

Gestion de la durée de vie des centrales nucléaires

Référence BN3307 | Date de publication : 10 janv. 2006

Jean-Pierre HUTIN

SOMMAIRE

- [Introduction](#)
- 1 - [Problématique générale](#)
 - 1.1 - [Concept de durée de vie](#)
 - 1.2 - [Situation des centrales nucléaires françaises](#)
 - 1.3 - [Politique de gestion de la durée de vie](#)
- 2 - [Mécanismes de vieillissement](#)
 - 2.1 - [Fragilisation des aciers par irradiation](#)
 - 2.2 - [Gonflement des matériaux](#)
 - 2.3 - [Vieillessement thermique](#)
 - 2.4 - [Fatigue](#)
 - 2.5 - [Corrosion sous contrainte](#)
 - 2.6 - [Corrosion aqueuse des métaux](#)
 - 2.7 - [Corrosion-érosion](#)
 - 2.8 - [Mécanismes de dégradation des bétons](#)
 - 2.9 - [Mécanismes de dégradation des élastomères et polymères](#)
 - 2.10 - [Usure](#)
- 3 - [Matériels réputés non remplaçables](#)
 - 3.1 - [Cuve](#)
 - 3.2 - [Enceintes de confinement](#)
- 4 - [Matériels réputés remplaçables](#)
 - 4.1 - [Câbles](#)
 - 4.2 - [Contrôle-commande](#)
 - 4.3 - [Internes de cuves](#)
 - 4.4 - [Tuyauteries primaires](#)
 - 4.5 - [Tuyauteries auxiliaires du circuit primaire](#)
 - 4.6 - [Pressuriseur](#)
 - 4.7 - [Pompes primaires](#)
 - 4.8 - [Tubes des générateurs de vapeur](#)
 - 4.9 - [Autres composants en alliage Ni-Cr-Fe](#)
 - 4.10 - [Tuyauteries du circuit secondaire](#)

- 4.11 - [Turbine](#)
 - 4.12 - [Alternateur](#)
- 5 - [Aspects non techniques](#)
 - 5.1 - [Pérennité du support industriel](#)
 - 5.2 - [Évolution des exigences de sûreté](#)
 - 5.3 - [Acceptation par le public](#)
 - 5.4 - [Aspects économiques](#)
 - 5.5 - [Aspects compétences et systèmes d'information](#)
- 6 - [Situation à l'étranger](#)
 - 6.1 - [État du parc nucléaire mondial](#)
 - 6.2 - [Durée de vie à l'étranger](#)
 - 6.3 - [Situation aux États-Unis](#)

INTRODUCTION

Aucun obstacle rédhibitoire ne s'oppose à envisager une exploitation des centrales nucléaires actuelles pendant 40 ans et même plus. En revanche, des menaces existent et nécessitent, pour y faire face, la mobilisation de nombreuses compétences.

La gestion optimisée du capital qu'est le potentiel de durée de vie d'une tranche, est l'affaire de tous, depuis l'exploitant qui doit avoir en permanence la préoccupation « durée de vie » présente à l'esprit (comme il a aussi les préoccupations sûreté ou compétitivité) jusqu'à la recherche et développement qui doit aider à identifier et à résoudre les problèmes avant même qu'ils n'arrivent et explorer des pistes nouvelles d'amélioration des performances, en passant par l'ingénierie qui doit maîtriser l'évolution des règles et des exigences et offrir sa compétence de maître d'ouvrage pour réaliser les grandes opérations de maintien du patrimoine.

Les facteurs influençant la gestion de la durée de vie sont de natures très variées. Beaucoup – et parmi les plus « lourds » – ne relèvent pas du monde traditionnel de la « technique ». Ils peuvent cependant être gérés au travers de démarches explicites et robustes, intégrant tous les acteurs.

Cela dit, la maîtrise de la durée de vie commence quand même par la maîtrise des problématiques techniques et en particulier du vieillissement physique des installations. Cette maîtrise passe nécessairement par des capacités de prévision et d'anticipation qui, elles-mêmes, se fondent sur une compréhension des phénomènes en jeu.

Enfin, n'oublions pas que c'est une exploitation sûre, propre, performante et compétitive au quotidien, qui peut le mieux garantir une longue vie pour une centrale nucléaire.

1. Problématique générale

[1.1 Concept de durée de vie](#)

[1.2 Situation des centrales nucléaires françaises](#)

[1.3 Politique de gestion de la durée de vie](#)

[1.3.1 Excellence au quotidien](#)

[1.3.2 Anticipation suffisante en maintenance exceptionnelle](#)

[1.3.3 Visites et réévaluations décennales](#)

[1.3.4 Observatoires thématiques](#)

[1.3.5 Observatoire durée de vie](#)

1.1 Concept de durée de vie

La notion de durée de vie d'une centrale nucléaire de production d'électricité peut recouvrir des réalités fort différentes :

- une **durée de vie technique** au-delà de laquelle l'installation ne peut plus produire dans des conditions de sûreté acceptables (par exemple, du fait d'un vieillissement excessif et non maîtrisable de composants non remplaçables) ;
- une **durée de vie économique** au-delà de laquelle les coûts de production deviendraient prohibitifs en regard des autres moyens de production disponibles ;
- une **durée de vie réglementaire** lorsque l'autorisation d'exploiter est accordée pour un temps limité ;
- une **durée de vie comptable** correspondant à l'amortissement des investissements ;
- une **durée de vie socio-politique** qui s'achève lorsque les citoyens et leurs représentants n'acceptent plus cette forme de production.

La **durée de vie technico-économique** peut être affectée par trois facteurs principaux :

- l'**usure normale** des composants et systèmes (le **vieillessement**) qui dépend en particulier de leur âge, de leurs conditions de fonctionnement et des actions de maintenance dont ils font l'objet ;
- le **niveau de sûreté**, qui doit rester en permanence conforme au référentiel des exigences de sûreté auquel la centrale est soumise et qui est susceptible d'évoluer en fonction de nouvelles réglementations ;
- la **compétitivité** qui doit demeurer satisfaisante vis-à-vis de celle des autres moyens de production.

Le **vieillessement de l'installation** peut obérer sa durée de vie par dépassement de critères de conception ou par impossibilité de respecter les règles d'exploitation. En parallèle, ces limites de conception ou d'exploitation peuvent être modifiées suite à des évolutions des exigences réglementaires ou des décisions de l'exploitant souhaitant optimiser les performances de son outil de production. Enfin, les changements des conditions de fonctionnement peuvent à leur tour affecter les cinétiques de vieillissement.

La problématique n'est donc pas celle de l'atteinte fatale d'une limite absolue, mais plutôt celle de la gestion d'un **capital durée de vie**, représentée par les marges présentes et futures entre les paramètres caractérisant l'état de l'installation et les différentes règles requises.

Au-delà des aspects technico-économiques, la durée de vie d'une centrale peut également être affectée par d'autres phénomènes : acceptabilité par le public, existence d'un support industriel, maintien des compétences, etc.

Dans ce contexte, **l'atteinte d'une durée de vie donnée** repose sur la maîtrise, d'une part, du niveau de sûreté en permanence conforme au référentiel et, d'autre part, de l'ensemble des aspects techniques et industriels permettant d'exploiter les centrales d'une façon sûre et compétitive qui donne confiance au public.

HAUT DE PAGE

1.2 Situation des centrales nucléaires françaises

Le parc de production nucléaire EDF est constitué aujourd'hui de 34 tranches de 900 MWe, de 20 tranches de 1 300 MWe et de 4 tranches de 1 450 MWe (une tranche = un réacteur + les équipements de production d'électricité). En 2006, les tranches ont un âge moyen de 21 ans ; les plus anciennes sont exploitées depuis 29 ans. La figure 1 donne la distribution des âges des tranches nucléaires françaises.

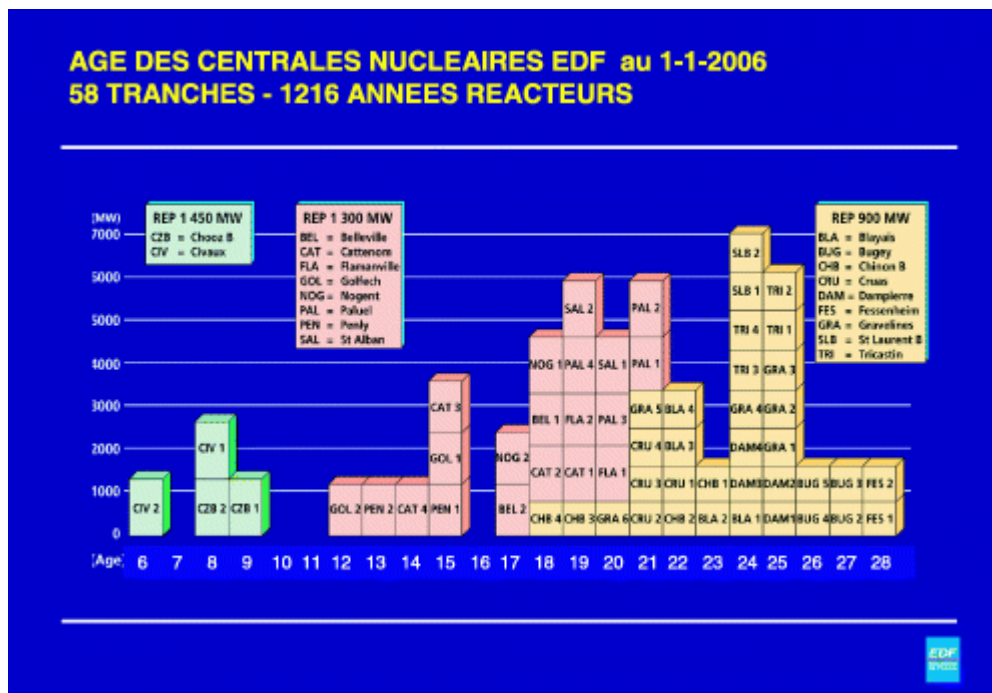


Figure 1 - Histogramme des âges des centrales nucléaires françaises

Contrairement à d'autres pays (voir § 6), il n'existe pas en France de limites juridiques ou réglementaires directes sur la durée de vie des centrales nucléaires. Si la conception de la partie primaire (la « chaudière ») a bien été effectuée sur la base d'une durée de vie de 40 ans, prise en compte dans les rapports de sûreté, il ne s'agit que d'une hypothèse d'étude qu'aucun texte n'interdit de réviser.

Actuellement, le parc nucléaire représente un investissement financier déjà en bonne partie amorti. L'enjeu financier associé au maintien de sa durée de vie est donc considérable.

Exemple

notons que chaque année supplémentaire d'exploitation d'une tranche de 900 MWe au-delà de 40 ans permet d'économiser environ 80 millions d'euros par an sur les charges financières qu'engendrerait un investissement nouveau.

Il appartient à EDF, en tant qu'exploitant nucléaire, de justifier auprès de l'autorité de sûreté et du public que la durée de vie de 40 ans peut être atteinte et, si possible, prolongée afin de tirer le meilleur parti des importants investissements réalisés.

Les résultats de l'exploitation des centrales nucléaires françaises éclairent la problématique de la durée de vie, tant il est acquis que des bonnes performances au quotidien sont un préalable incontournable à la poursuite de l'exploitation et à une durée de vie prolongée :

- **disponibilité** : on observe des alternances d'amélioration et de diminution de la disponibilité qui résultent d'évolutions identifiées (dégradation/réparation de matériels, changement des pratiques d'exploitation et des exigences externes, démarches de progrès, etc.), sans que se dessine une tendance lourde qui pourrait être interprétée comme le signe d'un vieillissement global ;
- **sûreté** : le nombre moyen d'incidents significatifs vis-à-vis de la sûreté reste à peu près constant, les progrès réels obtenus par des démarches volontaristes de l'exploitant se trouvant « masqués » par un effort croissant de transparence qui conduit à déclarer des événements de plus en plus anodins. Ceci se trouve confirmé par les études qui montrent une diminution de la gravité des incidents déclarés chaque année ;
- **coûts d'exploitation** : les coûts d'exploitation ont augmenté régulièrement jusqu'au début des années 1990 (démarrage des nouvelles tranches et traitement des défauts de jeunesse) ; ils se sont ensuite stabilisés sous l'effet de plusieurs éléments antagonistes : d'un côté, le vieillissement de certains matériels conduisant à des opérations de maintenance lourde et le durcissement des exigences externes nécessitant des modifications des installations ; de l'autre, les efforts d'optimisation des programmes de maintenance et de leur mise en œuvre industrielle et une utilisation plus efficace du combustible. Là encore, les évolutions traduisent davantage des changements de politiques et de contexte que l'effet visible d'un vieillissement généralisé de l'installation.

D'autres indicateurs de performances sont suivis pour piloter le parc nucléaire : doses collectives et individuelles, volumes des rejets nucléaires, fréquences de certains dysfonctionnements ciblés, paramètres sociaux et ressources humaines. Aucun ne fait apparaître de signe évident d'un vieillissement global des installations, ce qui conforte les constats précédents.

[HAUT DE PAGE](#)

1.3 Politique de gestion de la durée de vie

En France, la politique de gestion de la durée de vie des centrales nucléaires s'appuie sur quatre niveaux d'actions : l'excellence au quotidien, l'anticipation en maintenance exceptionnelle, les visites et réexamens décennaux, les observatoires thématiques.

