<sup>734</sup>). En cas de détection d'un défaut réel, son innocuité à l'égard du risque de rupture brutale lors de tels transitoires thermiques doit être montrée.

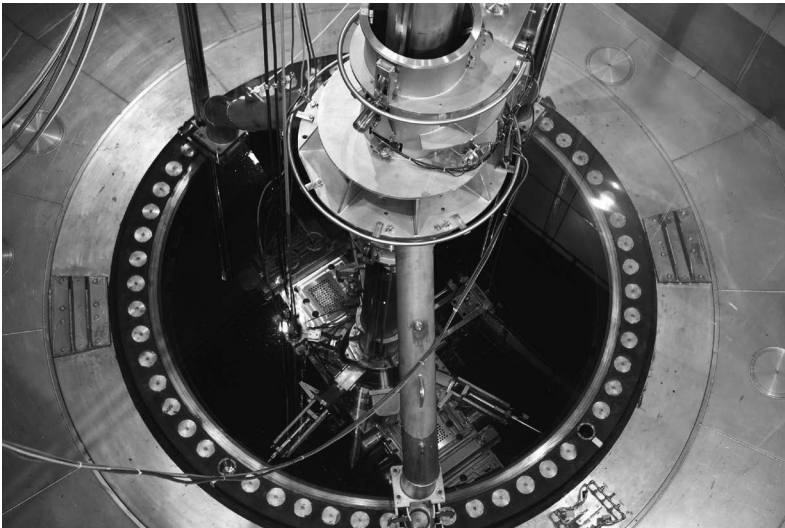


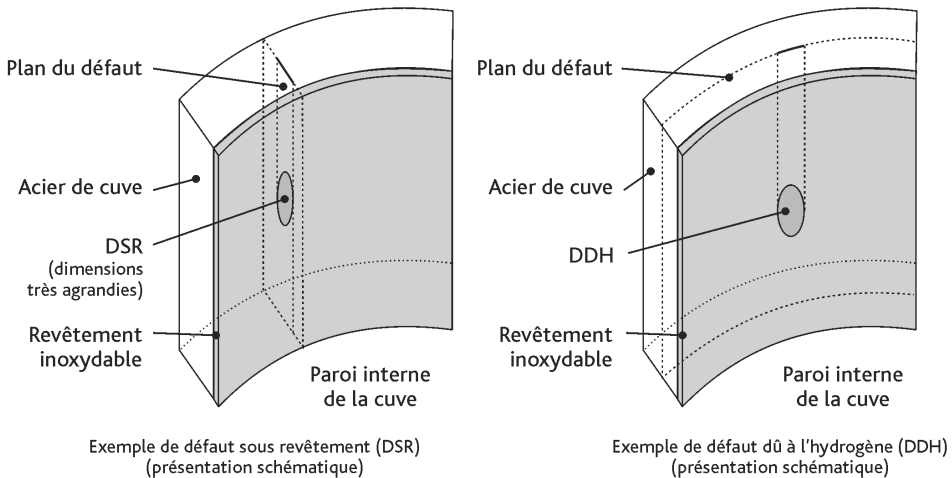
Figure 27.6. Une machine d'inspection en service de la cuve d'un réacteur à eau sous pression de la centrale nucléaire du Bugey. Bruno Conty/EDF.

### ***27.2.5. Défauts observés dans des cuves de réacteurs en Belgique***

En juin 2012, des contrôles ont été effectués sur la cuve du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Doel. Pour la première fois en Belgique, l'intégralité de la surface interne de la « zone de cœur » de la cuve a été inspectée par ultrasons. Ces contrôles visaient à rechercher d'éventuels « défauts sous revêtement », comme cela se pratique en France. Ces contrôles ont mis en évidence des indications qui ont été considérées par l'exploitant comme étant dues à des défauts localisés dans l'acier de la cuve (voir la figure 27.7). Ces indications, orientées plus ou moins parallèlement

734. Ces transitoires entraînent dans la cuve des écoulements complexes. Des essais sont réalisés sur des maquettes et dans des boucles afin d'apporter des éléments de connaissance parfois inaccessibles par la simulation numérique, ou sujets à de fortes incertitudes.

à la paroi interne de la cuve, étaient en très grand nombre, d'une longueur de 12 à 16 mm.



**Figure 27.7.** Schémas montrant des défauts sous revêtement (à gauche) et les défauts dus à l'hydrogène (à droite) trouvés dans la cuve du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Doel en Belgique. IRSN.

Au mois de septembre 2012, la cuve du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Tihange, fabriquée par la même entreprise néerlandaise RDM<sup>735</sup>, a subi la même inspection par ultrasons; l'inspection a conduit à détecter dans la cuve de Tihange 2 des défauts similaires à ceux constatés dans la cuve de Doel 3.

Ces deux éléments et la localisation des indications tendaient à attribuer ces indications à des défauts dus à l'hydrogène (DDH); leur origine pouvait être liée au taux d'hydrogène présent dans le métal lors de la fabrication par l'entreprise néerlandaise RDM. Il se peut en effet que, lors de la fabrication de pièces en acier, la concentration d'hydrogène soit trop importante dans l'acier au moment de son refroidissement et de son durcissement; cela peut mener à de fines décohésions dues à l'hydrogène (DDH) dans l'acier des pièces forgées.

À la suite de cette découverte, l'autorité de sûreté belge (AFCN) a décidé que les deux réacteurs affectés par ces défauts ne pourraient pas être redémarrés avant que l'exploitant Electrabel ait pu démontrer que la présence des DDH n'avait aucun impact sur l'intégrité et donc sur la sûreté des cuves.

L'instruction technique de cette affaire, qui a mobilisé, outre Electrabel, les organismes belges AIB-Vinçotte et Bel V ainsi que l'Oak Ridge National Laboratory<sup>736</sup>, n'a pu être conclue que trois ans plus tard, après la réalisation et l'interprétation de

735. Rotterdamsche Droogdokmaatschappij (RDM).

736. Ainsi que quelques experts de l'ASN, de l'IRSN, de la GRS...

tests de résistance mécanique d'échantillons représentatifs des cuves et des analyses visant à montrer l'innocuité des défauts observés. L'autorisation de redémarrage de Doel 3 et de Tihange 2 a finalement été accordée par l'AFCN au mois de novembre 2015.

L'entreprise néerlandaise RDM, qui n'existe plus aujourd'hui, n'a pas fabriqué de viroles de cuve pour des centrales françaises.

Les défauts dus à l'hydrogène sont en général associés à des zones de ségrégation. Ils se présentent sous forme de multiples microfissures orientées presque parallèlement à la paroi interne de la cuve. Pour éviter l'apparition de ces défauts, le taux d'hydrogène est contrôlé à la coulée et un traitement thermique spécifique est réalisé lors du forgeage pour réduire autant que faire se peut le taux d'hydrogène dans la pièce métallique. Au cours des cinquante dernières années, seules quelques pièces destinées au parc électronucléaire français ont présenté ponctuellement des DDH et ont été mises au rebut à la suite des contrôles réalisés par le fabricant.

Une recherche a été effectuée par Électricité de France et le constructeur des cuves françaises sur la base des documents de fabrication. Les résultats de cette recherche n'ont pas conduit à suspecter la présence en nombre de défauts de type DDH, compte tenu des dispositions et des contrôles de fabrication mis en œuvre pour les cuves du parc électronucléaire français. Des relectures des contrôles réalisés lors des visites complètes et des contrôles spécifiques pour la détection de DDH ont été réalisées par Électricité de France : il n'a pas été détecté dans les cuves françaises de défauts comparables aux DDH détectés dans les cuves belges de Doel 3 et de Tihange 2.

## ***27.3. Les générateurs de vapeur***

L'importance du bon comportement des tubes des générateurs de vapeur pour la sûreté de l'installation et la prévention de rejets radioactifs dans l'environnement a été plusieurs fois soulignée dans des chapitres précédents. Il est donc normal que ces composants fassent l'objet d'une attention soutenue.

Pour l'exploitant, il s'agit d'identifier les différents types de défauts pouvant affecter les tubes, d'apprécier les risques de rupture associés, de définir et mettre en place des programmes de surveillance ainsi que des mesures de prévention telles que le bouchage des tubes affectés par des défauts.

### ***27.3.1. Les différents types de défauts***

L'expérience mondiale montre que les tubes des générateurs de vapeur peuvent présenter des défauts de types très variés, relevant de phénomènes mécaniques ou physico-chimiques différents (voir la figure 27.8). Ces types de défauts sont apparus au cours du temps, quelquefois après des durées de fonctionnement relativement faibles.