[HAUT DE PAGE](#)

1.3.1 Excellence au quotidien

Une gestion pertinente de la durée de vie des installations commence par la recherche de l'excellence dans l'exploitation au quotidien : sûreté, compétitivité, transparence sont des exigences qui doivent être satisfaites aujourd'hui pour conserver une espérance de vie demain 📄. Ces mêmes principes sont affichés par la plupart des exploitants dans le monde, par des autorités de sûreté et par des organismes internationaux (voir les recommandations de l'AIEA sur le sujet du *plant life management* 📄📄).

Cette recherche d'excellence dans l'exploitation au quotidien doit être accompagnée d'une préoccupation « durée de vie » particulière conduisant, à la fois, à faire les gestes qui permettront demain de poursuivre l'exploitation des centrales, tout en veillant à ne pas faire des gestes qui pourraient obérer la durée de vie. La préoccupation du « long terme » conduit souvent à des travaux d'ingénierie et de recherche et développement, mais doit ensuite être portée au plus près du terrain.

Exemple

citons l'importance que l'exploitant doit accorder au suivi des transitoires de pression et de température susceptibles de « fatiguer » les composants de la chaudière, de façon à ne pas « gaspiller » le potentiel de résistance à la fatigue que le concepteur a prévu à l'origine.

Les règles d'exploitation – bien que très précises – laissent assez de liberté à l'exploitant pour « conduire » son installation de façon plus ou moins « économe » vis-à-vis de tel ou tel phénomène de vieillissement.

De la même façon, la collecte de données au quotidien est indispensable pour se donner les moyens, demain, de poursuivre l'exploitation des tranches. A contrario, certains exploitants américains sollicitant le renouvellement de leur licence se sont trouvés en difficulté lorsqu'ils ont dû dresser l'historique de paramètres importants qu'ils n'avaient pas enregistrés en continu.

[HAUT DE PAGE](#)

1.3.2 Anticipation suffisante en maintenance exceptionnelle

À l'exception des composants jugés non remplaçables, les matériels d'une centrale nucléaire peuvent être réparés, rénovés ou remplacés. Encore faut-il que ceci ne s'avère pas indispensable sur toutes les tranches en même temps. Le seul moyen de limiter ce risque est de disposer d'une bonne prévision sur les besoins et de définir une stratégie technique et industrielle optimisée incluant les mesures d'anticipation nécessaires pour minimiser les conséquences d'une erreur de prévision (accélération des cinétiques, accumulation « aléatoire », sous-estimation des probabilités d'occurrence).

EDF a donc engagé une démarche anticipative systématique pour optimiser les programmes de maintenance exceptionnelle (la maintenance exceptionnelle couvre les opérations de maintenance qui concernent tout ou partie importante du parc, qui ne seront vraisemblablement réalisées qu'une fois dans la vie d'une tranche et dont le coût et/ou l'impact sur les enjeux du parc sont importants).

La démarche prospective en maintenance exceptionnelle cherche :

- soit à réduire la probabilité de défaillance imprévue des gros composants par des opérations de surveillance, de réparation, de modifications ou de remplacement préventif ;
- soit de minimiser les conséquences d'une telle défaillance en disposant par avance de parades appropriées.

On entend par défaillance, autant les défaillances matérielles proprement dites que tout autre événement « indésirable » affectant ces matériels : obsolescence industrielle, rupture de stocks, évolution de la réglementation, disparitions de constructeurs, etc.

Cette démarche d'anticipation en maintenance exceptionnelle comprend plusieurs phases :

- l'analyse des composants les plus importants ou les plus sensibles pour identifier leurs modes de dégradation possibles et les conséquences potentielles ;
- l'identification des opérations de maintenance exceptionnelle jugées fatales / probables / possibles / improbables ;
- l'identification et l'évaluation des différentes stratégies possibles sur les dix ans à venir ;
- l'optimisation globale d'un portefeuille d'opérations de maintenance exceptionnelle (sur 3 à 5 ans généralement).

Suite à ces analyses, des actions sont décidées soit pour optimiser les stratégies, soit pour accroître leur robustesse : lissage des programmes de réalisation, actions d'anticipation (études de réparabilité faites d'avance, développements de méthodes et d'outils, achat anticipé de pièces de rechange, etc.), actions supplémentaires de surveillance, investigations ou analyse des signaux faibles.

Le choix des stratégies et l'ordonnement des opérations de maintenance exceptionnelle font appel à des méthodes et à des techniques de gestion des risques qui considèrent la probabilité de la défaillance redoutée et l'évaluation des « performances » des différentes stratégies possibles. Pour les cas les plus importants, les analyses peuvent avoir recours à des méthodes sophistiquées fondées sur des approches probabilistes (cas des générateurs de vapeur).

[HAUT DE PAGE](#)

1.3.3 Visites et réévaluations décennales

Bien que la loi française ne le prévoit pas explicitement, il s'est instauré une pratique qui consiste à profiter des visites décennales imposées par la réglementation des appareils à pression, pour procéder, tous les dix ans, à une réévaluation de sûreté sur la base d'un référentiel nouveau convenu entre EDF et l'autorité de sûreté.

Typiquement, une visite décennale et sa réévaluation de sûreté incluent les éléments suivants :

- un examen de conformité permettant de s'assurer que l'installation est bien dans l'état de référence et de traiter les éventuels écarts identifiés ;

- la définition d'un nouveau référentiel tenant compte du retour d'expérience français et international et de l'évolution des exigences externes ;
- les études de sûreté permettant d'identifier les points sur lesquels l'application du nouveau référentiel présente des difficultés ;
- les études et la réalisation des modifications éventuellement nécessitées par les études précédentes ;
- les visites et les actions requises par les différentes réglementations (appareils à pression en particulier avec l'inspection des cuves de réacteurs) ;
- les actions de maintenance normalement prévues par l'exploitant ;
- un programme d'investigation complémentaire destiné à vérifier la pertinence des programmes habituels (en particulier vis-à-vis du vieillissement) et à renforcer la robustesse des stratégies ;
- enfin, toutes les actions qu'EDF a décidé pour améliorer les performances des installations ou pour en faciliter l'exploitation. EDF s'impose de ne mettre en œuvre ces actions qu'à l'occasion des visites décennales, pour éviter de perturber continuellement les exploitants.

L'enchaînement des activités préparatoires doit être enclenché avec une avance suffisante car les différentes phases interagissent l'une avec l'autre.


Ces réévaluations de sûreté permettent de montrer que les tranches peuvent être exploitées dix ans de plus en toute sécurité. L'autorité de sûreté ne souhaite généralement pas se prononcer au-delà, ce qui constitue un handicap par rapport à d'autres pays dans la mesure où cela prive l'exploitant d'une visibilité à plus long terme qui l'encouragerait à investir.

Enfin, le problème est encore compliqué par le fait que, au même moment, les différents paliers sont engagés dans ces processus décennaux mais de façon décalée : les VD2 (visites décennales n° 2) des tranches 1 300 commenceront au milieu de l'intervalle VD2 – VD3 des tranches 900. Et quand l'autorité de sûreté impose une nouvelle exigence dans le cadre de la réévaluation décennale d'un palier, elle peut être tentée de vouloir l'étendre immédiatement aux autres paliers.

[HAUT DE PAGE](#)

1.3.4 Observatoires thématiques

EDF a mis en place un certain nombre d'observatoires et de processus de veille qui permettent à l'entreprise d'identifier les menaces ou opportunités significatives avec une avance suffisante et de prendre les mesures appropriées. On peut citer :

- la veille environnementale chargée de détecter et de suivre l'évolution des exigences externes relatives à l'environnement pouvant présenter des difficultés de mise en œuvre ;
- l'**observatoire de la pérennité de l'industrie nucléaire** chargé d'identifier et de suivre les couples produits / fournisseurs qui sont à la fois sensibles et fragiles (voir paragraphe [5.1](#) ) ;
- la veille technologique tournée vers les opportunités qu'offrent les progrès technologiques ;

- le processus **problèmes potentiellement sensibles** qui a pour mission de faire remonter et d'évaluer les problèmes que tel ou tel acteur du nucléaire jugerait mal ou insuffisamment traité ;
- des observatoires thématiques destinés à focaliser temporairement l'attention sur des sujets donnés (par exemple, un observatoire « avenir possibles du contrôle-commande » en préparation des visites décennales n° 2) ;
- un observatoire de la durée de vie des centrales nucléaires étrangères, chargé d'analyser les conditions de gestion de leur durée de vie ou, le cas échéant, les causes de leur fermeture.

[HAUT DE PAGE](#)

1.3.5 Observatoire durée de vie

Comme cela a été montré aux paragraphes précédents, la politique d'EDF consiste à intégrer la préoccupation « durée de vie » dans les programmes « normaux » d'exploitation, d'ingénierie et de recherche et développement. C'est d'ailleurs dans ce sens que vont les recommandations des organismes internationaux tels que l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique).

Cependant, cette prise de conscience n'a aucune raison d'être spontanée, les enjeux de sûreté immédiate et de compétitivité risquant de faire privilégier le court terme. C'est pourquoi EDF a mis en place un « observatoire durée de vie » qui a pour mission de s'assurer que le personnel prend bien en compte l'objectif « durée de vie » dans ses activités normales, qu'il réalise bien tous les gestes nécessaires dans ce sens, en se gardant de faire ceux qui tendraient à l'effet inverse.

2. Mécanismes de vieillissement

[2.1 Fragilisation des aciers par irradiation](#)

[2.2 Gonflement des matériaux](#)

[2.3 Vieillissement thermique](#)

[2.4 Fatigue](#)

[2.4.1 Maîtrise du phénomène](#)

[2.4.2 Cas de la fatigue du circuit primaire principal](#)

[2.5 Corrosion sous contrainte](#)

[2.5.1 Corrosion sous contrainte des alliages de nickel dans le milieu primaire](#)

[2.5.2 Corrosion sous contrainte des aciers inoxydables dans le milieu primaire](#)

[2.6 Corrosion aqueuse des métaux](#)

[2.7 Corrosion-érosion](#)

[2.8 Mécanismes de dégradation des bétons](#)

[2.8.1 Réactions de gonflement](#)

[2.8.2 Corrosion des armatures](#)

[2.8.3 Carbonatation](#)

[2.8.4 Attaque par les ions chlorures](#)

[2.8.5 Lixiviation](#)

[2.9 Mécanismes de dégradation des élastomères et polymères](#)

[2.10 Usure](#)


On désigne par « vieillissement » l'ensemble des mécanismes liés au temps qui tendent à faire perdre aux matériels leurs caractéristiques initiales. De ce point de vue, le vieillissement n'est pas en soi quelque chose d'évitable. On peut néanmoins prendre des mesures pour suivre ses effets, les limiter, les retarder ou les remplacer par d'autres moins indésirables.

Cependant, tout matériel possède par conception des marges vis-à-vis de la défaillance ou de la perte de fonction. Autrement dit, tout vieillissement ne se traduit pas automatiquement et inéluctablement par une défaillance, compte tenu de la mise à profit des marges pour surveiller les matériels et anticiper leurs défauts majeurs.

Le vieillissement sera d'autant mieux maîtrisé que l'on connaît bien ses mécanismes. Ces derniers peuvent être, du point de vue de l'ingénieur, classés en deux grandes catégories :

- évolution des propriétés des matériaux (perte de caractéristiques physiques, mécaniques, électriques, etc.) ;
- dégradation des structures (fatigue, corrosion, usure, etc.).

Cette classification est surtout pratique car elle distingue les mécanismes dont les effets sont macroscopiquement observables (fissures, pertes de matière) et les mécanismes dont les effets sont « invisibles » sans mesures spécifiques (mesure de dureté, de résistivité, etc.). La réalité scientifique n'est évidemment pas aussi binaire. Ainsi, pour la fatigue, l'apparition d'une fissure visible est précédée d'une phase de modifications internes du matériau (perturbation du champ des dislocations, par exemple) se traduisant par une évolution très localisée de ses caractéristiques physiques.

Un certain nombre de mécanismes particulièrement importants ont été identifiés et sont décrits dans ce paragraphe ; on insiste sur leur description physique ou physico-chimique et sur les paramètres qui les pilotent . Tous ces mécanismes ont un impact sur les matériels réputés sensibles ; mais seuls certains d'entre eux pourraient être rédhibitoires pour la durée de vie des centrales nucléaires.

2.1 Fragilisation des aciers par irradiation

L'irradiation par les neutrons a pour effet de chasser de nombreux atomes de leur site initial dans le réseau cristallin des aciers. Les atomes interstitiels et les lacunes peuvent se regrouper sous forme d'amas qui font barrage aux dislocations et entraînent ainsi un durcissement de l'acier. De plus, au voisinage de défauts du réseau cristallin, l'absence de mobilité des dislocations engendre des contraintes pouvant dépasser la contrainte de rupture du réseau cristallin. L'acier peut alors se rompre sans que des déformations ne puissent s'exercer. L'allongement à rupture et la résilience sont réduits : on observe donc une fragilisation. D'autres effets indirects de l'irradiation (formation d'amas microscopiques d'impuretés, par exemple) conduisent également à un durcissement et une fragilisation.

Pour les aciers de cuve, la fragilisation par irradiation entraîne une augmentation de la température de transition fragile - ductile qui pourrait conduire le composant à subir les efforts inhérents à ses conditions de fonctionnement alors qu'il est dans le domaine fragile.

D'importantes études sur les effets de l'irradiation ont été menées dès l'origine des programmes nucléaires et de très nombreuses données obtenues dans des réacteurs expérimentaux sont aujourd'hui disponibles. On dispose ainsi de formules de prévision fiables

qui tiennent compte des paramètres qui gouvernent le phénomène, à savoir la fluence (quantité de neutrons reçus), la température et la présence dans l'acier de certains éléments ayant une influence défavorable (cuivre et phosphore en particulier).

HAUT DE PAGE

2.2 Gonflement des matériaux

Le phénomène de gonflement est spécifique des matériaux en ambiance nucléaire. Il s'agit d'une augmentation de volume due à la formation, à l'intérieur du matériau, de globules gazeux microscopiques. Ces globules proviennent du regroupement d'atomes en phase gazeuse (éventuellement favorisé par la rencontre de lacunes), atomes provenant de réactions nucléaires avec les constituants ou les impuretés.

Une température élevée est nécessaire pour que le phénomène se développe, ce qui explique qu'il ait été observé et étudié dans les aciers des réacteurs à neutrons rapides, mais jamais sur les réacteurs à eau sous pression, à l'exception du combustible dans lequel il engendre une sollicitation mécanique de la gaine par la pastille, augmentant ainsi les risques de rupture de cette gaine.

HAUT DE PAGE

2.3 Vieillissement thermique

La plupart des composants utilisés dans les centrales nucléaires subissent, à la fabrication, des traitements thermomécaniques qui leur confèrent les propriétés requises. Mais les matériaux se retrouvent alors dans des états d'équilibre thermodynamique instables ou métastables. Sous l'effet de la température de fonctionnement, ils vont avoir tendance à évoluer pour retrouver plus ou moins vite leur état d'équilibre thermodynamique.

Le terme de « vieillissement thermique » recouvre donc toute une série de mécanismes basés sur la diffusion des éléments chimiques et permettant aux « systèmes » métallurgiques de revenir à un état d'équilibre thermodynamique plus stable. Ce retour à l'équilibre se traduit par une évolution microstructurale et par une évolution des propriétés des matériaux.

Les principaux mécanismes de vieillissement thermique susceptibles d'apparaître sur les composants des centrales nucléaires sont :

- la **précipitation** (germination puis croissance d'une seconde phase jusqu'à coalescence) ;
- la **démixtion « spinodale »** (précipitation démarrant instantanément sans mettre en jeu d'énergie nécessaire à la formation de germes) ;
- la **mise en ordre** (arrangement régulier d'atomes d'espèces chimiques différentes initialement répartis au hasard) ;
- le **vieillissement dynamique** (couplage entre la déformation et la diffusion d'atomes de soluté) ;
- la **ségrégation** de certaines espèces chimiques.

Tous ces mécanismes conduisent peu ou prou à un durcissement et à une fragilisation du matériau. Cette forme de vieillissement étant liée aux possibilités de diffusion, les paramètres

importants sont évidemment le temps et la température de fonctionnement, mais aussi la composition chimique du matériau et les paramètres de fabrication (existence d'hétérogénéités). Par ailleurs, l'irradiation neutronique, en créant des lacunes dans le matériau, a tendance à accélérer la diffusion des éléments chimiques et, par conséquent, les mécanismes de vieillissement thermique.

HAUT DE PAGE

2.4 Fatigue

Sous l'effet d'efforts mécaniques cycliques, un matériau se fissure puis se rompt pour des niveaux de sollicitation qui ne produiraient aucun dommage si ces cycles étaient appliqués de manière singulière. Ce phénomène de dégradation est appelé fatigue (figure 2).

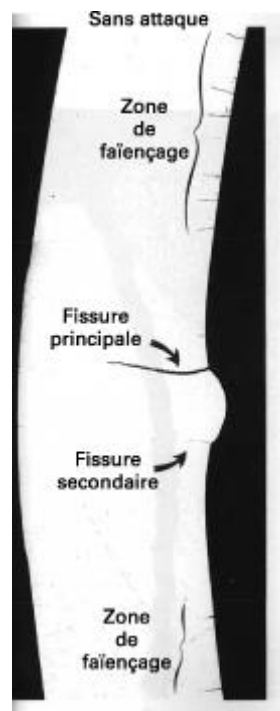


Figure 2 - Fissuration par fatigue thermique d'une paroi de tuyauterie

Selon le niveau de sollicitation, on distingue deux domaines :

- la **fatigue endurance** où la déformation reste macroscopiquement élastique ;
- la **fatigue oligocyclique** où une déformation plastique macroscopique survient à chaque cycle.

La rupture se produit après quelques dizaines à quelques milliers de cycles en fatigue oligocyclique, mais peut survenir après plusieurs millions ou centaines de millions de cycles en fatigue endurance, pour des sollicitations de l'ordre de la moitié de la limite élastique.

Outre la nature du matériau et son environnement, les principaux paramètres déterminants pour la durée de vie en fatigue sont les extremums de sollicitations mécaniques appliqués à chaque cycle et l'existence de concentrations de déformation dues à des singularités

géométriques du composant ou à la présence de défauts physiques. De manière pratique, il est d'usage de caractériser les cycles appliqués, d'une part, par l'amplitude de variation de la déformation (ou de la contrainte) et par sa valeur moyenne.

HAUT DE PAGE

2.4.1 Maîtrise du phénomène

Les courbes expérimentales (dites de Wöhler) expriment le nombre de cycles à l'amorçage d'une fissure de fatigue en fonction de l'amplitude de contrainte, dans une configuration de matériau et de sollicitation donnée. En outre, pour de nombreux matériaux, le dommage n'apparaît pas si l'amplitude de contrainte est inférieure à une « limite d'endurance ».

Dans le cas de sollicitations complexes (moyenne ou amplitude variable), on calcule le facteur d'usage qui correspond au cumul « linéaire » des dommages de fatigue déduits des courbes de Wöhler pour des sous-ensembles de cycle de sollicitations de moyennes et d'amplitudes comparables.

Pour modéliser la phase de propagation par fatigue d'une fissure préexistante, il existe des modèles reposant sur les concepts de la mécanique de la rupture. Dans ces modèles, l'accroissement de profondeur de la fissure lors d'un cycle est gouverné par le facteur d'intensité de contrainte en pointe de fissure. Dans le cas simple où les cycles de contrainte sont tous identiques, la vitesse de propagation en fonction du nombre de cycles (da/dN) est une fonction puissance de la variation du facteur d'intensité de contrainte ΔK .

Les approches s'appuyant sur ces différentes considérations sont désormais largement mises en œuvre pour prévoir et parer aux dommages de fatigue. On peut considérer que les dispositions qui en découlent sont globalement pertinentes si l'on considère la rareté des défaillances importantes imputables à ce phénomène.

HAUT DE PAGE

2.4.2 Cas de la fatigue du circuit primaire principal

L'analyse et le suivi de la fatigue du circuit primaire principal constitue une démarche exemplaire du point de vue de la gestion de la durée de vie et mérite donc un paragraphe spécifique.

Rappelons que le circuit primaire principal est constitué des composants sous pression non isolables du cœur de façon sûre : cuve, partie primaire des générateurs de vapeur, enveloppe sous pression des pompes primaires, pressuriseur et tuyauteries reliant ces appareils. À la conception, tous ces composants ont fait l'objet d'une analyse de marge par rapport à différents types de dommage en simulant toute la vie de l'installation. Ainsi, pour la fatigue, le facteur d'usage a été calculé en tout point des structures, en supposant que le circuit allait subir un certain nombre de transitoires de pression et de température : arrêts-démarrages, variations de charge, arrêts automatiques, mises en service de tel ou tel circuit auxiliaire, etc. Une soixantaine de types de transitoires ont été prévus, avec, pour chacun d'eux, une variation enveloppe de la pression et de la température et un nombre d'occurrence correspondant à 40 ans d'exploitation.

Les analyses ont montré que, pour la majorité des points du circuit, le facteur d'usage calculé est inférieur à 1, ce qui signifie que les transitoires postulés à la conception ne devraient pas induire de dégradation par fatigue. Pour les zones où cette démonstration n'a pas pu être apportée, des inspections périodiques par contrôles non destructifs sont réalisées.

Mais bien sûr, tout ceci n'a de sens que si les transitoires qui arrivent réellement en service, sont bien conformes aux hypothèses de conception, tant en nombre qu'en sévérité. C'est ce que vérifie en permanence l'exploitant en comptabilisant tous les transitoires de pression et de température et en les comparant aux transitoires de conception. Si les transitoires réels sont moins sévères et/ou moins nombreux que ce qui était prévu, alors on peut imaginer une durée de vie plus grande vis-à-vis du risque de fatigue. Si les transitoires réels sont au contraire plus sévères et/ou plus nombreux que ce qui était prévu, des mesures sont à prendre : par exemple, surveiller les zones où le facteur d'usage est le plus élevé, ou modifier les procédures d'exploitation pour réduire la sévérité des transitoires. C'est cette dernière voie qui est généralement suivie, ce qui conduit à redéfinir une nouvelle liste de transitoires et à reprendre les études de fatigue.

On notera que cette comptabilisation permanente des transitoires oblige les exploitants à réfléchir en permanence à la façon dont ils conduisent l'installation et au dommage de fatigue que cela peut entraîner, ce qui favorise la prise de conscience du rôle qu'ils peuvent jouer pour une gestion optimale de l'espérance de vie.

Un dernier problème : cette comptabilisation des transitoires n'est démonstrative que pour les zones où la pression et la température sont bien celles mesurées par l'instrumentation de la tranche. Or, on sait qu'un certain nombre de zones sont l'objet de phénomènes thermo-hydrauliques locaux complexes (mauvais mélange autour de piquages, stratification dans des portions de tuyauteries, etc.). L'analyse à la fatigue nécessite alors une connaissance précise des champs de température locaux et de leurs variations, ce qui passe par des instrumentations spécifiques.

[HAUT DE PAGE](#)

2.5 Corrosion sous contrainte

Lorsqu'un matériau est soumis à un milieu chimique et, de manière concomitante, à des sollicitations mécaniques de traction, une fissuration peut se produire : on dit que le matériau a subi une « corrosion sous contrainte ». On distingue deux familles de mécanismes :

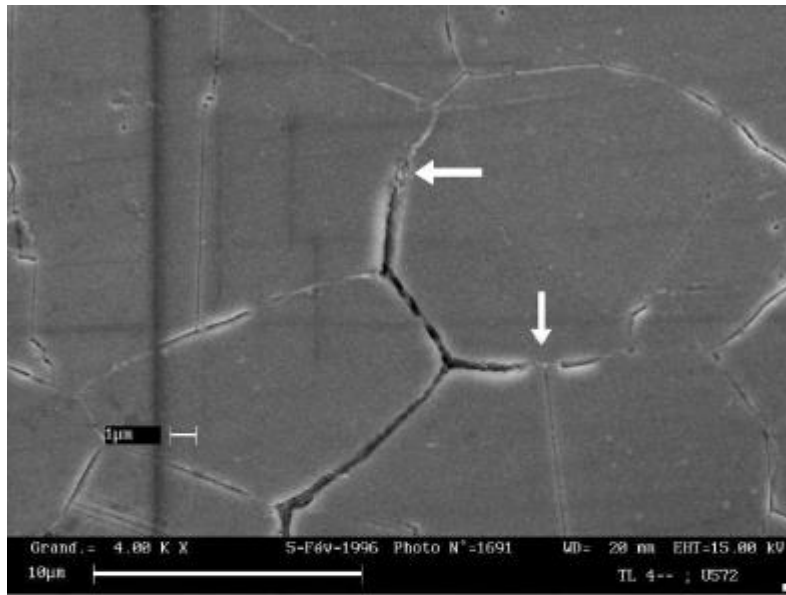
- les mécanismes faisant appel à la dissolution du matériau dans le milieu, suite à l'endommagement local de l'oxyde protecteur ;
- les mécanismes qui passent par une succession de petites ruptures mécaniques rendues possibles par le fait que le milieu ou les produits de corrosion ont pénétré dans le matériau.