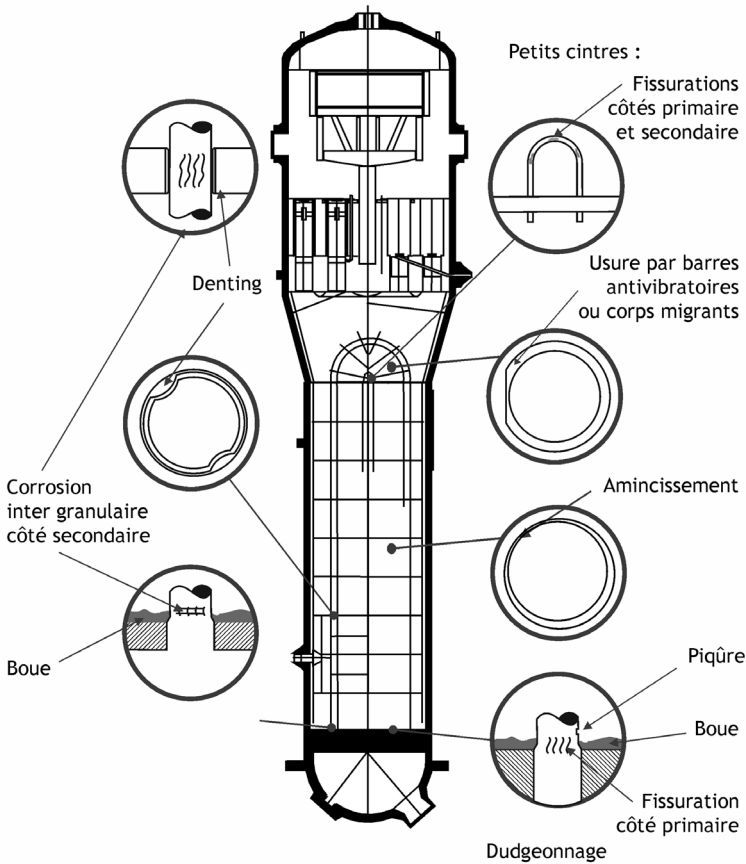


Figure 27.8. Quelques types de défauts dans un générateur de vapeur. Georges Goué/IRSN.

Le premier type, connu par l'expérience américaine, est la striction des tubes au niveau des plaques entretoises (dénommé *denting*). Les autres types peuvent être classés en fonction du phénomène mis en jeu qui peut n'affecter que certaines tranches. Il s'agit notamment :

- de la fissuration de l'alliage de type 600 par corrosion sous contraintes dans l'eau du circuit primaire :
  - dans les cintres de petit rayon des tranches de 900 MWe,
  - dans les zones de transition de dudgeonnage<sup>737</sup> ;

737. Le dudgeonnage consiste à élargir la partie d'un tube de générateur de vapeur introduite dans la plaque tubulaire pour qu'il y ait contact continu entre le tube et cette plaque ; cela évite les crevasses, sièges possibles de corrosions importantes. Le tube est ensuite soudé, du côté de la boîte à eau. Plusieurs techniques ont été successivement utilisées pour limiter les contraintes induites.

- de la corrosion de l’alliage de type 600 dans l’eau du circuit secondaire:
  - corrosion intergranulaire (IGC<sup>738</sup>) au droit des plaques entretoises pour l’alliage de type 600 MA,
  - corrosion intergranulaire au pied des tubes,
  - fissuration circonférentielle par corrosion sous contrainte au pied des tubes,
- d’usures du côté secondaire:
  - par des corps migrants,
  - par contact des tubes avec les barres antivibratoires,
  - par contact entre grands cintres,
- d’autres déformations au droit des plaques entretoises.

D’autres phénomènes se sont manifestés dans des tranches étrangères. C’est le cas de la fatigue vibratoire<sup>739</sup> qui a conduit à des ruptures guillotines complètes de tubes à la centrale nucléaire de North Anna aux États-Unis (en 1987) et à la centrale nucléaire de Mihama au Japon (en 1991). Des phénomènes imputés à de la fatigue vibratoire sont également apparus en France entre 2004 et 2006, mais ils ont été détectés avant que ne survienne une rupture complète<sup>740</sup> de tube de générateur de vapeur. On reviendra sur ce sujet au paragraphe 27.3.7.

Concernant le risque de corrosion des tubes, tous les générateurs de vapeur installés depuis 1992 sur le parc électronucléaire (générateurs de vapeur de remplacement et générateurs de nouvelles tranches) sont équipés de tubes en alliage de type 690 TT dont le comportement en exploitation est satisfaisant et ne montre à ce jour aucune indication de corrosion.

### **27.3.2. Risques associés**

Les risques associés aux dégradations des tubes des générateurs de vapeur sont évidemment la rupture d’un ou plusieurs tubes, en fonctionnement normal ou en situation accidentelle (rupture d’une tuyauterie de vapeur). De telles ruptures sont prises en compte, en tant qu’accidents, pour la conception et la démonstration de sûreté des réacteurs du parc électronucléaire. Toutefois, conformément au concept de défense en profondeur, le risque de rupture de tubes de générateurs de vapeur doit être soigneusement limité, en particulier parce qu’une telle rupture peut conduire à des rejets à l’extérieur de l’installation.

738. *Intergranular Corrosion.*

739. Aussi appelée fatigue sous environnement vibratoire. Elle est liée à l’interaction entre un fluide et une structure, à l’existence de turbulences et à un phénomène appelé par les spécialistes « instabilité fluide-élastique ».

740. Le débit de fuite a atteint 400 L/h en 2006 dans le cas du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, ce qui est une valeur peu inférieure à celle qu’engendrerait une rupture complète de tube.

En fonctionnement normal, les tubes sont soumis à une différence de pression de 100 bars environ. Mais il convient qu'en situation accidentelle, comme celle correspondant à la chute brutale de la pression du circuit secondaire provoquée par la rupture d'une tuyauterie d'eau ou de vapeur, la situation ne soit pas aggravée par la rupture d'un ou plusieurs tubes de générateurs de vapeur; dans ce cas, la différence de pression entre les deux faces des tubes est de l'ordre de 172 bars et ce chargement mécanique doit être cumulé avec l'effet dynamique de la décompression (et conventionnellement, pour la démonstration de sûreté, avec celui du séisme majoré de sécurité).

Certains événements comme celui qui s'est produit en 1984 dans le réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, comportant la défaillance de trois sources électriques sur quatre, ont effectivement conduit à soumettre les tubes des générateurs de vapeur à des différences de pression élevées, sans toutefois atteindre le niveau évoqué ci-dessus.

L'analyse distingue en fait deux types de défauts: ceux pour lesquels il peut être démontré qu'il y aura une fuite détectable avant risque de rupture, et ceux pour lesquels cette démonstration ne peut pas être apportée. Dans les premiers cas, il est possible d'arrêter l'installation avant qu'un défaut ne devienne instable et risque de provoquer des fuites de substances radioactives – la surveillance et la détection des fuites entre circuits primaire et secondaire est alors essentielle; dans les seconds cas, il faut considérer la possibilité d'une rupture brutale instantanée – les efforts de surveillance préventive, associés au bouchage des tubes affectés, seront seuls efficaces (voir la figure 27.9).

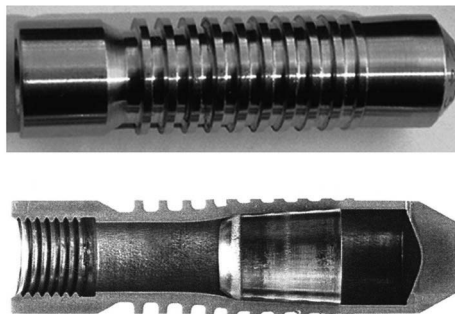


Figure 27.9. Vue d'un modèle courant de bouchon de tube de générateur de vapeur (source « La maintenance des centrales nucléaires » de Jean-Pierre Hutin – EDF/ Lavoisier Tec&Doc, 2016).

### **27.3.3. Surveillance en fonctionnement et contrôles à l'arrêt**

#### **27.3.3.1. Surveillance en fonctionnement**

La surveillance permanente des tubes des générateurs de vapeur pendant le fonctionnement des tranches est assurée par deux méthodes: les mesures de bruit capables de détecter des objets migrants, la mesure des fuites entre le circuit primaire et le circuit secondaire.

Lors de la mise en exploitation des tranches françaises, les spécifications techniques d'exploitation prescrivaient l'arrêt des tranches dès que le débit de fuite du circuit primaire vers le circuit secondaire dépassait 70 L/h, valeur utilisée par les exploitants américains; cette limite était destinée à limiter la contamination de l'eau du circuit secondaire.

Ce n'est qu'après avoir détecté les premiers défauts de tubes que le lien entre fuite et risque de rupture a été recherché. Au fur et à mesure de l'avancement des analyses et de l'accumulation d'expérience, les organismes de sûreté français ont demandé à Électricité de France de réduire les débits de fuite tolérés à des valeurs plus faibles, compte tenu de la sensibilité des moyens de détection et de localisation des tubes présentant ou pouvant présenter des défauts.

Les moyens utilisés sont les suivants:

- la mesure de la radioactivité des gaz extraits du condenseur,
- la mesure de la radioactivité de l'eau du circuit de purge de chacun des générateurs de vapeur,
- la mesure de la radioactivité de l'azote 16 dans le fluide secondaire par un dispositif placé sur la tuyauterie de vapeur associée à chaque générateur de vapeur.

La détection des fuites entre le circuit primaire et le circuit secondaire par la mesure de la radioactivité de l'azote 16 à travers les tuyauteries secondaires est la méthode la plus rapide et parmi les plus sensibles. Il est possible de détecter quasi instantanément et avec une précision satisfaisante des fuites de l'ordre de 3 à 5 L/h, soit 20 fois moins que les limites admises initialement.

### 27.3.3.2. Contrôles à l'arrêt

La totalité des tubes des générateurs de vapeur sont contrôlés sur toute leur longueur à l'aide d'une sonde axiale à courants de Foucault avant le démarrage de chaque tranche et les enregistrements sont archivés. La zone de fin de dudgeonnage est, de plus, contrôlée avec une sonde tournante à courants de Foucault.