[HAUT DE PAGE](#)

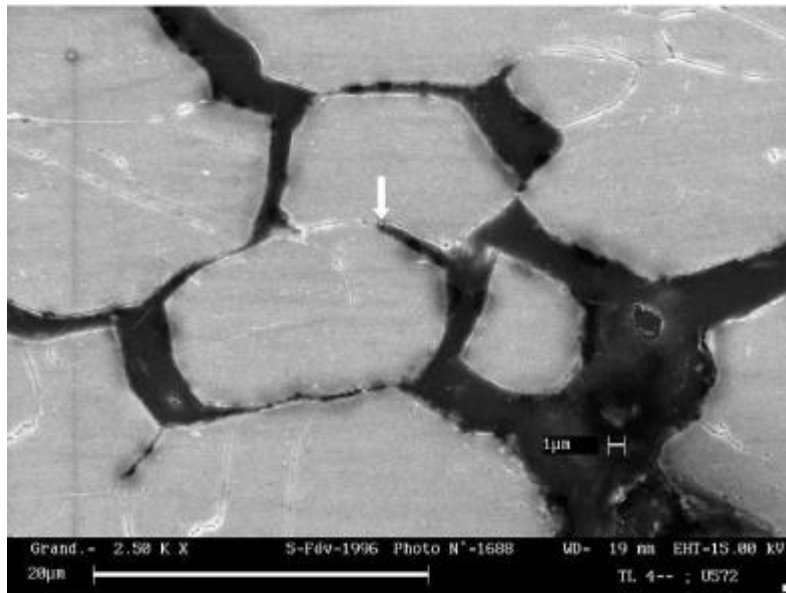
2.5.1 Corrosion sous contrainte des alliages de nickel dans le milieu primaire

Dans le cas de la corrosion sous contrainte de l'**alliage 600** en milieu primaire (alliage à base de nickel, fer et chrome ; tubes de générateurs de vapeur par exemple), le mécanisme fait

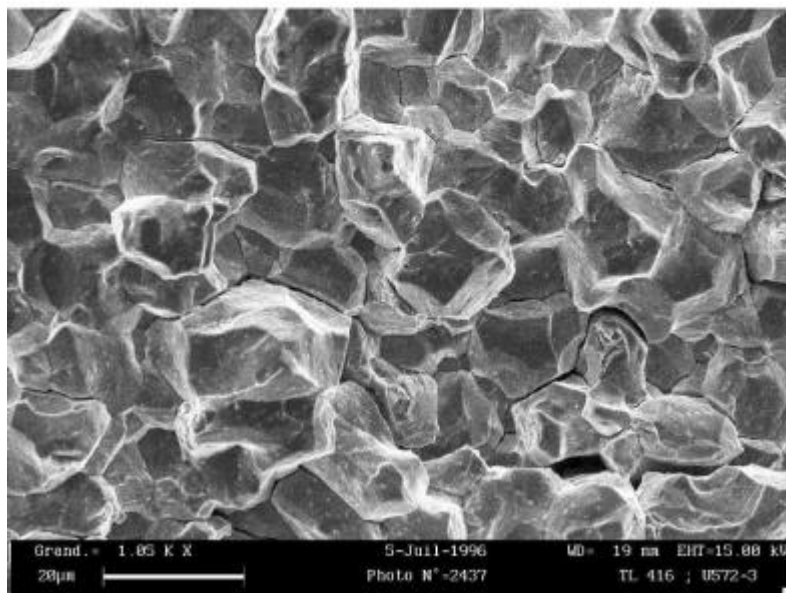
appel à la rupture mécanique d'un métal devenu trop plastique sous l'effet, de la pénétration dans l'alliage, d'hydrogène issu d'une dissolution locale du métal, phénomène itératif qui aboutit à une fissuration macroscopique (figure 3). Le phénomène est très sensible à la température et ne se déclenche que lorsqu'une certaine quantité d'hydrogène a pénétré dans l'alliage. Le paramètre mécanique, qui pilote le phénomène, est la vitesse du fluage intergranulaire induit par une contrainte ou une déformation, et non par la contrainte elle-même.



(a)



(b)



(c)

Figure 3 - Examen microscopique, à différents stades, d'une fissure de corrosion sous contrainte dans l'alliage 600

La microstructure de l'alliage est un paramètre important : les microstructures favorisant le glissement intergranulaire sont à l'origine de concentrations de déformation dans les joints de grains. De même, l'érouissage global du matériau qui reporte les déformations sur les zones affectées par la pénétration de l'hydrogène, favorise les concentrations de déformation dans ces zones.

L'**alliage 690** (de composition légèrement différente) semble, lui, quasiment insensible à la corrosion sous contrainte dans le milieu primaire, dans les conditions rencontrées en service.

[HAUT DE PAGE](#)

2.5.2 Corrosion sous contrainte des aciers inoxydables dans le milieu primaire

Le phénomène de corrosion sous contrainte a déjà affecté des aciers inoxydables en contact avec le milieu primaire des REP. Quelques cas ont été constatés sur des aciers inoxydables ayant subi, lors des opérations de fabrication, un érouissage mécanique très important. Des cas plus nombreux ont en revanche été notés sur des aciers inoxydables soumis en service à une forte irradiation par les neutrons. Les aciers atteints sont tous des aciers inoxydables austénitiques de la famille 18 %Cr-10 %Ni. Dans le cas des aciers érouis mécaniquement, les fissures de corrosion sont indifféremment intergranulaires ou transgranulaires. En revanche, pour les aciers soumis à l'irradiation, les fissures sont intergranulaires.

À ce jour, tous les phénomènes observés en réacteur ont été reproduits par des essais en laboratoire. Par analogie avec les alliages de nickel, on peut raisonnablement penser que l'on est aussi en présence de phénomènes résultant d'une succession de petites ruptures mécaniques. Des études sont en cours pour expliquer pourquoi des aciers érouis ou irradiés subissent ces phénomènes, alors que les aciers n'ayant pas subi ces sollicitations avant ou pendant le service ne semblent pas être affectés.

[HAUT DE PAGE](#)

2.6 Corrosion aqueuse des métaux

La corrosion aqueuse est le résultat de phénomènes électrochimiques qui produisent la dissolution d'un métal en contact avec une solution conductrice. Son occurrence et sa cinétique dépendent :

- de la nature et de la composition du matériau, de son état de traitement thermo-mécanique et notamment de son état de surface ;
- de la concentration des espèces présentes dans le milieu au contact du métal, en particulier des teneurs en H^+ et OH^- (c'est-à-dire le pH) ;
- du potentiel électrique à l'interface métal - électrolyte qui est le moteur des échanges électroniques et ioniques.

La dissolution du métal provoque une diminution d'épaisseur résistante qui peut conduire à divers dommages : fissuration, rupture, percement, diminution de la capacité de conduction de la chaleur ou de l'électricité et échauffement associé, etc. De plus, les produits de corrosion peuvent être activés lors de leur passage dans le cœur et, en se redéposant, engendrer des points d'activité élevée.

La corrosion participe également comme initiateur ou accélérateur à d'autres mécanismes de dégradation : fatigue-corrosion, corrosion sous contrainte, corrosion-érosion, fragilisation par l'hydrogène, constriction ou *denting*.

Le choix des matériaux à la conception et la maîtrise de la chimie des milieux pendant l'exploitation permettent de limiter le risque de corrosion. Ainsi, le conditionnement du milieu des réacteurs à eau pressurisée et le choix d'alliages inoxydables, pour la constitution ou le revêtement des matériels en contact avec ce milieu, permettent d'écarter, sauf exception, un risque de corrosion aqueuse pour des durées dépassant largement les espérances de vie les plus longues des installations.

En général, les phénomènes électrochimiques concernent l'ensemble de la surface de contact entre métal et milieu et donnent donc lieu à une corrosion « généralisée » du matériau. Lorsque existent des hétérogénéités du milieu ou des matériaux, des phénomènes locaux peuvent survenir et conduire à des corrosions localisées, plus rapides et plus nocives.

La simulation par des codes thermochimiques, utilisant des données tant théoriques qu'expérimentales, a permis de faire des progrès importants dans la maîtrise de ces phénomènes, mais la prévision précise d'une cinétique de corrosion reste souvent délicate, notamment si les phénomènes sont localisés.

[HAUT DE PAGE](#)

2.7 Corrosion-érosion

Il s'agit d'une forme de corrosion de l'acier au carbone en contact avec de l'eau ou de l'eau - vapeur circulant à grande vitesse. Le phénomène comporte deux étapes : mise en solution de fer dans l'eau au voisinage de la paroi, puis transport de ce fer sous l'effet de l'écoulement. Compte tenu de l'évacuation du fer, l'eau au contact de la paroi ne se sature pas en cet élément et, contrairement à ce que l'on observe en eau stagnante, la vitesse de corrosion ne diminue pas dans le temps.

Le phénomène, qui ne concerne que le circuit secondaire eau-vapeur, est aujourd'hui bien compris et modélisé, les paramètres qui le pilotent sont connus (température, vitesse et composition du fluide, composition de l'acier). Des dispositions ont de ce fait pu être prises avec succès pour maîtriser le risque sur les centrales : traitement de l'eau conduisant à des pH plus élevés, choix d'aciers dont la composition chimique (teneur résiduelle en chrome) est ajustée. La modélisation permet d'effectuer des vérifications in situ bien ciblées sur les zones à risque.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8 Mécanismes de dégradation des bétons

Les bétons, et plus généralement les matériaux cimentaires, sont largement utilisés dans les ouvrages de génie civil d'une centrale nucléaire : bâtiment réacteur, aéroréfrigérants, prise d'eau, fondations. La dégradation des bétons n'entraîne pas forcément une perte de leur propriété mécanique, mais peut engendrer des dommages irréversibles de type fissuration, en particulier lorsque le béton est mis en traction suite à une réaction endogène de gonflement ou à une perte de précontrainte des armatures. Les mécanismes de vieillissement des matériaux cimentaires sont très nombreux du fait de leur caractère hétérogène, de leur structure poreuse et de leur hydratation qui peut se poursuivre plusieurs années après leur fabrication.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8.1 Réactions de gonflement

Ces pathologies peuvent être attribuées à deux types de réactions chimiques : les réactions alcali-granulats et les réactions sulfatiques. Il s'agit dans les deux cas de réactions provoquant la mise en traction du béton, lorsque l'espace dont elles disposent (la porosité du matériau) n'est plus suffisant. Ces réactions, dont les cinétiques d'apparition peuvent être très lentes (jusqu'à 30 ans sur certains barrages), conduisent à des dégradations (fissurations en faïençage par exemple) et à des phénomènes d'exsudations de gel pour les réactions alcali-granulats.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8.2 Corrosion des armatures

Dans les structures en béton armé, les armatures correctement enrobées sont doublement protégées de la corrosion (enrobage et formation d'un film de ferrite de chaux). Cependant, une dégradation chimique (perte du pouvoir tampon fortement basique) ou une dégradation mécanique du béton (fissuration) peut entraîner l'initiation de la corrosion aqueuse des armatures.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8.3 Carbonatation

La carbonatation du béton est une réaction chimique de la chaux contenue dans la pâte cimentaire en présence de dioxyde de carbone. Cette réaction provoque la neutralisation de l'alcalinité du béton, c'est-à-dire une diminution du pH, ce qui entraîne la dépassivation de l'acier des armatures dont la corrosion se trouve alors accélérée.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8.4 Attaque par les ions chlorures

Les ions chlorures du milieu salin peuvent pénétrer dans le béton et accélérer la corrosion des armatures, d'une part, en agissant comme catalyseur de la corrosion du métal et, d'autre part, en accroissant la conductivité électrique du béton et donc l'effet de pile électrochimique au niveau de ces armatures.

[HAUT DE PAGE](#)

2.8.5 Lixiviation

Lorsqu'un béton est en contact avec de l'eau, il peut se produire une dégradation chimique :

- soit du fait d'un transport de matière par diffusion, engendré par les gradients de concentration entre la solution interstitielle de la pâte de ciment et la solution agressive ;
- soit du fait des réactions chimiques de dissolution-précipitation, provoquées par des variations de concentrations résultant de la diffusion.

Globalement, la lixiviation des matériaux cimentaires se traduit par une décalcification de la pâte, accompagnée d'une augmentation de la porosité.

[HAUT DE PAGE](#)

2.9 Mécanismes de dégradation des élastomères et polymères

Les polymères, au sens large du terme (élastomères, thermoplastiques, matrice des composites...), sont présents dans un grand nombre de composants : gaines de câbles, membranes et joints d'étanchéité, tuyauteries... Les mécanismes de vieillissement dépendent du matériau et des conditions d'utilisation. On distingue le vieillissement physique et le vieillissement chimique, même si dans la réalité les deux phénomènes interfèrent.

Le vieillissement physique englobe tous les phénomènes dans lesquels le squelette du polymère n'est pas modifié. Il se traduit par la modification de configuration spatiale des macromolécules (relaxation, cristallisation, etc.), des phénomènes de transport (évaporation, exsudation, extraction, migration, etc.) ou des phénomènes de surface (fissuration). Les polymères vitreux par exemple, ne sont pas dans un état d'équilibre thermodynamique et évoluent naturellement par relaxation de volume. D'une manière générale, les conséquences physiques peuvent être diverses, mais les variations enregistrées sont généralement bornées et parfois réversibles.

Le vieillissement chimique est le fait de réactions en général irréversibles qui affectent les chaînes moléculaires (coupures de chaînes, création ou élimination de fonctions chimiques). Les conséquences mécaniques des coupures statistiques de chaînes sont différentes suivant l'état physique du polymère. Dans le cas d'un élastomère, certaines propriétés comme la déformation à la rupture dépendent des propriétés de la matière à grande distance (longueur des chaînes, par exemple). Même pour un nombre faible de ruptures de chaîne, ce vieillissement aura donc des conséquences physiques et mécaniques rapidement perceptibles. Dans le cas d'un polymère vitreux, les propriétés mécaniques dépendent des propriétés à plus courte distance (énergie cohésive, présence de défauts). Il faut donc dans ce cas créer un grand nombre de ruptures de chaînes pour observer une variation significative des propriétés mécaniques (effet de seuil).

L'origine du vieillissement peut être diverse (température élevée, irradiation, exposition aux UV, attaque chimique, ruptures mécano-chimiques). Les mécanismes chimiques peuvent être partagés en deux familles :

- la première concerne les réactions dites hétérolytiques (réaction par transfert d'électrons) ; le vieillissement n'implique dans ce cas généralement qu'une seule réaction (hydrolyse d'une fonction ester par exemple) ;
- la seconde famille concerne les réactions homolytiques dans lesquelles interviennent des espèces instables, très réactives, appelées radicaux libres, qui évoluent sous l'effet de phénomènes radiochimiques, thermiques ou photochimiques.

La multiplicité des processus réactionnels possibles, l'influence ou non du milieu, l'effet éventuel de synergie des contraintes et les interactions entre les phénomènes physiques, chimiques et mécaniques rendent difficiles la modélisation du vieillissement des polymères. La tenue d'un matériau est donc généralement évaluée au travers d'essais accélérés, avec les interrogations que cela peut susciter quant à l'influence du mode d'accélération sur la transposition des résultats.

HAUT DE PAGE

2.10 Usure

Dans une chaudière nucléaire, les cas d'usure les plus fréquents sont dus à la mise en mouvement de structures tubulaires par les turbulences hydrauliques et à leurs contacts avec les dispositifs de supportage ou de guidage (crayons combustibles, gaines de grappe de commande, tubes de générateurs de vapeur).

En général, les surfaces d'usure présentent très peu de relief, une couche d'oxyde très faible et aucun écrouissage. Du fait de l'absence de métal transféré, le mécanisme d'usure par adhésion semble inactif. Les observations suggèrent des amplitudes d'efforts de contact et de déplacement relatif très faibles. Il ne s'agit donc probablement pas d'une usure par endommagement mécanique, mais par usure-corrosion ou tribocorrosion.

La **tribocorrosion** concerne l'usure des corps en milieux agressifs et désigne l'association de l'effet mécanique du frottement et celui électrochimique de la corrosion. Ce type de mécanisme peut donc affecter l'ensemble des matériaux sensibles à la corrosion. Suivant le matériau et le milieu considérés, deux grands types de comportement sont mis en évidence en corrosion :

- soit aucune couche passivante n'apparaît ;
- soit une couche passivante croît.

Dans la majeure partie des cas de tribocorrosion étudiés, la sollicitation est cyclique, chaque cycle comportant une **durée de frottement** (de la matière est enlevée) et une **durée de latence** (l'oxyde se reforme). L'enlèvement précoce du film passif contribue à une perte de matière accélérée par rapport à une situation de corrosion simple ou à une usure simple.

Les paramètres pressentis comme importants pour ce mécanisme d'usure sont :

- la nature des matériaux ;
- l'agressivité du milieu ;
- la sollicitation (fréquence, effort appliqué, nature tangentielle ou normale de la force).

3. Matériels réputés non remplaçables

[3.1 Cuve](#)

[3.1.1 Problématique](#)

[3.1.2 Suivi de la fragilisation due à l'irradiation](#)

[3.1.3 Connaissance des défauts](#)

[3.1.4 Connaissance des efforts pendant les transitoires accidentels](#)

[3.1.5 Conclusions et perspectives](#)

[3.2 Enceintes de confinement](#)

[3.2.1 Problèmes potentiels communs à toutes les tranches](#)

[3.2.2 Situation des tranches REP 900 MWe](#)

[3.2.3 Problèmes spécifiques des tranches REP 1 300/1 450 MWe](#)

[3.2.4 Conclusion](#)

3.1 Cuve

[HAUT DE PAGE](#)

3.1.1 Problématique

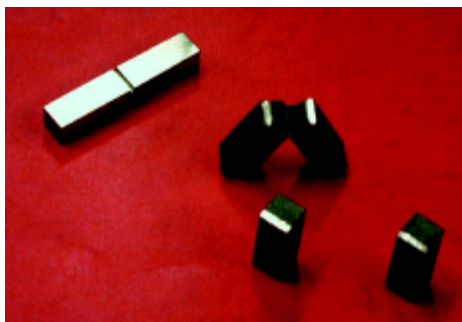
La cuve du réacteur fait partie du circuit primaire principal qui constitue la deuxième barrière de confinement. Il s'agit d'un réservoir cylindrique de quatre mètres de diamètre, fermé par un couvercle boulonné, dont les parois en acier ferritique (200 mm d'épaisseur) sont revêtues intérieurement d'acier austénitique (épaisseur environ 8 mm). Ce composant, qui contient les assemblages combustibles, est soumis à la pression (155 bar) et à la température du fluide primaire (environ 290 °C à l'entrée et 325 °C à la sortie). Il est essentiel de s'assurer que la ruine de cet équipement ne peut, à aucun moment, survenir.

Or, la paroi de la cuve est soumise à une irradiation qui la fragilise et qui pourrait donc accroître le risque de rupture. Rappelons qu'une rupture brutale est rendue possible par la conjonction de trois éléments :

- un défaut préalablement existant (par exemple, du type fissure) ;
- un effort important appliqué à ce défaut (par exemple, du fait d'un transitoire thermo-hydraulique violent) ;
- et un matériau dont la ténacité est faible (acier travaillant dans son domaine fragile).

Pour une cuve, seul ce dernier élément évolue avec le temps. En effet, les défauts de fabrication existant dans la paroi au droit du cœur (là où l'acier va se fragiliser) n'ont pas de raison d'évoluer (protection de la corrosion par le revêtement et sollicitations de fatigue négligeables) et les transitoires accidentels possibles sont les mêmes tout au long de la vie du réacteur.

À la conception, le constructeur a justifié l'absence de risque de rupture brutale des cuves en appliquant les règles industrielles en vigueur qui demandent de **démontrer qu'un défaut, situé dans la paroi et soumis aux situations accidentelles les plus sévères, reste stable même en fin de vie, lorsque l'acier a vu sa température de transition décalée par l'irradiation.**



Dimensions : quelques centimètres

Figure 4 - Éprouvettes du « programme de surveillance de l'irradiation » d'une cuve

Le défaut pris en compte dans l'analyse de conception est un défaut conventionnel d'une taille supérieure au seuil de détection des contrôles et localisé dans la zone de flux maximal (« point chaud » de la cuve). Les efforts auxquels est soumise la paroi résultent de calculs thermo-hydrauliques et mécaniques dans lesquels on simule les transitoires les plus sévères (choc froid avec maintien de la pression). Quant aux caractéristiques du matériau en fin de vie, elles ont fait l'objet de prévisions, sur la base de résultats d'essais en laboratoire et en réacteurs expérimentaux (pour le métal de base, le métal soudé et les zones affectées thermiquement). Ces prévisions supposent que l'on fasse une hypothèse sur la durée de vie de l'installation : dans le cas des cuves françaises, c'est une durée de vie de 40 ans qui est prise en compte. Mais on comprend également que rien n'empêche d'étudier la stabilité des mêmes défauts dans une cuve ayant 50 ou 60 ans.

Dans tous les cas, l'évaluation est basée sur les concepts de la mécanique de la rupture. Les études sont évidemment complexes. Il s'agit, pour chaque défaut possible et à chaque instant de chaque transitoire étudié, de mettre en regard, d'une part, un facteur d'intensité de contrainte qui dépend de la pression et du champs de température et, d'autre part, une ténacité qui dépend également du champs de température (ces deux paramètres variant donc concomitamment au fur et à mesure que le transitoire se déroule 📄).

[HAUT DE PAGE](#)

3.1.2 Suivi de la fragilisation due à l'irradiation

L'**évolution réelle** de la fragilisation est suivie au travers du **Programme de surveillance de l'irradiation** (PSI). Des éprouvettes de résilience et de ténacité, tirées de la cuve elle-même lors de sa fabrication, sont placées dans des paniers accrochés aux structures internes où elles reçoivent un flux supérieur à ce que reçoit la paroi, avec un facteur d'accélération connu. Extraites selon un échéancier préétabli, elles sont soumises à des essais qui donnent une évaluation de ce que sera le décalage de la température de transition fragile-ductile de l'acier de la cuve N années plus tard (figure [4](#)).

À ce jour, les résultats du PSI sont conformes aux prévisions (figure [5](#)). Des prélèvements, réalisés dans la cuve de la centrale déclassée de Chooz A, ont également confirmé la validité des modèles de prévision.

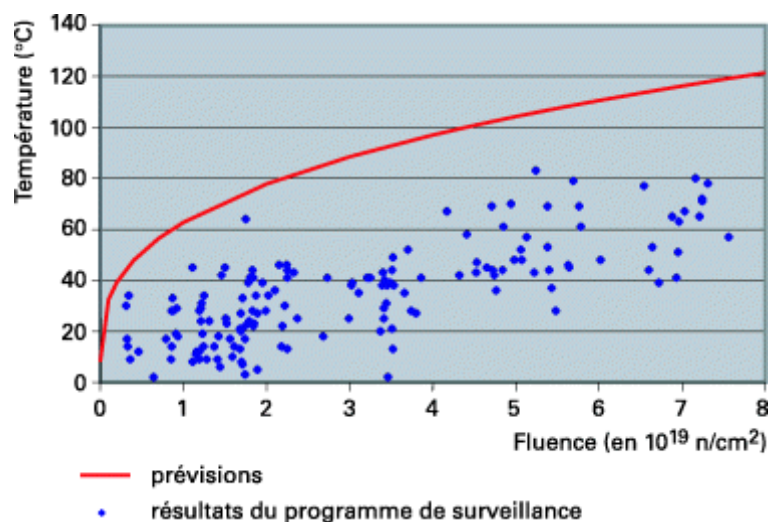


Figure 5 - Résultats du « programme de surveillance de l'irradiation » des cuves EDF

[HAUT DE PAGE](#)

3.1.3 Connaissance des défauts

Les analyses doivent également prendre en compte les défauts de fabrication existants, sachant qu'il n'y a pas de possibilité de voir apparaître de nouveaux défauts en service. Malheureusement, les méthodes d'examen utilisées à l'origine ne permettaient pas de détecter les petits défauts situés sous le revêtement. C'est pourquoi EDF a fait développer et utilise maintenant des capteurs à ultrasons focalisés capables de détecter et de caractériser, dans cette zone, des défauts de très petites tailles (typiquement 5 mm) en s'affranchissant des irrégularités de surface. Ceci permet de prendre en compte, dans les analyses, les défauts réels que les inspections (renouvelées tous les dix ans) ont permis de détecter et, en complément, les défauts hypothétiques que ces inspections auraient pu manquer (taille inférieure au seuil de détection sûre).

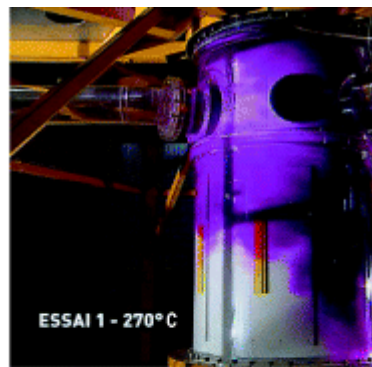
La majeure partie des inspections n'a révélé aucun défaut notable. Seules deux cuves contiennent des indications qui méritent une attention particulière, avec des dimensions d'environ 10 mm (rappelons que la paroi en fait 200). Les investigations ont montré qu'il s'agissait de défauts résultant d'un phénomène de fissuration à froid, confirmant ainsi que les défauts détectés étaient bien présents dès la fabrication et que leur présence ne remettait pas en cause la durée de vie des cuves.

[HAUT DE PAGE](#)

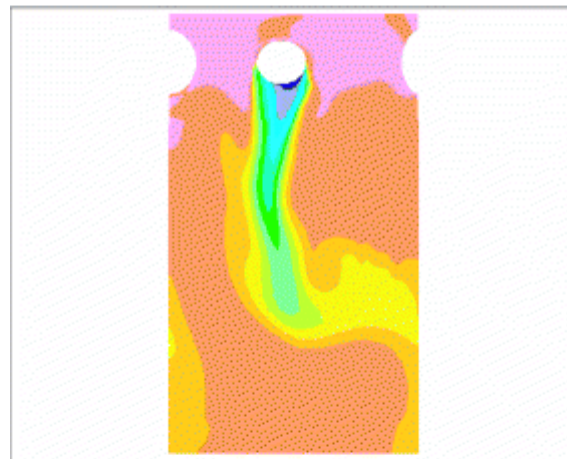
3.1.4 Connaissance des efforts pendant les transitoires accidentels

De nombreux travaux ont été menés pour mieux connaître les efforts subis par la paroi des cuves lors des transitoires accidentels les plus sévères (rupture de tuyauterie primaire, rupture de tuyauterie auxiliaire). Des études thermo-hydrauliques permettent aujourd'hui d'évaluer précisément les conditions de déroulement des transitoires et les sollicitations que ceux-ci engendrent, en prenant en compte les phénomènes de mélange non instantanés entre eau primaire et eau d'injection de sécurité. Ces études s'appuient, d'une part, sur des modélisations numériques tridimensionnelles capables de simuler des phénomènes complexes aléatoires et, d'autre part, sur des essais sur maquettes à grande échelle (figure 6). Les calculs

mécaniques ont également donné lieu à des développements sophistiqués dans le domaine de la simulation élasto-plastique 3D, complété par de la recherche fondamentale et expérimentale sur le comportement des matériaux en fond de fissure.



(a) dispositif expérimental



Température en paroi interne



(b) simulation numérique

Figure 6 - Étude des phénomènes thermohydrauliques dans une cuve de réacteur

HAUT DE PAGE

3.1.5 Conclusions et perspectives

Les travaux réalisés ont permis de montrer que le risque de rupture brutale était suffisamment faible pour justifier une durée de vie des cuves françaises d'au moins 40 ans. Pour accroître encore les marges, une stratégie d'optimisation des plans de chargement du combustible a été retenue par EDF de façon à réduire la fluence reçue par la paroi des cuves. Cette stratégie permet de réduire le flux au point chaud de - 20 à - 40 % selon les cas, réduisant ainsi le décalage de température de transition de l'acier en fin de vie (figure 7).