Le suivi en exploitation se fait par le contrôle, tous les deux arrêts pour rechargement, des tubes dans lesquels des défauts ont été précédemment détectés et laissés en l'état et d'un échantillon de tubes pour détecter l'extension de dégradations dont le développement serait progressif ou de nouveaux types de défauts. Le taux d'échantillonnage de base est en moyenne par arrêt, pour chaque générateur de vapeur:

- pour les réacteurs de 900 MWe, équipés de tubes en alliage de types 600 TT et 690 TT: 1 tube sur 8 (la totalité des tubes sont ainsi contrôlés au bout de huit cycles d'exploitation);
- pour les réacteurs de 1 300 MWe qui sont équipés de tubes en alliage de type 600 TT: 1 tube sur 6 (la totalité des tubes sont ainsi contrôlés au bout de six cycles d'exploitation);

- pour les réacteurs de 1 300 MWe et de 1 450 MWe équipés de tubes en alliage de type 690 TT: 1 tube sur 8 (la totalité des tubes sont ainsi contrôlés au bout de huit cycles d'exploitation).

Pour assurer un contrôle de tous les tubes des générateurs de vapeur d'un réacteur en six ou huit cycles de fonctionnement, les contrôles par échantillon sont bien entendu effectués sur des tubes différents à chaque visite. La détection d'un type particulier de défaut peut conduire à une extension du taux d'échantillonnage ou au contrôle de tous les tubes d'une zone particulière.

Une telle pratique n'a évidemment que très peu de chance de détecter un défaut isolé à cinétique rapide, ce qui explique l'importance de la détection des corps migrants.

Lors des visites décennales, tous les tubes sont à nouveau contrôlés.

### **27.3.4. Démarche suivie en cas de détection d'un défaut**

Lorsqu'un défaut est détecté, la démarche suivante est mise en œuvre pour déterminer les dispositions à prendre :

- détermination des causes de la dégradation,
- évaluation des risques d'instabilité du défaut en situation normale ou accidentelle susceptible de conduire à une rupture sans fuite préalable,
- évaluation de la capacité des méthodes de surveillance à détecter et à caractériser la dégradation,
- ajustement de l'étendue et de la fréquence des contrôles en vue de prévenir des ruptures de tubes,
- bouchage des tubes, si les critères qui le justifient sont atteints.

Quelques exemples illustrent cette approche.

#### **27.3.4.1. Usure de tube par un corps étranger**

Lorsqu'il existe une usure uniforme d'un tube sur une longueur de plusieurs centimètres, le risque de rupture sans fuite préalable ne peut pas être écarté. Des ruptures de tubes survenues aux États-Unis le confirme (Prairie Island en 1979, Ginna en 1982<sup>741</sup>).

La sonde axiale est généralement bien adaptée à la détection de tels défauts mais la profondeur d'usure peut être difficile à apprécier avec précision.

La surveillance consiste en une inspection visuelle détaillée de la périphérie du faisceau tubulaire à chaque arrêt de tranche. Lorsqu'un objet susceptible de provoquer une usure est observé, tous les tubes de la périphérie du faisceau sont examinés avec la sonde axiale. Les tubes présentant une usure supérieure à 40 % de l'épaisseur sont obturés.

741. Des fuites et des percements de tubes dus à des corps migrants (par usure) sont survenus ensuite, mais sans rupture franche.



L'extraction de l'objet migrant détecté est systématiquement tentée. S'il est coincé et ne peut pas être enlevé, tous les tubes susceptibles de se trouver à son contact sont obturés, même s'ils ne présentent pas de trace d'usure.

#### 27.3.4.2. Usure au contact des barres antivibratoires

L'usure des tubes par frottement sur les barres antivibratoires a une longueur limitée à l'épaisseur de ces barres. Il est, dans ce cas, possible de montrer que les percements qui pourraient affecter les tubes sont stables, y compris en condition accidentelle. Il n'y a donc pas de risque de rupture brutale d'un tube à la suite d'une usure de ce type.

La sonde axiale détecte bien ces types de défauts et il est possible de déterminer la profondeur d'usure des tubes à partir de l'interprétation des signaux, grâce aux essais et aux simulations numériques qui ont été effectuées.

La surveillance porte sur les tubes des zones des générateurs de vapeur dans lesquelles ces phénomènes ont été observés, généralement après au moins six années de fonctionnement.

Les tubes dont le taux d'usure est supérieur à 40 % de l'épaisseur sont bouchés, ce qui tient compte :

- des taux d'usure pouvant conduire à l'ouverture de défauts,
- de la cinétique d'usure observée,
- de la période entre contrôles.

Chaque tube ayant présenté un signal d'usure et laissé en l'état est contrôlé après deux nouveaux cycles de fonctionnement.

#### 27.3.4.3. Fissurations dans les petits cintres

Ce type de dégradation, attribué à une corrosion sous contraintes, a touché certains tubes des première et deuxième rangées de tubes de certains générateurs de vapeur des tranches de 900 MWe les plus anciennes équipés de tubes en alliage de type 600 MA. Cet endommagement affectait les tubes dont le rayon de courbure était le plus faible, et qui n'avaient bénéficié ni d'un détensionnement après cintrage en usine ni d'un traitement thermique sur site. La morphologie réelle des défauts était difficile à prédire. De plus, il n'était pas possible de garantir qu'une fuite détectable précéderait la rupture. Des travaux de recherche et développement sont en cours sur ce sujet pour les tubes en alliage de type 600 TT.

Les tests d'étanchéité à l'hélium effectués lors des visites décennales<sup>742</sup> ne détectent évidemment que les fissurations traversantes. En outre, au passage des petits cintres

---

742. Les tests à l'hélium sont également utilisés pour identifier le ou les tubes présentant une fuite quand un signal global a été détecté.

à forte courbure, la sonde axiale à courants de Foucault peut être décentrée, ce qui en limite la sensibilité de détection.

Deux dispositions ont été adoptées par Électricité de France :

- soit le bouchage préventif des tubes de la première rangée ou des deux premières rangées ;
- soit la mise en œuvre d'un traitement thermique de détensionnement des contraintes ; après ce traitement, les cintres étaient de nouveau contrôlés avec la sonde axiale à chaque arrêt pour rechargement ; aucun nouveau défaut n'a ensuite été détecté sur les tubes traités.

Tous les générateurs de vapeur du parc électronucléaire français équipés de tubes en alliage de type 600 MA ont été remplacés.

#### 27.3.4.4. Déformation et fissuration de tubes

Une fuite d'un tube de générateur de vapeur est apparue au cours du premier cycle de fonctionnement du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (réacteur de 1 300 MWe mis en service en 1988). Les contrôles effectués ont mis en évidence un nouveau type de dégradation qui n'a affecté que les tranches de 1 300 MWe<sup>743</sup>.

Ce type de dégradation a été attribué à la présence de résidus métalliques à base de fer provenant d'opérations de meulage ou de grenailage, qui se seraient rassemblés au centre de la plaque tubulaire après l'établissement de la circulation de l'eau secondaire. Ces particules se seraient oxydées avec l'augmentation de la température et se seraient agglomérées. Ce « gonflement » aurait conduit à une déformation des tubes dans la zone de fin de dudgeonnage, de nature à entraîner une fissuration circonferentielle de tubes par corrosion sous contrainte en milieu primaire.

Ce nouveau phénomène a conduit Électricité de France à mener un programme d'investigations important :

- examen des dépôts du côté secondaire des générateurs de vapeur, détermination de leur localisation, de leur hauteur et de leur composition,
- examen particulier des tubes entourés de dépôts,
- essais de reproduction du phénomène en laboratoire et détermination de la cinétique de « gonflement » des dépôts,
- nettoyage des plaques tubulaires affectées,
- bouchage des tubes présentant une déformation notable, même en l'absence de fissuration,
- réduction de la valeur limite de la fuite primaire-secondaire entraînant la mise à l'arrêt du réacteur (3 L/h pour les tubes en alliage de type 690 TT, 5 L/h pour les tubes en alliage de type 600 TT).

743. Les tubes des générateurs de vapeur des réacteurs du palier N4 sont en alliage de type 690 TT.

L'expérience a confirmé les résultats des essais de laboratoire qui ont montré que la cinétique de « gonflement » des dépôts est rapide mais limitée dans le temps à quelques mois, donc au premier cycle de fonctionnement.

### **27.3.5. Remplacement de générateurs de vapeur**

La conception et la fabrication des générateurs de vapeur ont été progressivement améliorées, déjà entre les premiers et les derniers réacteurs de 900 MWe. En particulier, les trous des plaques entretoises ne sont plus ronds et percés mais quadrifoliés et brochés. Ces plaques sont maintenant en acier au chrome. Une plaque de répartition a été ajoutée pour augmenter la vitesse du fluide secondaire au centre du générateur de vapeur et limiter ainsi les dépôts de produits d'oxydation provenant du secondaire, principalement de la magnétite.

La stratégie de remplacement des générateurs de vapeurs est orientée, à la fois, vers :

- la limitation du risque de rupture de tubes de générateurs de vapeur,
- la réduction de l'exposition des personnels chargés des contrôles fréquents des générateurs de vapeur les plus affectés,
- l'amélioration des conditions d'exploitation des réacteurs pour lesquels un nombre significatif de tubes ont été bouchés,
- le respect du dossier de sûreté, en particulier la valeur maximale du taux de bouchage (une capacité d'échange thermique minimale des générateurs de vapeur est nécessaire pour refroidir le cœur en fonctionnement normal ou accidentel).