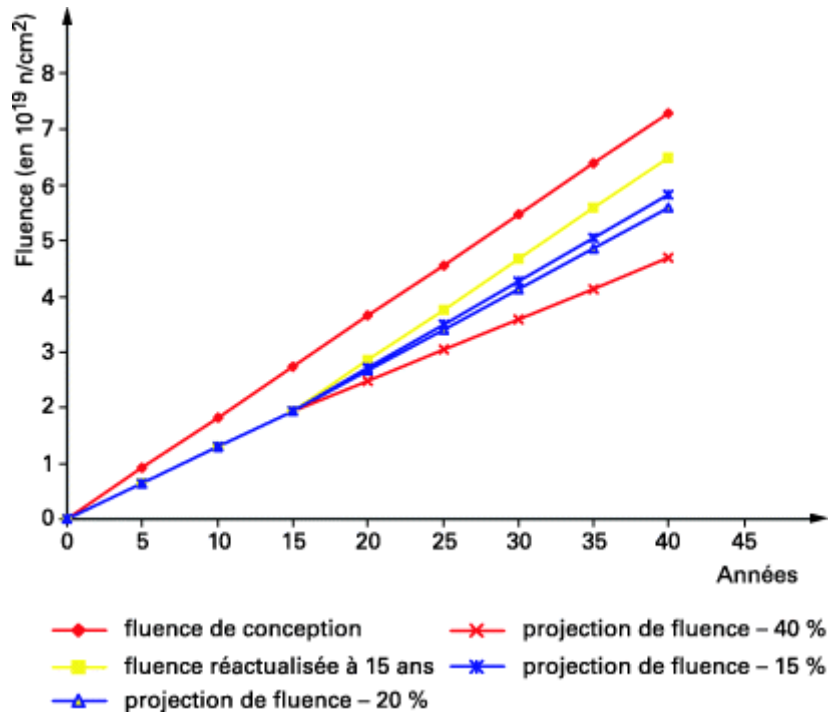


Figure 7 - Fluence reçue par la paroi d'une cuve pour différents modes de gestion du combustible

Des travaux complémentaires permettront sans difficulté de montrer qu'il est possible d'exploiter ces cuves bien au-delà de 40 ans (ne serait-ce qu'en réduisant certains conservatismes des méthodologies actuelles et/ou en utilisant des approches probabilistes). Ceci est dû en particulier au fait que la température de transition fragile-ductile en fin de vie restera modérée : moins de 100 °C pour les cuves françaises alors que la valeur à partir de laquelle la NRC (autorité de sûreté américaine) demande un dossier de justification particulier est d'environ 130 °C. Un effet de saturation tend de toute façon à réduire l'effet de l'irradiation au-delà d'un certain nombre d'années.

Même s'il est clair que les centrales EDF n'en auront pas besoin, mentionnons qu'il existe des techniques de « recuit » in situ permettant de restaurer une partie de la ténacité d'origine. Ces techniques ont été mises en œuvre à l'étranger pour repousser de quelques années la fin de vie de cuves fortement fragilisées.

[HAUT DE PAGE](#)

3.2 Enceintes de confinement

Le bâtiment réacteur est fondé sur un radier et comporte une enceinte en béton précontraint capable d'assurer ses rôles de troisième, et ultime, barrière de confinement des produits radioactifs et de protection vis-à-vis du rayonnement émis, tout particulièrement en cas d'**accident de perte de réfrigérant primaire** (APRP). Cette enceinte assure également une protection contre les agressions externes.

L'enceinte de confinement peut être constituée soit par une enceinte à simple paroi en béton précontraint munie intérieurement d'une peau métallique d'étanchéité (paliers 900 MWe), soit

par une enceinte à double paroi (paliers 1 300 et 1 450 MWe). Dans ce dernier cas, l'enceinte interne est en béton précontraint sans peau métallique d'étanchéité ; l'enceinte externe est réalisée en béton armé. Les deux parois sont séparées par un espace intermédiaire permettant la récupération et la filtration des fuites en provenance de l'enceinte interne.

La fonction de confinement des enceintes est qualifiée par la réalisation d'épreuve en air, à la fin des travaux de génie civil, puis quatre ans plus tard, et ensuite lors des visites décennales.

[HAUT DE PAGE](#)

3.2.1 Problèmes potentiels communs à toutes les tranches

Les **conditions environnementales** peuvent contribuer de manière similaire à l'endommagement du radier, de l'enceinte externe en béton armé des tranches 1 300/1 450 MWe et de l'unique enceinte précontrainte des tranches 900 MWe :

- agressions physiques de type « cycles gel-dégel » dans les zones d'affleurement avec le sol d'assise ;
- agressions physico-chimiques telles que les attaques sulfatiques externe, la corrosion des aciers passifs de peau ou encore la cristallisation des sels d'évaporation induisant un endommagement de surface.

Les mécanismes précédents sont qualifiés d'exogènes. Il convient de leur ajouter les **pathologies endogènes** telles les réactions alcali-granulats (RAG) dont l'émergence est conditionnée par trois éléments : la nature des granulats, une teneur suffisante en alcalins et l'humidité de l'environnement. Ces pathologies n'ont jamais été observées sur les centrales REP françaises, mais EDF a néanmoins engagé une démarche originale pour mieux évaluer et maîtriser les risques associés, approche fondée sur la modélisation qui nécessite :

- la compréhension des mécanismes de formation et d'expansion des gels secondaires dans les différentes échelles de porosité ;
- la réalisation du couplage avec le comportement endommageant du béton.

[HAUT DE PAGE](#)

3.2.2 Situation des tranches REP 900 MWe

De par leur conception, l'étanchéité des enceintes 900 MWe est garantie par l'intégrité de la peau métallique. Le risque de mise en défaut de la fonction de confinement est donc associé au vieillissement de cette peau qui pourrait se manifester par :

- des phénomènes de corrosion qui ne pourraient être induits que par des processus de dégradation physico-chimiques et mécaniques du béton environnant ou par l'infiltration d'eaux externes chargées en agents agressifs à l'interface peau-béton ;
- des dégradations de type mécanique (cloquage, déchirement).

À ce jour, la politique de surveillance mise en œuvre par les exploitants n'a permis de détecter aucun signe alarmant de cette nature.

[HAUT DE PAGE](#)

3.2.3 Problèmes spécifiques des tranches REP 1 300/1 450 MWe

La plupart des enceintes de confinement à double paroi présente, avec le temps, une augmentation du débit de fuite de la **paroi interne** mesuré au cours des épreuves en air. Les observations mettent en évidence :

- des **fuites locales dites « débitantes »** passant par les fissures ou les défauts d'étanchéité macroscopique de la paroi tels que les reprises de bétonnage. L'origine de l'évolution des fuites est imputable au comportement mécanique différé du béton qui provoque une perte de précontrainte. La localisation des fuites dépend de la technique et des conditions environnementales lors de la réalisation de l'ouvrage. On retrouve une situation satisfaisante en injectant les réseaux de macrofissuration et en recouvrant les zones sensibles à l'aide d'un revêtement en composite (figure 8) ;
- le deuxième type est constitué par des **fuites surfaciques, dites « diffuses »**. Les mécanismes physico-chimiques de dégradation à l'origine de ces fuites sont mal identifiés. Des investigations et des études sont encore nécessaires pour cerner précisément les conditions d'apparition et d'évolution de ces fuites, même s'il faut reconnaître qu'elles sont nettement moins importantes que les précédentes.



Figure 8 - Dépose d'une peau en matériau composite sur la paroi d'un bâtiment réacteur

Cela dit, il convient de relativiser l'importance de ces phénomènes. Rappelons qu'ils affectent la **paroi interne** qui n'est pas conçue pour être totalement étanche puisqu'il existe justement un système de reprise de fuite dans l'espace interenceinte, ce qui garantit que, en tout état de cause, **aucun produit ne sort à l'extérieur**.

[HAUT DE PAGE](#)

3.2.4 Conclusion

Les pathologies susceptibles d'affecter les ouvrages en béton ne se sont pas manifestées sur les enceintes de confinement des centrales nucléaires, au point de remettre en cause leurs fonctionnalités et leur résistance structurelle.

L'aptitude des enceintes de confinement à durer au moins 40 ans semble globalement acquise pour le palier 900 MWe. La même conclusion peut être étendue au palier 1 300 et 1 450, pour autant que les problèmes de non-étanchéité observés sur la paroi interne soient bien compris et fassent l'objet de dispositions efficaces.

4. Matériels réputés remplaçables

[4.1 Câbles](#)

[4.1.1 Introduction](#)

[4.1.2 Mécanismes de vieillissement](#)

[4.1.3 Qualification et durée de vie](#)

[4.1.4 Comportement en exploitation et maintenance](#)

[4.1.5 Obsolescence industrielle des matières premières des isolants](#)

[4.1.6 Conclusion](#)

[4.2 Contrôle-commande](#)

[4.2.1 Problématique générale](#)

[4.2.2 Vieillissement et obsolescence des composants](#)

[4.2.3 Obsolescence des systèmes](#)

[4.2.4 Qualification \(RFS logiciel\)](#)

[4.2.5 Expérience des autres exploitants](#)

[4.3 Internes de cuves](#)

[4.4 Tuyauteries primaires](#)

[4.5 Tuyauteries auxiliaires du circuit primaire](#)

[4.6 Pressuriseur](#)

[4.7 Pompes primaires](#)

[4.8 Tubes des générateurs de vapeur](#)

[4.9 Autres composants en alliage Ni-Cr-Fe](#)

[4.10 Tuyauteries du circuit secondaire](#)

[4.10.1 Tuyauteries métalliques](#)

[4.10.2 Tuyauteries en composites](#)

[4.11 Turbine](#)

[4.11.1 Palier 900 MWe](#)

[4.11.2 Palier 1 300 MWe](#)

[4.12 Alternateur](#)

Mis à part la cuve et l'enceinte de confinement, tous les matériels d'une centrale sont considérés comme remplaçables. Néanmoins ces matériels pourraient impacter la gestion de la durée de vie des centrales au travers de deux problématiques :

- celle d'un aléa générique qui imposerait l'arrêt simultané d'un grand nombre de tranches pour des interventions de maintenance exceptionnelle. Le caractère non anticipé de cette maintenance soulèverait d'importants problèmes de faisabilité industrielle ;
- celle d'une mauvaise disponibilité de l'installation ou d'un emballement des coûts de maintenance des matériels remplaçables qui grèverait le coût du kilowattheure nucléaire au point de le rendre économiquement non attractif.

C'est pour maîtriser ces risques qu'EDF a engagé une politique de maintenance exceptionnelle fondée sur une démarche volontariste d'anticipation nécessitant une connaissance approfondie des mécanismes de dégradation pouvant affecter les principaux composants. Les principes de cette démarche ont été exposés au paragraphe [1.3](#).

Les composants méritant cette « attention » particulière ont été sélectionnés en considérant le risque de voir se développer un problème générique de grande ampleur. Les principaux d'entre eux seront évoqués dans la suite de ce paragraphe. Bien sûr, ceux qui n'ont pas été jugés « critiques » de ce point de vue, n'en sont pas moins susceptibles de rencontrer des problèmes en exploitation et font donc l'objet de programmes de maintenance adaptés. Mais il n'est pas jugé nécessaire de leur appliquer une démarche particulière dictée par des craintes vis-à-vis de la **durée de vie des centrales**.

Par exemple, la robinetterie ne fait pas partie des matériels jugés critiques du point de vue « durée de vie ». Pourtant, ces matériels peuvent être soumis à des dégradations et donner lieu à de nombreux problèmes (fuites par endommagement des sièges ou des presse-garniture, effet chaudière, fatigue thermique, corrosion, etc.). Ceci nécessite d'avoir une politique de maintenance aussi pertinente que possible (maintenance conditionnelle, par exemple). Mais l'expérience montre que la grande variété des technologies utilisées et des fonctions assurées par la robinetterie, rend quasi impossible l'occurrence simultanée d'un même problème sur une très grande population de matériels.

4.1 Câbles

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.1 Introduction

Les câbles assurent l'alimentation électrique des circuits de puissance et de contrôle-commande et le transit des données de mesure. Ils sont classés en trois catégories (K1, K2, K3) selon les rôles qu'ils jouent en situation accidentelle et les exigences fonctionnelles qui leur sont attachées.

Les câbles installés dans le BR (bâtiment réacteur) subissent l'influence simultanée de la température et des rayonnements ionisants (débit de dose moyen de 0,01 Gy/h à 0,1 Gy/h). À ces contraintes en exploitation viennent s'ajouter les contraintes mécaniques et environnementales liées au transport, au stockage (humidité, UV, température, etc.), au montage et aux opérations de maintenance des équipements qui leur sont connectés. Les contraintes liées à l'accident sont plus sévères et combinent la température, la pression de vapeur, l'environnement chimique et l'irradiation.

La diversité des matériaux rend difficile la définition d'un schéma unique de vieillissement. Cette difficulté est accrue par les effets de synergie entre contraintes spécifiques à l'environnement des centrales (température, irradiation, humidité, etc.).

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.2 Mécanismes de vieillissement

Les principaux types de mécanismes de vieillissement, pouvant altérer les propriétés des matériaux isolants, affectent la structure chimique des macromolécules ou des adjuvants (vieillissement chimique) ou son état physique (taux de cristallinité, fraction de volume libre, contraintes internes) (voir paragraphe [2.9](#)).

Les propriétés mécaniques (allongement à la rupture, contrainte à la rupture) sont globalement de bons indicateurs du vieillissement physique et chimique des polymères. D'un point de vue diélectrique, des mesures de la résistance d'isolement permettent de s'assurer que le câble répond aux fonctionnalités demandées.

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.3 Qualification et durée de vie

La qualification des câbles s'appuie sur des essais de performances dans différentes conditions d'emploi et sur des essais de vieillissement accélérés. Les conditions de ces essais ont été définies dans le but d'obtenir des garanties sur l'évolution dans le temps des principales caractéristiques fonctionnelles du câble.

En complément, des programmes de vieillissement accéléré en laboratoire sont réalisés pour améliorer l'estimation de la durée de vie des câbles, au travers d'une modélisation des cinétiques d'évolution et de critères de fin de vie pertinents.

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.4 Comportement en exploitation et maintenance

En exploitation, les câbles font l'objet d'une maintenance de type conditionnelle basée sur des mesures électriques (résistance d'isolement). Pour les différents systèmes, il est admis qu'aucune intervention n'est nécessaire tant que la résistance d'isolement du système connecté est supérieure à 100 M Ω .

Pour mieux apprécier le potentiel de durée de vie, EDF a lancé des relevés thermiques ou dosimétriques pour cartographier plus finement les contraintes liées à l'environnement de chaque câble (thermique et radiatif principalement, mais aussi chimique et hygrométrique). Des travaux de recherche et développement sont engagés pour développer des méthodes non destructives permettant une caractérisation des matériaux constitutifs et un diagnostic rapide sur site.

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.5 Obsolescence industrielle des matières premières des isolants

À ce jour, EDF est confronté à l'obsolescence de certains polymères spécifiques. Le marché mondial des câbles spéciaux nucléaires n'a pas la taille critique nécessaire pour influencer sur les choix industriels des fournisseurs de matières premières qui abandonnent certaines de leur production. De ce fait, à plus ou moins brève échéance, les fabricants de câbles ne seront plus en mesure de fournir de câbles qualifiés K1. Des démarches sont lancées pour contourner cette difficulté en ayant recours à d'autres matériaux.

[HAUT DE PAGE](#)

4.1.6 Conclusion

Le retour d'expérience positif sur la fonctionnalité des câbles en centrale nucléaire depuis les années 1970 valide les différentes mesures prises par EDF pour limiter les risques liés au vieillissement des matériaux. L'association des démarches « qualification » et « prévision de durée de vie » permet ainsi de garantir une durée de vie des câbles supérieure à 40 ans.

[HAUT DE PAGE](#)

4.2 Contrôle-commande

[HAUT DE PAGE](#)

4.2.1 Problématique générale

Vis-à-vis **du vieillissement et de l'obsolescence**, la situation est légèrement différente selon les technologies mises en œuvre à l'origine. Ainsi, sur le parc EDF :

- le contrôle-commande des tranches 900 MWe est basé sur des technologies essentiellement analogiques. Il apparaît peu sensible aux phénomènes d'obsolescence et vieillit bien a priori ;
- pour le palier 1 300 MWe, pourtant plus jeune, les technologies numériques utilisées pour le contrôle-commande le rendent plus « fragile » car soumis aux problèmes d'obsolescence et aux risques liés à un éventuel désengagement des fournisseurs.

Autres données du problème : les durées probables d'arrêt nécessaires à la réalisation en une seule fois d'une rénovation totale du contrôle-commande font qu'une telle opération semble exclue. Une stratégie de rénovation passe donc, presque obligatoirement, par une démarche « modulaire » étalée sur plusieurs arrêts.

[HAUT DE PAGE](#)

4.2.2 Vieillesse et obsolescence des composants

Les **phénomènes de vieillissement** des composants électroniques est un sujet relativement bien maîtrisé. À EDF, les informations sont recueillies et analysées dans le cadre d'un programme particulier (observatoire du vieillissement du contrôle-commande). Il s'appuie à la fois sur une analyse visuelle des cartes in situ, mais aussi sur une modélisation des phénomènes physiques (oxydation, etc.), figures [9](#) et [10](#).



Figure 9 - Connecteurs de cartes électroniques dégradés par la corrosion et par des arcs électriques

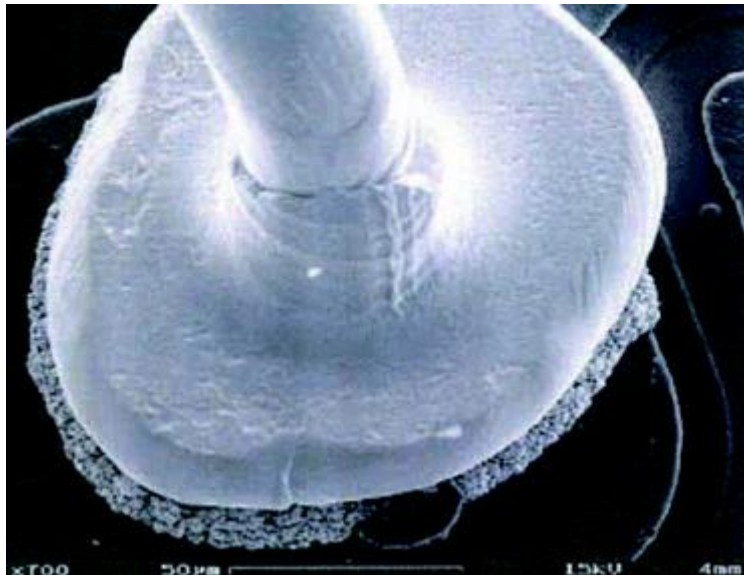


Figure 10 - Formation de boursoufflures sous les plots de connexion des broches de composants sur les puces en silicium

Le **risque d'obsolescence** est lié à la capacité (ou à la volonté) du marché de poursuivre la fabrication de composants « anciens ». Les besoins du nucléaire correspondent aujourd'hui à un « marché de niche », ce qui fragilise un peu la situation sans la rendre critique pour autant.

Compte tenu du « bon » vieillissement et du peu de sensibilité aux phénomènes d'obsolescence des composants utilisés sur le parc nucléaire EDF, la stratégie adoptée a été **l'établissement de stocks de pièces de rechange**. Par ailleurs, la possibilité de faire refaire des cartes électroniques a été établie, ce qui devrait permettre de maintenir la majorité des constituants du contrôle-commande jusqu'à 60 ans.

[HAUT DE PAGE](#)

4.2.3 Obsolescence des systèmes

Au-delà des composants électroniques, le problème de l'obsolescence est un point crucial pour les **systèmes de contrôle-commande** embarquant de l'informatique et des réseaux de communication.

Afin de se prémunir de ces problèmes, EDF a engagé avec les principaux constructeurs des contrats dits « de pérennité » qui permettent de maintenir chez les constructeurs un savoir-faire sur des systèmes qui ne sont plus commercialisés. Le risque n'en est pas complètement éliminé pour autant, et il convient d'envisager aussi des solutions de repli de type « remplacement » qui nécessite de récupérer le savoir-faire fonctionnel et de s'assurer que l'on peut remplacer tout ou partie d'un système par carte ou par châssis.

[HAUT DE PAGE](#)

4.2.4 Qualification (RFS logiciel)

En France, les **logiciels des systèmes électriques classés de sûreté** sont soumis à des dispositions particulières pour en garantir la qualité (règle fondamentale de sûreté n° II.4.1a). Toute évolution d'un logiciel existant ou toute installation d'un nouveau système doit respecter les exigences de cette RFS. Ceci doit évidemment être pris en compte dans l'évaluation des différentes stratégies de rénovation possibles.

[HAUT DE PAGE](#)

4.2.5 Expérience des autres exploitants

Les exploitants du domaine nucléaire civil se trouvent tous confrontés à la même situation, à savoir des systèmes de contrôle-commande vieillissants, et une difficulté croissante à trouver les pièces de rechange et les compétences pour maintenir en exploitation ces systèmes. La stratégie généralement adoptée par ces industriels est le stockage partiel de certains composants stratégiques et une approche largement majoritaire de rénovation, plus ou moins totale suivant les sites et les technologies.

En Europe du Nord et aux États-Unis, on observe de nombreuses rénovations totales (ou quasi totales), mais organisées de façon « modulaire » pour permettre un étalement sur plusieurs arrêts programmés, selon une architecture d'ensemble prédéfinie.

En Europe Centrale, des rénovations partielles sont imposées par la mise à niveau des centrales d'un point de vue « sûreté ». Les systèmes les plus souvent rénovés sont ceux liés aux actions de sauvegarde et de protection du réacteur, au contrôle du niveau d'eau des générateurs de vapeur et au « calculateur de procédé ».

Une des solutions de plus en plus étudiée dans l'industrie pour faire face au problème de la perte de compétence et à l'obsolescence de certains composants des cartes électroniques ou microprogrammées est la technologie ASIC (*Application-Specific Integrated Circuit*) ou FPGA (*Field Programmable Gate Arrays*). Cette technologie a l'avantage de répondre aux besoins de rénovations partielles dans la mesure où elle permet de conserver l'essentiel de l'environnement existant (borniers, câblage, voire programmes applicatifs), en intégrant

d'éventuelles améliorations fonctionnelles et en permettant de pérenniser la solution par l'usage de langages avancées.

HAUT DE PAGE

4.3 Internes de cuves

On appelle internes de cuve l'ensemble des matériels qui sont présents à l'intérieur de la cuve, à l'exception des assemblages combustible avec leurs grappes de commande et des dispositifs d'instrumentation. On distingue :

- les **internes inférieurs** qui ont pour fonction de supporter le cœur du réacteur et de former autour de ce dernier une enveloppe permettant de canaliser le fluide de refroidissement ;
- les **internes supérieurs** qui assurent l'immobilité des assemblages combustible soumis à des forces hydrauliques de bas en haut et le guidage des grappes de commande.


Lors du renouvellement des assemblages combustibles, les internes supérieurs sont retirés alors que les internes inférieurs restent en place. Ceux-ci ne sont retirés que pour procéder aux contrôles de la cuve (tous les 10 ans). Bien que ces matériels soient, à la fabrication, spécifiquement ajustés à « leur » cuve, le remplacement par des « internes de rechange » est possible (démonstration faite en France à Chinon).

Les internes sont constitués de plaques, de tôles assemblées par soudage ou par vis, de tubes fixés par vis sur des plaques. La plupart de ces pièces sont en acier inoxydable austénitique à très bas carbone en l'état hypereffluant (plaques et tôles). D'autres sont en aciers Cr-Ni-Mo à bas ou très bas carbone écrouis (vis). Certaines pièces sont en alliage de nickel, chrome et fer à durcissement structural (vis ou broches de fixation).

Les sollicitations auxquelles sont soumis les internes sont sévères. Ils sont immergés dans le milieu primaire du réacteur (eau lithiée boriquée) dont la température est de 280 à 325 °C, mais leur température peut être encore plus élevée sous l'effet du rayonnement. Pour les zones situées au droit du cœur du réacteur, l'irradiation par les neutrons est très importante : des fluences de 90 « déplacements par atomes » (dpa, mesure de l'intensité du bombardement neutronique) peuvent être atteintes en fin de vie du réacteur.

Le principal mode de dégradation rencontré à ce jour est la **corrosion sous contrainte** qui a affecté les broches de fixation des tubes guides de grappes sur la plaque supérieure de cœur. Après la rupture de certaines d'entre elles, il a fallu procéder au remplacement de toutes les broches par un modèle amélioré ayant une résistance accrue à la corrosion sous contrainte.

Un phénomène de corrosion sous contrainte (probablement accéléré par l'irradiation) a également affecté, sur certaines tranches, les vis en acier inoxydable austénitique fixant les tôles du « cloisonnement » qui suit le contour polygonal du cœur. Une stratégie de surveillance / réparation a été mise en œuvre avec ce qu'il convient d'anticipation pour éviter de devoir intervenir simultanément sur un grand nombre de tranches.

D'importants travaux de laboratoire continuent à être menés pour mieux apprécier les risques d'occurrence d'autres mécanismes de dégradation, du fait des conditions particulières auxquelles sont soumis les internes (température et irradiation .

HAUT DE PAGE

4.4 Tuyauteries primaires

Le circuit primaire des réacteurs à eau pressurisée EDF comporte des pièces en acier inoxydable austénoferritique moulé (coudes, piquages, volutes de pompes). La ferrite est susceptible de se transformer à la température de service et d'entraîner une fragilisation de l'ensemble du matériau. Un vaste programme de recherche et d'investigation a été engagé pour maîtriser ce risque et prendre d'éventuelles dispositions industrielles.

Des échantillons des aciers utilisés ont été récupérés chez les fabricants et mis en fours pour des maintiens à différentes températures pendant des durées plus ou moins longues. Sur ces échantillons vieillis, des essais mécaniques ont été menés pour mesurer la fragilisation, complétés par des examens microstructuraux pour en comprendre l'origine.

Ceci a abouti à une évaluation et à une prévision de la fragilisation en se fondant sur la composition chimique des pièces. Pour conforter les évaluations, des méthodes applicables sur site ont été mises au point pour connaître l'état de fragilisation des pièces en service. Ainsi, une méthode non destructive, fondée sur le pouvoir thermoélectrique de l'acier, est aujourd'hui validée (PTE : propriété d'un acier générant un courant électrique entre deux points à des températures différentes et évoluant avec la microstructure du matériau). De même, a été développée une méthode permettant d'effectuer des essais mécaniques sur des éprouvettes suffisamment petites pour être prélevées dans les zones en surépaisseur des pièces en service.