Cette stratégie tient également compte de considérations économiques et d'exploitation à long terme.

Bien entendu, les générateurs de vapeur de remplacement bénéficient d'améliorations, notamment celles indiquées ci-dessus. Les tubes de ces générateurs de vapeur sont réalisés en alliage de type 690 à la place de l'alliage de type 600. Ce matériau dispose d'un retour d'expérience industriel satisfaisant ; aucune indication de corrosion n'a été observée en exploitation. Cependant, des études de laboratoire montrent qu'il peut être sensible à la corrosion sous contraintes en milieu secondaire, particulièrement en présence de polluants tels que le plomb ou des sulfates. Une grande qualité du conditionnement<sup>744</sup> des parties du circuit secondaire des générateurs de vapeur reste donc nécessaire.

Un premier remplacement de générateurs de vapeur (voir la figure 27.10) a été effectué en 1990 dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly. Puis sont intervenus le remplacement des générateurs de vapeur du réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey en 1993 et du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire

---

744. Mise en température par passage de vapeur d'eau.

de Gravelines en 1994. L'expérience acquise a permis d'améliorer sensiblement le bilan dosimétrique de ces travaux. Les doses collectives ont, en effet, été respectivement de 2,2 homme.Sievert, 1,5 homme.Sievert et 1,4 homme.Sievert – pour ne citer que les trois premiers remplacements de générateurs de vapeur.

L'opération de Gravelines a été conçue et préparée comme une opération devenue standard, reproductible avec des adaptations mineures pour les remplacements suivants, sur un rythme d'environ deux remplacements par an.

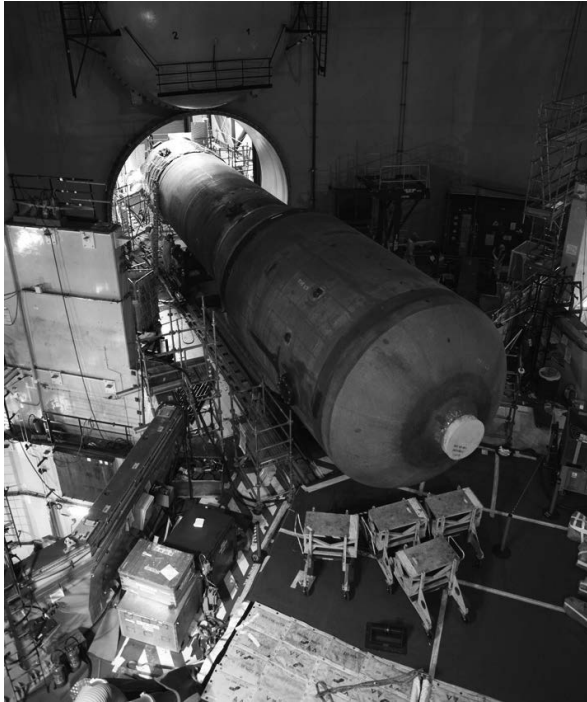
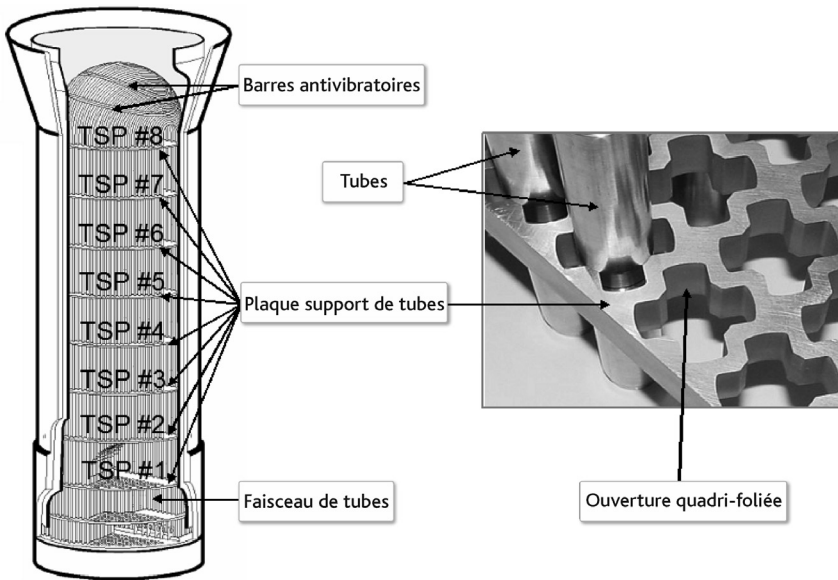


Figure 27.10. Générateur de vapeur neuf en cours d'introduction dans un bâtiment de réacteur par le tampon d'accès des matériels. Jean-Marie Huron/Signatures/Médiathèque IRSN.

### 27.3.6. Colmatages observés dans les années 2000

La centrale nucléaire de Cruas-Meysses, équipée de quatre réacteurs de 900 MWe, a connu trois arrêts fortuits liés à l'apparition de fuites importantes d'eau entre le circuit primaire et le circuit secondaire des réacteurs n° 1 (en février 2004) et n° 4 (en novembre 2005 et en février 2006). Les investigations menées par Électricité de France l'ont conduit d'une part à considérer l'instabilité fluide-élastique (par interaction fluide-structure) comme le phénomène le plus probable pour expliquer l'origine des fissurations de tubes constatées au droit de la plaque entretoise supérieure (n° 8) des générateurs de vapeur. D'autre part, Électricité de France a suspecté la présence de dépôts dans les passages d'eau « quadrifoliés » (voir la figure 27.11) d'être à l'origine

du phénomène, du fait de la capacité de tels dépôts à modifier les écoulements du côté secondaire des générateurs de vapeur, favorisant l'apparition d'instabilités vibratoires des cintres non soutenus de la zone centrale des générateurs de vapeur qui comporte des passages foliés non équipée de tubes<sup>745</sup>.



**Figure 27.11.** Schéma et vue montrant les plaques de supportage des tubes des générateurs de vapeur et les dispositifs «quadri-foliés» de passage d'eau du côté secondaire. IRSN.

Des inspections télévisuelles ont montré que les passages d'eau étaient obturés à environ 70% par des dépôts de magnétite, certains étant même complètement colmatés.

Électricité de France a alors engagé des études visant à comprendre les phénomènes à l'origine des fissurations observées et à en caractériser les conséquences sur la sûreté. Par ailleurs, pour permettre l'exploitation des réacteurs en limitant le risque d'apparition d'une rupture de tube de générateur de vapeur, il a procédé au bouchage préventif de 58 tubes sensibles à la fatigue vibratoire situés au centre des plaques entretoises de certains générateurs de vapeur affectés de façon significative par un colmatage. Le suivi en fonctionnement des fuites du circuit primaire vers le circuit secondaire a par ailleurs été renforcé.

Néanmoins, l'autorité de sûreté a demandé à Électricité de France de réaliser dans les meilleurs délais un nettoyage performant des plaques de supportage des tubes, afin de rétablir des conditions de fonctionnement des générateurs de vapeur conformes

745. Spécificité du type de générateur de vapeur qui équipait la centrale nucléaire de Cruas-Meysse (modèle 51B).

aux hypothèses de conception et de la démonstration de sûreté. Électricité de France a ainsi procédé, en 2007 et 2008, à un nettoyage chimique à haute température des générateurs de vapeur des réacteurs n° 1 et n° 4 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses et du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Chinon B, ainsi que de ceux des réacteurs n° 1 des centrales de Belleville-sur-Loire, Cattenom et Saint-Alban (réacteurs de 1 300 MWe) – d'un autre type<sup>746</sup>.

Tous les générateurs de vapeur du parc électronucléaire français font maintenant l'objet d'examen télévisuels (y compris ceux des réacteurs du palier N4); des nettoyages sont programmés pour prévenir des colmatages.

### **27.3.7. Bilan**

Aucune rupture franche de tube de générateur de vapeur ne s'est produite en France malgré de nombreux mécanismes de dégradation actifs et un nombre significatif de fuites du circuit primaire vers le circuit secondaire.

Il ne faut pas en conclure qu'il y aura toujours fuite avant rupture; il convient en particulier de noter que des tubes endommagés n'ont jamais été soumis aux contraintes résultant de situations accidentelles telles qu'une rupture de tuyauterie de vapeur.

Au milieu des années 1990, la fréquence moyenne de rupture de tube de générateur de vapeur observée sur le parc mondial était de quelques  $10^{-3}$  rupture importante par année-réacteur. Les dispositions prises par Électricité de France pour maîtriser les problèmes ont contribué au résultat constaté en France. Depuis, au plan mondial, le taux de rupture de tube de générateur de vapeur (RTGV) a été réduit, grâce au partage d'expérience et aux dispositions prises en conséquence: en 2016, ce taux est évalué à environ  $5 \cdot 10^{-4}$  par année-réacteur<sup>747</sup>.

## **27.4. Les lignes de vapeur**

Les contrôles des lignes de vapeur (voir la figure 27.12) ont, à partir de 1990, mis en évidence des fissurations dans certaines soudures des tuyauteries de vapeur principales. Ces défauts ont été découverts sur des « piquages » de soupapes sur les tuyauteries des réacteurs de 900 MWe et de certaines tranches de 1 300 MWe.

Pour les tranches des centrales nucléaires de Fessenheim et du Bugey, il s'agissait principalement d'une fissuration de l'acier à proximité immédiate des soudures. Les défauts ont été provoqués par les opérations de soudage et étaient dus à une qualité insuffisante des matériaux utilisés pour la fabrication du circuit secondaire. La fissuration, de type « arrachement lamellaire », s'est propagée dans l'acier à partir de nombreuses inclusions présentes dans le métal de base, laminées lors de la fabrication.

746. Générateurs de vapeur du type 68/19.

747. Aucune RTGV en France, neuf dans des réacteurs étrangers.

Les tuyauteries d'origine de ces tranches ont, en effet, été fabriquées selon la technique «roulé-soudé».

Un défaut important particulier (11 cm de longueur et 3,5 cm de profondeur le long de la soudure du côté du piquage) a été découvert en 1991 dans la tranche n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim. Ce défaut n'a pas été attribué à de la fatigue mécanique ou encore à de la corrosion, mais à une sollicitation unique, importante, survenue à froid lors d'une intervention de maintenance, qui aurait agrandi un ou des défauts préexistants de petite taille; cette hypothèse n'a cependant pas pu être confirmée.

Pour les autres réacteurs de 900 MWe, des fissures de quelques millimètres de profondeur et de quelques dizaines de centimètres de longueur, en peau interne à la racine des soudures ont été constatées. Il s'agissait de fissurations à froid dues vraisemblablement à des conditions de soudage mal maîtrisées.

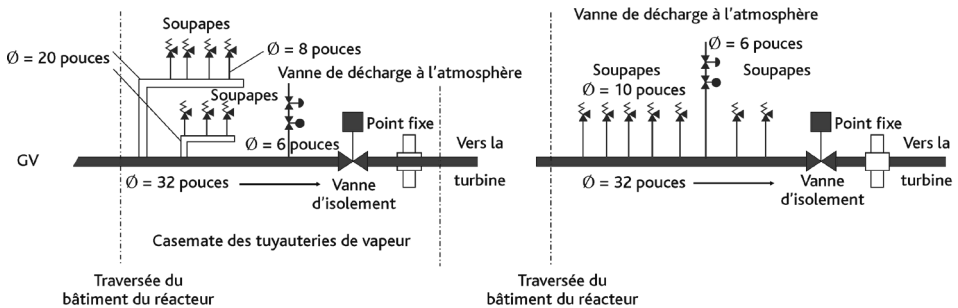


Figure 27.12. Circuits secondaires des tranches de 900 MWe (à gauche) et de 1300 MWe (à droite). IRSN.

Pour les réacteurs de 1300 MWe de la première génération (type P4), des défauts de soudage comme des inclusions ou des collages, ainsi que de la fissuration à chaud ont été constatés; ils provenaient également de conditions de soudage mal maîtrisées (utilisation de buses en cuivre sur la machine de soudage, conduisant à des fissurations par le cuivre). Il ne s'agissait pas d'arrachement lamellaire car les tuyauteries principales avaient été forgées.

Les analyses et les expertises réalisées ont montré que les défauts constatés, à l'exception du plus important de Fessenheim 1, dataient vraisemblablement de la fabrication des tuyauteries mais n'avaient pas été détectés avant le démarrage des tranches concernées.

C'est l'amélioration des contrôles demandée par les organismes de sûreté et la meilleure formation des opérateurs qui ont permis de les mettre en évidence.

Des contrôles ont aussi été effectués sur les tuyauteries du circuit d'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur, ainsi que sur celles du circuit d'alimentation de secours en eau.

Les défauts dont les dimensions étaient supérieures aux critères d'acceptabilité ont été réparés ou ont entraîné le remplacement du tronçon affecté.

## **27.5. Les circuits auxiliaires : fissurations liées à des phénomènes thermohydrauliques locaux**

### **27.5.1. Fissurations survenues dans des tronçons non isolables raccordés aux boucles du circuit primaire**

Des événements survenus au mois de décembre 1987 dans le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Farley (États-Unis) et au mois de juin 1988 dans les réacteurs n° 1 de la centrale nucléaire de Genkaï (Japon) et de la centrale nucléaire de Tihange (Belgique) ont eu comme point commun le constat de fuites et de fissurations de tronçons auxiliaires en acier austénitique inoxydable non isolables du circuit primaire principal (CPP). En France, ces événements ont conduit à une étude, étendue à l'ensemble du parc, du « phénomène Farley-Tihange »<sup>748</sup> ou « fissuration par fatigue thermique des tronçons non isolables du CPP ». Cependant, quatre ans plus tard, au mois de septembre 1992, un événement similaire est survenu dans le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly, puis au mois de décembre 1996 dans le réacteur n° 1 de cette même centrale.

Dans le cas de Farley 2, la fuite a été localisée sur la ligne du système d'injection de sécurité (RIS) connectée à l'une des branches froides du circuit primaire principal. À Tihange 1, la fuite s'est déclarée sur une ligne raccordée à une branche chaude. À Genkaï 1, la fuite s'est déclarée sur une ligne du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (circuit RRA).

À Dampierre 2, la fuite s'est déclarée sur un tronçon du circuit RIS; le débit de fuite de l'eau du circuit primaire, qui a été recueillie dans les puisards situés à l'intérieur de l'enceinte de confinement, a été d'environ 600 L/h. Dans le cas de Dampierre 1, la fuite s'est également déclarée sur un tronçon du circuit RIS, le débit a été de 160 L/h.

Toutes les fissures étaient situées au niveau d'une soudure de raccordement d'un tronçon à un coude, en génératrice inférieure.

---

748. Aussi appelé phénomène de bras morts. Il convient d'indiquer ici que d'autres phénomènes thermohydrauliques locaux ont pu être observés: il en est ainsi du phénomène appelé effet chaudière. Il peut arriver qu'un volume d'eau situé entre deux éléments d'isolement soit rempli d'eau et qu'il subisse, au démarrage d'un réacteur, un échauffement conduisant à une déformation de ces éléments telle qu'elle empêche leur manœuvre: cela peut concerner des tronçons de tuyauteries situés entre deux vannes distinctes, ou encore des vannes à double opercule comme celles du système RIS situées à l'extérieur de l'enceinte de confinement. Des refus d'ouverture de vannes du circuit RRA avaient été observés au début des années 1980. Des dispositions ont été prises pour éviter ce type d'anomalies: on peut citer par exemple la mise en place d'un clapet « anti-effet chaudière » dans les vannes à double opercule précitées du système RIS.



Ces fissures ont été attribuées à un phénomène de fatigue thermique dans des zones de transition entre un front d'eau correspondant au fluide primaire ayant pénétré dans la tuyauterie auxiliaire et un front d'eau froide dû à un (faible) écoulement parasite d'eau provenant du circuit auxiliaire, occasionné par un organe d'isolement imparfaitement étanche en amont de ce circuit. La figure 27.13 schématise les mécanismes thermohydrauliques en jeu.

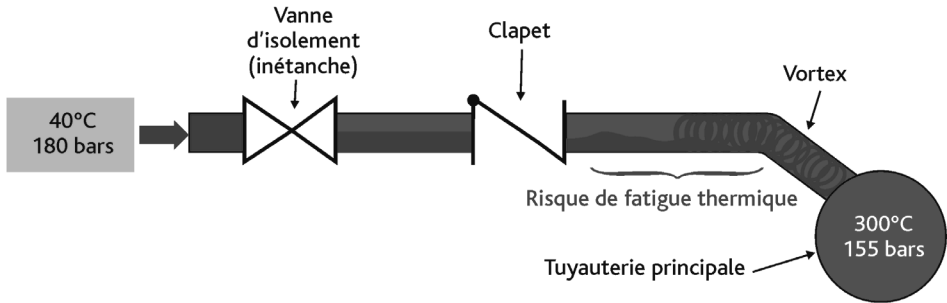


Figure 27.13. Schéma simplifié illustrant les phénomènes de type « Farley-Tihange » (source « La maintenance des centrales nucléaires » de Jean-Pierre Hutin – EDF/ Lavoisier Tec&Doc, 2016).

Le mécanisme de fatigue thermique peut être résumé de la façon suivante: sous l'effet des variations de température, les matériaux se dilatent ou se contractent de manière cyclique; mais, s'ils ne peuvent pas le faire librement, il en résulte des contraintes, également cycliques. Si celles-ci sont répétées un très grand nombre de fois<sup>749</sup>, un endommagement par fatigue thermique peut apparaître.

Seuls les réacteurs de 900 MWe des divers contrats-programmes étaient concernés, du fait de l'architecture de leurs circuits auxiliaires, ceux des autres paliers disposant de deux vannes d'isolement en série au lieu d'une seule.

En termes de risques potentiels pour la sûreté, les fuites survenues correspondaient à des « petites brèches » (voir le chapitre 9); mais ces risques méritaient d'être approfondis car, d'une part il s'agissait de phénomènes thermo-hydrauliques complexes, d'autre part ces fuites pouvaient être des précurseurs de brèches plus importantes.

L'événement qui a affecté le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly a conduit Électricité de France à contrôler, pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe, l'étanchéité des vannes et l'état des tuyauteries au niveau des coudes et soudures, à s'interdire de les manœuvrer entre le début et la fin de chaque cycle de fonctionnement, et à procéder à des contrôles de tuyauteries en cas de découverte d'inétanchéité de telles vannes.

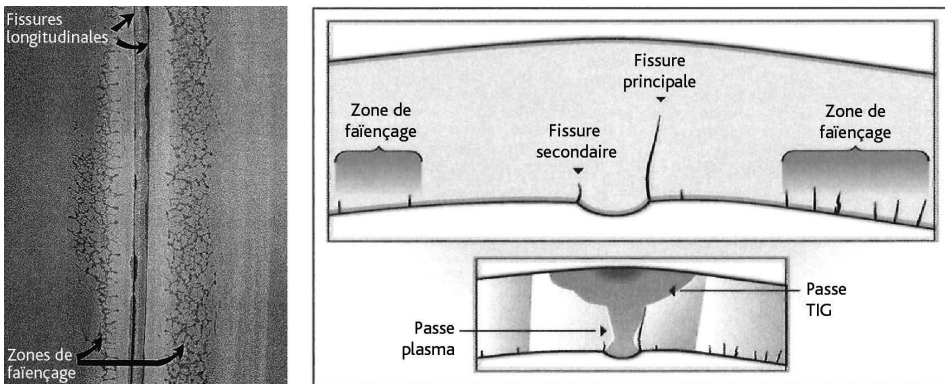
L'événement qui a concerné le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly revêt une importance particulière: c'est en effet la première

749. Fatigue dite à grand nombre de cycles, à opposer à la fatigue dite oligocyclique.

fois qu'une fissure a été observée, non dans un coude ou une soudure, mais dans la partie courante d'une tuyauterie. Des études menées par l'exploitant ont montré que de telles fissures pouvaient traverser la tuyauterie en moins d'un cycle, c'est-à-dire avant que les contrôles permettent de les détecter. Après la découverte de l'anomalie, l'exploitant a réalisé des contrôles complémentaires dans les parties courantes des tuyauteries pour les réacteurs de 900 MWe ayant fait l'objet de constats de manque d'étanchéité de vannes d'isolement. Les contrôles ont mis en évidence quelques fissures (Dampierre 3, Fessenheim 2...); tous les tronçons concernés ont été remplacés.

### 27.5.2. Fatigue thermique du circuit RRA du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux

La fatigue thermique est un mécanisme d'endommagement auquel Électricité de France a de nouveau été confronté lors de l'apparition, au mois de mai 1998, d'une fuite d'eau (évaluée à 30 m<sup>3</sup>/h) en provenance d'une tuyauterie du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (palier N4), alors que le réacteur était en arrêt pour maintenance. Cette fuite a été occasionnée par des fissures amorcées en peau intérieure de la tuyauterie – offrant pour certaines un aspect de « faïençage » – et débouchant à l'extrados d'un coude de la tuyauterie (voir la figure 27.14).

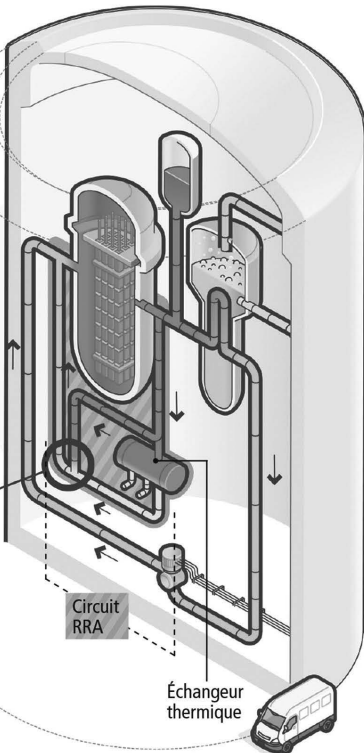
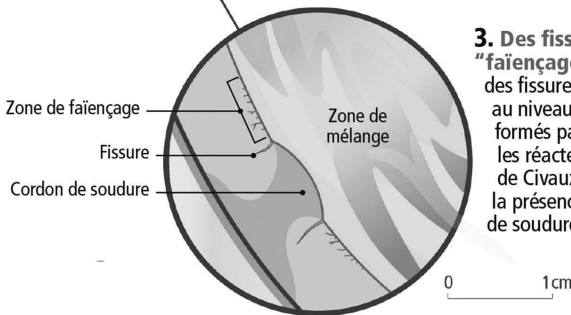
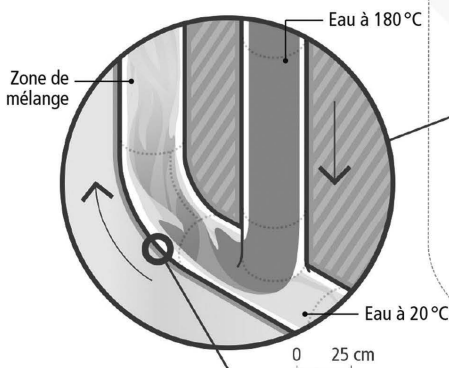


**Figure 27.14.** Intérieur du coude de la tuyauterie à l'origine de la fuite survenue en 1998 à la centrale nucléaire de Civaux. Un « faïençage » est visible de part et d'autre du relief formé par le cordon de soudure. Cliché EDF (à gauche) et IRSN – Source EDF (à droite).

La zone de « faïençage » de la tuyauterie du RRA (voir la figure 27.15) en acier inoxydable austénitique était soumise à des fluctuations importantes de température à l'aval d'un mélange de jets (l'un à 180 °C, l'autre à 20 °C), sous une pression de 27 bars. La durée de fonctionnement cumulée à fort écart de température (écart de température supérieur à 80 °C entre les fluides chaud et froid) avait atteint 1 500 heures.

**1. Le principe du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) est de prélever, dans les états d'arrêt du réacteur, de l'eau chaude inférieure à 180 °C dans le circuit primaire pour la réinjecter à une température plus basse afin de refroidir le cœur.**

**2. La zone de mélange se situe là où se rencontrent des fluides à fort écart de température.**



**3. Des fissures superficielles, dites en « faïençage », peuvent apparaître, mais aussi des fissures isolées plus profondes, localisées au niveau des singularités, comme les reliefs formés par les cordons de soudure. Dans les réacteurs de 1 450 MW, comme celui de Civaux, le problème était aggravé par la présence d'un coude de tuyauterie et de soudures dans cette zone.**



**4. Comment limiter le phénomène ?**

L'IRSN recommande, entre autres, de contrôler les tuyauteries des zones de mélange des RRA toutes les 450 heures de fonctionnement à fort écart de température. Il demande aussi d'adapter cette démarche à d'autres zones de mélange.

Pour l'EPR, le tracé des tuyauteries a été revu afin qu'il n'y ait ni coude ni soudure à l'aval immédiat des T de mélange.

Figure 27.15. Le « faïençage » observé dans un coude de tuyauterie du RRA à Civaux en 1998.

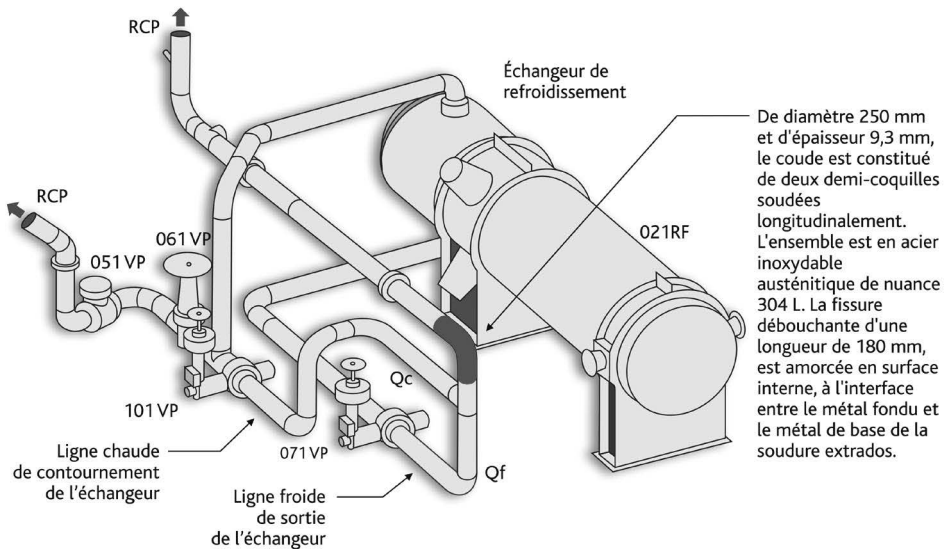


Figure 27.15 (suite) IRSN – Source EDF.

L'événement de 1998 n'était ni prévisible ni explicable par les méthodes et critères traditionnels d'analyse de la fatigue mécanique, tels que codifiés par exemple dans le RCC-M et fondés sur l'évaluation d'un « facteur d'usage »<sup>750</sup> à la fatigue.

Cet événement a conduit Électricité de France à engager en 1999, en relation avec Framatome, une nouvelle étude portant sur la « fatigue thermique des zones de mélange des circuits importants pour la sûreté » pour apporter les réponses appropriées. Un vaste programme d'actions dans différents domaines a concerné l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire :

- revue de conception des circuits RRA,
- détermination des zones potentiellement sensibles à la fatigue thermique dans les réacteurs,
- contrôles non destructifs, expertises après dépose de zones fissurées,
- simulations thermohydrauliques d'écoulements et de mélanges de jets d'eau à des températures différentes dans des tuyauteries, études et recherches pour comprendre l'origine du phénomène.

750. Ce facteur d'usage correspond au rapport entre le nombre de sollicitations appliquées à un composant donné et le nombre de sollicitations maximal indiqué par la courbe de fatigue mécanique du matériau de ce composant.

De son côté, l'IRSN a aussi mené, avec le soutien du CEA, un certain nombre de travaux de recherche et développement sur ce sujet<sup>751</sup>.

Les contrôles par ultrasons menés à partir de 1999 par Électricité de France sur l'ensemble du parc des réacteurs électronucléaires ont alors montré qu'il s'agissait d'un problème générique: toutes les tuyauteries examinées présentaient des fissurations, concernant préférentiellement des zones dont l'état de surface était grossier ou des singularités géométriques comme les racines de soudures. Cela a conduit Électricité de France à remplacer les zones de mélange des circuits RRA sur la totalité du parc, en apportant des améliorations visant à réduire la sensibilité à la fatigue thermique: modification du tracé de la ligne principale pour inverser le sens d'arrivée des fluides, élimination des soudures longitudinales, limitation du nombre de soudures circulaires, éloignement de celles-ci des zones de mélange, arasage des soudures, polissage à la brosse des surfaces intérieures dans l'objectif d'améliorer les états de surface et d'éliminer les contraintes résiduelles de traction.

Les essais de l'IRSN ont confirmé que si la présence d'un joint soudé accélère l'endommagement par fatigue thermique, celui-ci peut aussi apparaître dans une zone courante du matériau, comme cela avait déjà été noté à l'occasion de l'événement survenu à Dampierre 1 en 1996. Électricité de France a ainsi été amené à étendre les contrôles à des zones ne comportant pas de soudures.

À partir des résultats des études et recherches menées sur la fatigue thermique, Électricité de France a défini une politique d'exploitation, de suivi en service et de remplacement des zones de mélange, applicable à tous les réacteurs. Dès l'année 2000, un contrôle par ultrasons des zones des circuits RRA à fort écart de température a été mis en œuvre toutes les 450 heures de fonctionnement (suivant en cela une recommandation de l'IRSN), et des durées maximales de fonctionnement à fort écart de température ont été définies pour toutes les zones sensibles.

Les études faites pour la zone du piquage du circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) sur le circuit primaire, zone soumise à des écarts de température bien supérieurs à ceux que connaissent les coudes du circuit RRA (pouvant aller jusqu'à 280°C), ont conduit à considérer que la nature de l'écoulement joue un rôle plus important que l'écart de température, les investigations ayant montré que les piquages RCV du parc étaient très peu endommagés par fatigue thermique. Ce constat n'a pas été invalidé lors des contrôles en service réalisés depuis lors. L'analyse de la situation, par rapport au risque de fatigue thermique, du piquage de la ligne d'expansion du pressuriseur et d'une partie en forme de « té » reliant les circuits RRA et RCV a permis d'estimer que ces éléments étaient peu sensibles, voire insensibles à la fatigue thermique; un contrôle en service de quelques « tés » RRA/RCV a néanmoins été effectué (à la demande des organismes de sûreté).

---

751. Ces travaux sont développés dans le paragraphe 10.1.1 de l'ouvrage intitulé « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.

L'ensemble des travaux de recherche et développement sur la fatigue thermique ont par ailleurs conduit à considérer que des zones soumises à des écarts de température significativement plus faibles que ceux qui avaient été considérés auparavant (avant l'événement survenu en 1998 à la centrale nucléaire de Civaux) pouvaient être sujettes à une fatigue thermique (bien que l'amorçage survienne après un plus grand nombre de cycles thermiques); les zones dont l'écart est supérieur ou égal à 50 °C sont dorénavant considérées comme sensibles. Des travaux se poursuivent sur ce sujet complexe, dans le but notamment d'améliorer la prédiction de l'amorçage de fissures par la prise en compte des effets dits d'environnement (tels que la qualité chimique de l'eau).

## 27.6. Ouvrages de génie civil : les enceintes de confinement

L'enceinte de confinement d'un réacteur à eau sous pression comporte un fût cylindrique de grandes dimensions<sup>752</sup>, bâti sur un radier épais<sup>753</sup> et surmonté d'un dôme; des structures internes supportent la chaudière. Les enceintes de confinement des réacteurs à eau sous pression du parc électronucléaire français relèvent de trois types de conception :

- le premier type (réacteurs de 900 MWe) correspond aux enceintes à simple paroi en béton armé précontraint avec une « peau » d'étanchéité métallique en face interne, rendue solidaire du béton de l'enceinte à l'aide de goujons métalliques et revêtue d'une peinture anticorrosion décontaminable (cette peau est aussi appelée *liner*); il s'agit d'un confinement statique<sup>754</sup>;
- le deuxième type (réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe) correspond aux enceintes à double paroi comprenant une paroi interne en béton précontraint et une paroi externe en béton armé; un système de ventilation et de filtration de l'espace annulaire situé entre les deux parois (« espace entre enceintes ») assure un confinement dynamique, complétant l'étanchéité statique assurée par la paroi interne. Il sera vu plus loin que des revêtements en matériaux composites (résines armées) ont été installés à l'intrados des parois internes pour améliorer leur étanchéité;
- le troisième type (EPR) associe les deux types précédents: l'étanchéité est assurée par une peau métallique à l'intrados de la paroi interne, complétée par le confinement dynamique associé aux enceintes à double paroi.

La paroi assurant l'étanchéité en cas de relâchement de substances radioactives à l'intérieur du bâtiment du réacteur est conçue et calculée (dimensionnée) pour résister aux accidents pouvant affecter la chaudière nucléaire que sont :

752. Le diamètre intérieur est compris entre 37 et 47 mètres, la hauteur intérieure est comprise entre 55 et 67 mètres. L'épaisseur de la paroi (simple ou paroi interne) est de l'ordre du mètre (plus pour l'EPR).

753. De plusieurs mètres d'épaisseur.

754. Associé néanmoins à une ventilation en fonctionnement normal.

- une brèche ou une rupture d'une tuyauterie du circuit primaire, se traduisant par un accident de perte de réfrigérant primaire (APRP),
- la rupture d'une tuyauterie de vapeur (RTV).

Le relâchement de fluide primaire ou secondaire, plus ou moins contaminé, conduit à une augmentation de la pression (et de la température<sup>755</sup>) à l'intérieur de l'enceinte en quelques dizaines (APRP) ou quelques centaines (RTV) de secondes après la rupture. Cette pression peut atteindre environ cinq fois la pression atmosphérique. La paroi doit, dans ces situations accidentelles, présenter une étanchéité spécifiée (dans les décrets d'autorisation de création des réacteurs):

- pour les réacteurs de 900 MWe et le réacteur EPR, un taux de fuite maximal de 0,3 % par jour de la masse totale de gaz contenue dans l'enceinte,
- pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, un taux de fuite maximal de 1,5 % par jour de la masse totale de gaz contenue dans l'enceinte interne.

Le bâtiment d'un réacteur à eau sous pression doit aussi résister à un certain nombre d'agressions internes et externes, qu'elles soient d'origine naturelle ou humaine; dans le cas des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, c'est la paroi externe qui assure la résistance aux agressions externes.

La surveillance en exploitation des enceintes de confinement fait l'objet de programmes de base de maintenance préventive spécifiques (PBMP). Elle est pour l'essentiel ciblée sur l'évolution mécanique des ouvrages, mais concerne aussi l'évolution des défauts et de la fissuration. Outre la détection de comportements anormaux, les informations obtenues servent de données d'entrée pour évaluer l'état de l'ouvrage en « fin de vie ».

Le système d'auscultation utilisé lors des épreuves permet de faire régulièrement des relevés pour suivre le comportement des ouvrages. Ces mesures ont lieu à des fréquences variables selon les cinétiques de déformation observées ou supposées, entre 15 jours et trois mois. En outre, des inspections visuelles partielles sont également réalisées, notamment pour les sites en bord de mer, entre les visites décennales.

### **27.6.1. Phénomènes de dégradation redoutés**

De façon très synthétique, les phénomènes de dégradation redoutés des enceintes de confinement – qu'il convient de maîtriser – sont:

- une diminution de la précontrainte des câbles,
- des mécanismes de dégradation liés à des pathologies exogènes (dues à l'environnement externe) ou endogènes (liées au béton lui-même),
- la corrosion des peaux métalliques.

---

755. De 140 °C à 170 °C selon les types de réacteurs.

Concernant le premier point, l'injection de coulis de ciment dans les gaines des câbles (réalisée pour certaines tranches) protège ceux-ci de la corrosion. Mais une perte de précontrainte peut aussi être liée au comportement du béton, notamment son « retrait » (phénomène qui apparaît au moment de sa réalisation, dû au départ de l'eau [dessiccation] et au refroidissement), puis, en service par un phénomène de fluage. Ces phénomènes qui conduisent à une détente progressive des câbles sont pris en compte dans les études de conception, le but étant que le béton des enceintes de confinement soit toujours en compression, y compris dans les situations accidentelles citées plus haut et en « fin de vie ».

Concernant les pathologies, peuvent notamment être évoqués le gonflement du béton par réaction alcali-granulat (RAG), ou par réaction sulfatique interne (RSI) – phénomènes sur lequel l'IRSN a attiré l'attention d'Électricité de France à la fin des années 2000.

Ces deux derniers mécanismes potentiels de dégradation des enceintes dépendent des matériaux utilisés pour leur réalisation; ils font l'objet de travaux de recherche et développement<sup>756</sup>. Les différentes enceintes des réacteurs du parc électronucléaire ont fait l'objet, par Électricité de France, d'une hiérarchisation selon leur degré estimé de sensibilité à ces deux mécanismes.

### ***27.6.2. Dispositifs de surveillance directe des parois en béton des enceintes de confinement***

Le système d'auscultation mis en place dans les enceintes permet de mesurer :

- les tassements des ouvrages sur leur sol de fondation, leur inclinaison,
- leur « réponse » mécanique (en termes de déformation et de déplacements) lors des épreuves,
- leur température et, pour certaines enceintes, leur hygrométrie,
- la tension de certains câbles de précontrainte dont les gaines n'ont pas été injectées d'un coulis de ciment<sup>757</sup>,
- les déformations et les déplacements différés du béton (dus au retrait et au fluage), qui renseignent de manière indirecte sur la précontrainte effectivement présente dans les câbles.

Par ailleurs, les phénomènes de corrosion des armatures, de fissuration et de gonflement du béton font l'objet d'une surveillance visuelle.

L'auscultation des enceintes repose principalement sur les capteurs suivants (voir la figure 27.16) :

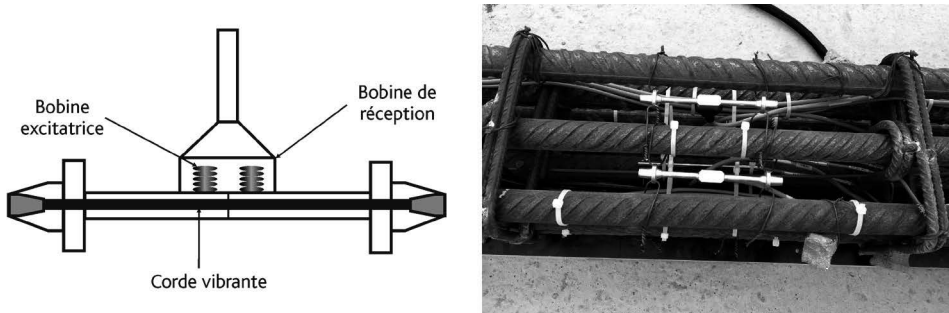
756. Certains de ces travaux sont développés au paragraphe 10.2.4 de l'ouvrage intitulé « État des recherches dans le domaine de la sûreté des réacteurs à eau sous pression », J. Couturier & M. Schwarz, Collection sciences et technique, IRSN/EDP Sciences, 2017.

757. Mais remplis de graisse dans le but de protéger les câbles.



- des thermomètres noyés dans le béton (thermocouples ou sondes « Pt 100 »<sup>758</sup>); leur redondance et leur durée de vie sont telles qu'il n'a pas été jugé nécessaire de prévoir des palliatifs en cas de défaillance;
- des extensomètres à corde vibrante (voir la figure 27.16) noyés dans le béton (mesures locales de déformation); certains font partie du dispositif d'auscultation optimal (DAO) et doivent être remplacés par des extensomètres de parement en cas de défaillance;
- des pendules (mesures globales des déplacements horizontaux);
- des fils Invar<sup>759</sup> (mesures globales des déplacements verticaux);
- des dynamomètres sur les quelques câbles de précontrainte dont la gaine n'a pas été remplie de ciment;
- des pots de nivellement noyés dans le radier, pouvant éventuellement être remplacés par des pots posés en surface;
- des repères de nivellement;
- des appareils de mesure de déplacements différentiels.

C'est le recoupement de ces mesures qui permet d'apprécier et de contrôler les déplacements d'ensemble (tassement, inclinaison, variations de diamètre ou de hauteur du fût), les déformations locales (dans les zones courantes ou dans les zones de discontinuité géométrique), et la tension des câbles de précontrainte.



**Figure 27.16.** À gauche, schéma de principe d'un dispositif à corde vibrante. SFEN; à droite vue de deux extensomètres installés au sein d'un réseau d'armatures de génie civil, avant le coulage du béton. EDF.

758. Une sonde « Pt 100 » est un capteur de température aussi appelé détecteur de température à résistance (RTD) qui est fabriqué à partir de platine. L'élément en platine a une résistance de 100 ohms à 0 °C. Comparativement aux thermocouples, ils présentent les avantages suivants: grande plage de températures de -200 °C à 850 °C, courbe caractéristique quasi linéaire, précision élevée.

759. L'Invar est un alliage de fer (64 %) et de nickel (36 %) dont la propriété principale est d'avoir un coefficient de dilatation très faible, ce qui le rend propice à la réalisation d'instruments de mesure de grande précision.

### 27.6.3. *Épreuves et mesures d'étanchéité*

Avant la mise en service d'une tranche, l'enceinte (réacteurs de 900 MWe) ou la paroi interne de l'enceinte (autres réacteurs) est soumise à une épreuve globale d'étanchéité et de résistance par mise en pression d'air sec, à la température ambiante, de l'atmosphère intérieure. La pression effective est égale à la pression de calcul qui est égale à la pression d'accident pour les réacteurs de 1 300 MWe et 1 450 MWe; elle est sensiblement supérieure à cette pression d'accident pour les enceintes revêtues d'une peau métallique afin de représenter l'action de cette peau en cas d'APRP en raison de sa dilatation contrariée par le béton qui reste froid (pression de calcul augmentée de 15% pour les enceintes des réacteurs de 900 MWe et augmentée de 10% pour l'enceinte du réacteur EPR Flamanville 3).

Cette épreuve est ensuite renouvelée au cours de l'exploitation des réacteurs, à l'occasion des visites décennales.

Par rapport aux taux de fuite maximaux admissibles spécifiés pour les conditions accidentelles, indiqués plus haut, les taux de fuite admissibles dans les conditions d'épreuve sont obtenus en considérant un coefficient de transposition défini en tenant compte de la différence entre les pressions et températures d'épreuve et les conditions accidentelles.

Parmi les actions préalables à une épreuve, figurent diverses inspections visuelles (des parements accessibles des parois, des peaux d'étanchéité...) et des mesures des fuites au niveau des traversées (tampon d'accès des matériels, sas pour le personnel, tube de transfert du combustible entre le bâtiment du réacteur et le bâtiment d'entreposage du combustible, etc.) – ces mesures sont en outre réalisées à chaque arrêt pour rechargement du combustible dans le cœur.

La mesure du taux de fuite (global) se fait par la mesure de la pression, de la température et de l'hygrométrie de l'air contenu dans l'enceinte au cours des différents paliers de montée jusqu'à la pression d'épreuve.

Par ailleurs, dans les réacteurs français, un système, dénommé SEXTEN, permet de surveiller en permanence et de manière automatique l'étanchéité globale des enceintes de confinement; il est fondé sur le suivi de la pression dans l'enceinte et des apports d'air de régulation. En cas de fuite significative, il permet, par des manœuvres successives d'isolement des traversées par des opérateurs, de déterminer la traversée concernée.

De plus, dans le cas des réacteurs de 1 300 MWe et 1 450 MWe, une mesure du taux de fuite de la paroi externe est également réalisée lors des épreuves décennales. Ce qui importe est d'empêcher toute fuite de l'espace entre enceintes vers l'extérieur autrement que par le système de filtration-extraction (EDE). Par conséquent, il s'agit de maintenir une dépression en tout point de l'espace situé entre les enceintes pour compenser les phénomènes de succion dus au vent. Des taux de fuite admissibles ont ainsi été spécifiés pour les enceintes externes. Une vérification du taux de fuite des enceintes externes est également réalisée tous les cycles de fonctionnement (alors que le réacteur est en fonctionnement) par des essais périodiques du système EDE.

### **27.6.4. Principales anomalies observées**

Quelques anomalies ont été relevées grâce aux dispositions de surveillance en service évoquées ci-dessus. La plus notable concerne la paroi interne des enceintes des réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe. Pour plusieurs d'entre elles, le taux de fuite mesuré au cours des épreuves en air a dépassé la valeur maximale prévue, notamment pour les réacteurs n° 1 des centrales nucléaires de Belleville-sur-Loire et de Flamanville. Un confinement satisfaisant pouvait toutefois être assuré par le système de ventilation de l'espace entre les deux parois (système EDE).

Des campagnes d'investigation et de nouvelles épreuves ont permis de cartographier les fuites. Des zones de fuites importantes ont été trouvées dans des zones singulières, par exemple à la périphérie du tampon d'accès des matériels, mais des fuites diffuses globales existaient aussi. Différents mécanismes ont été avancés pour expliquer des fuites :

- insuffisance des injections de résine entre les différentes « levées de bétonnage » face aux mécanismes de retrait et de fluage,
- dessiccation du béton dans le temps, coalescence progressive de microfissures d'origine.

La recherche des fuites et les travaux effectués pour retrouver une étanchéité adéquate ont nécessité des durées très importantes d'arrêt des réacteurs concernés. Ces travaux ont consisté, d'une part à injecter ou réinjecter de la résine dans les réseaux prévus à cet effet, d'autre part à mettre en place un revêtement composite à l'intérieur des enceintes, dans les zones les plus fuyardes. Toutefois, l'efficacité de ces dispositions n'est pas assurée sur le long terme compte tenu du vieillissement des structures, tout particulièrement dans la perspective de la prolongation du fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans, et Électricité de France explore diverses pistes.