Un autre volet du programme s'intéresse au risque de rupture entraîné par la fragilisation. Des modèles permettant de prévoir le comportement mécanique sous diverses sollicitations, ont été validés par des essais de flexion sur des coudes qui avaient été fragilisés et dans lesquels des entailles avaient été usinées.

Le dernier volet est consacré à la mise au point de méthodes de contrôles non destructifs qui permettent de caractériser les défauts de fabrication.

Ce programme a déjà permis de valider les pièces pour une durée de vie de 40 ans. À titre de confirmation, des pièces sont de temps en temps extraites des réacteurs et font l'objet d'expertises approfondies : citons ainsi les coudes moulés extraits lors d'opérations de changement de générateurs de vapeur.

HAUT DE PAGE

4.5 Tuyauteries auxiliaires du circuit primaire

Sur certaines portions des tuyauteries auxiliaires du circuit primaire, le retour d'expérience a mis en évidence un risque de fatigue très localisé. Il est dû aux fluctuations de température générées par le mélange turbulent de débits d'eau à températures différentes, en aval et, sous certaines conditions, en amont de la connexion de deux tuyauteries. L'exemple le plus

frappant a été la fissuration traversante du coude suivant le té de mélange principal du **circuit de réfrigération à l'arrêt (RRA)** à Civaux en mai 1998.

L'examen des circuits RRA des autres centrales a révélé l'existence quasi systématique de réseaux de fissures superficielles (faièçage thermique). Le remplacement de ces tuyauteries ne pose pas de problèmes particuliers, pour autant que les interventions ne soient pas à réaliser sur toutes les tranches en même temps. Pour optimiser la stratégie de surveillance et de maintenance relative à ce problème, un important programme a été engagé pour comprendre et modéliser les phénomènes de façon à, d'une part, adapter les conditions d'exploitation pour réduire voire éliminer le risque et, d'autre part, pour acquérir une capacité de prévision suffisante.

L'explication de ces phénomènes passe par :

- la connaissance des sollicitations (fluctuations thermiques) qui ne peut être obtenue sur sites qu'à partir de mesures externes, les installations d'essais couvrant difficilement la gamme des situations de fonctionnement réelles. La solution passe par la modélisation numérique, en simulation aux grandes échelles (figure 11) ;
- la connaissance du comportement des matériaux en fatigue à très grand nombre de cycles (sollicitations de niveau moyen ou faible, mais très nombreuses).

La situation est maintenant bien maîtrisée pour le circuit RRA, mais il convient de poursuivre les études pour tirer les leçons de cette expérience vis-à-vis des autres tuyauteries auxiliaires, ce qui permettra de développer des stratégies anticipatrices, sans attendre d'être confronté à l'obligation d'intervenir en urgence sur les tranches.

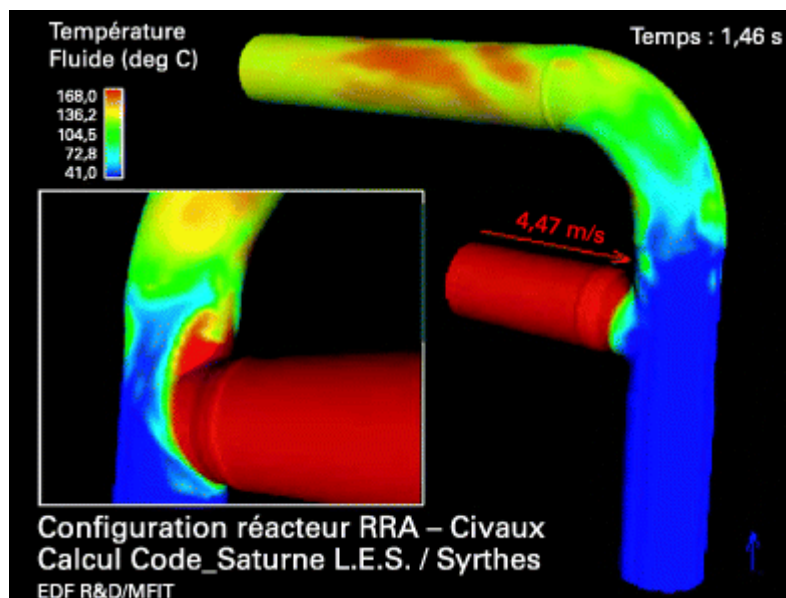


Figure 11 - Simulation numérique des phénomènes thermo-hydrauliques dans un té du circuit RRA

[HAUT DE PAGE](#)

4.6 Pressuriseur

Le pressuriseur assure le réglage de la pression du circuit primaire. Ce réglage repose sur un réchauffage du fluide primaire par des cannes chauffantes ou un refroidissement par une aspersion de fluide « froid », pour obtenir une pression de vapeur saturante dans ce composant.

Le pressuriseur est une enceinte sous pression, constituée de tôles épaisses en acier faiblement allié et de tubulures forgées qui sont raccordées aux tuyauteries primaires par des soudures bimétalliques. Sa paroi interne est revêtue d'acier inoxydable déposé par soudage. Des traversées soudées en acier inoxydable équipent son fond et ses parois pour permettre le passage des cannes chauffantes et de l'instrumentation. Les conditions de fonctionnement du pressuriseur se traduisent par plusieurs spécificités importantes vis-à-vis de la prévision et de la gestion de sa durée de vie.

En premier lieu, l'existence de gradients et de fluctuations thermiques du fluide primaire en font un composant pour lequel le dommage de fatigue doit être très surveillé, particulièrement dans la zone des tubulures d'expansion et d'aspersion, des manchettes de pénétration des cannes chauffantes et de la paroi interne du revêtement en acier inoxydable.

En second lieu, sa température de fonctionnement plus élevée que celle des autres composants en font un précurseur vis-à-vis du vieillissement thermique par fragilité de revenu réversible.

Enfin, la vaporisation du milieu primaire au sein du pressuriseur en fait un endroit de prédilection pour le dépôt des produits de corrosion du circuit primaire. Cette contamination, sans conséquence vis-à-vis des mécanismes de dégradation, peut devenir de plus en plus pénalisante du point de vue radioprotection.

Par ailleurs, le pressuriseur peut être soumis à plusieurs autres mécanismes de vieillissement communs avec les autres gros composants du circuit primaire : corrosion aqueuse ou en milieu acide borique concentré de sa surface externe, corrosion inter cristalline de la surface externe de ses liaisons bimétalliques, usure de taraudages, etc.

Le pressuriseur est techniquement remplaçable, même si l'expérience d'une telle opération n'a encore jamais été menée dans le monde. Les cannes chauffantes ou les pénétrations qui traversent sa paroi sont également remplaçables et EDF possède l'expérience de telles opérations. Des réparations locales sont tout à fait envisageables. En revanche, la contamination croissante de l'appareil pourrait rendre de plus en plus délicate sa maintenance, sa réparation ou son remplacement.

[HAUT DE PAGE](#)

4.7 Pompes primaires

L'exploitation des groupes motopompes primaires a mis en évidence une série de problèmes de tenue mécanique à caractère générique. Bien que ces machines soient composées de multiples pièces interchangeables, leur durée de vie pourrait s'en trouver affectée. Les principaux problèmes rencontrés sont l'érosion par cavitation des roues et la fissuration par fatigue thermique des barrières thermiques et, dans une moindre mesure, des arbres de pompe eux-mêmes.

La maîtrise des phénomènes passe par la capacité à prévoir les cinétiques d'évolution des fissures en fonction des modes d'exploitation et par le calcul des dimensions critiques des défauts nécessitant une intervention pour réparation / remplacement. Ces dégradations sont susceptibles d'entraîner des modifications dans le comportement des machines en fonctionnement : le suivi en continu d'indicateurs pertinents (vibrations ou température, par exemple) ouvre alors la voie à l'adoption de stratégies de maintenance conditionnelle.

La tenue mécanique des diffuseurs, les dérives du débit de fuite au joint N° 1 et les pertes d'étanchéité constatées au niveau de certains joints de volutes, ne devraient pas avoir d'impact sur la durée de vie des pompes primaires pour autant que des solutions pérennes, limitant les contraintes d'exploitation, soient mises en œuvre.

HAUT DE PAGE

4.8 Tubes des générateurs de vapeur

Les centrales à eau sous pression sont équipées de trois ou quatre générateurs de vapeur dont la fonction est d'assurer le transfert de chaleur du circuit primaire chauffé par le combustible vers le circuit secondaire qui alimente la turbine en vapeur. Cet échange de chaleur se fait au niveau de plusieurs milliers de tubes. Le milieu primaire circule à l'intérieur de ces tubes, tandis que le milieu secondaire chemine entre ces derniers. La paroi des tubes joue également le rôle de barrière confinant le milieu primaire.

Malgré les soins apportés en fabrication, les tubes d'échange sont soumis à de nombreux mécanismes de dégradation parmi lesquels :

- la **corrosion sous contrainte**, par l'eau primaire, des tubes en **alliage 600** (alliage de nickel, de fer et de chrome) dans les zones fortement déformées du fait du procédé de fabrication (zones de transition de soudage en sortie de plaque tubulaire, cintres de petit rayon). Cette maladie, qui se manifeste par des fissures longitudinales de quelques millimètres, a été la plus répandue sur les générateurs de vapeur français de première génération. La mise en œuvre de dispositions de mitigation en cours d'exploitation (détensionnement par microbillage) n'a pas permis d'enrayer le phénomène ;
- la **corrosion intergranulaire** et la **corrosion généralisée** du côté secondaire, accélérée par la présence de dépôts (en particulier au droit des plaques entretoises). L'expérience acquise sur les centrales américaines plus anciennes a été mise à profit pour améliorer la fabrication des générateurs de vapeur en France et pour mettre en place un suivi très attentif de la chimie de l'eau alimentaire. Ces précautions ont permis de limiter les dégradations en peau externe des tubes ;
- usure par vibrations et frottement contre les structures de supportage du faisceau tubulaire ou contre des corps étrangers laissés dans l'appareil au cours des opérations de maintenance.

La maintenance des tubes de générateurs de vapeur consiste d'abord en une surveillance attentive des fuites primaire-secondaire (mesure de l'activité de l'azote 16 dans la vapeur). En effet, la plupart des formes de dégradation conduisent à une fuite détectable mais sans conséquence, avant qu'il n'y ait un véritable risque de rupture du tube. Cette surveillance continue est complétée, pendant les arrêts pour rechargement du combustible, par l'inspection d'un certain nombre de tubes (par courants de Foucault ou ultrasons) et des essais

d'étanchéité, sans oublier les épreuves hydrauliques décennales requises par la réglementation ([Maintenance des chaudières nucléaires](#) Maintenance des chaudières nucléaires).

Lorsque les dégradations dépassent certains critères, les tubes sont bouchés et, lorsque trop de tubes sont bouchés, le générateur de vapeur doit être remplacé. Le taux de bouchage maximal se situe entre 10 et 15 %, mais il est possible de porter la limite au-delà en réduisant la puissance produite, ce qui offre une possibilité supplémentaire dans l'optimisation technico-économique des stratégies de remplacement (figure 12). Pour les appareils de rechange, le choix s'est porté, en France, sur l'alliage 690 à teneur en chrome plus élevée, alliage quasi insensible à la corrosion sous contrainte dans l'eau.

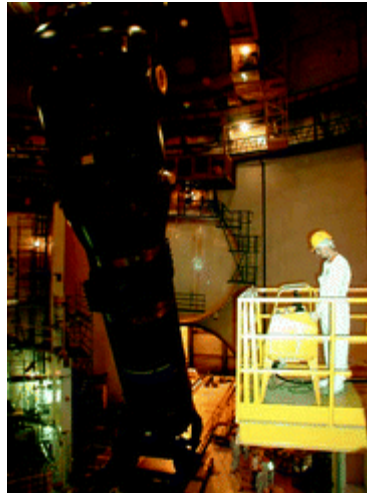


Figure 12 - Remplacement d'un générateur de vapeur

Pour optimiser la stratégie de maintenance des générateurs de vapeur à court, moyen et long terme, une évaluation probabiliste du risque de rupture de tube a été développée. Cette évaluation prend en compte les données de conception et de fabrication du composant, l'état de dégradation des tubes à un instant donné tel qu'il ressort de l'inspection en service, les performances des méthodes d'inspection, les cinétiques d'initiation et d'évolution des différents modes de dégradation, les possibilités de détection des fuites en service, les critères d'éclatement des tubes. Toutes ces données sont probabilisées et introduites sous forme de distribution dans un modèle global qui permet de faire le lien entre la probabilité de rupture d'un tube et les différents éléments de la stratégie de maintenance.

Ce même modèle donne également une estimation probabilisée du temps qu'il faudra pour atteindre un certain taux de bouchage, c'est-à-dire une estimation de la durée de vie résiduelle de chaque générateur de vapeur. Il s'agit évidemment d'une donnée fondamentale pour optimiser la stratégie de remplacement de ces composants qui nécessite, pour des raisons industrielles, une visibilité sur au moins dix ans.

Pour être complet, il convient de mentionner que l'enceinte sous pression dans laquelle se trouve le faisceau tubulaire (viroles et fond secondaires) pourrait être soumise à un phénomène de fatigue thermique. En effet, l'eau alimentaire peut, dans certaines conditions de fonctionnement, arriver dans le générateur de vapeur à une température assez basse.

Du fait d'un mélange imparfait avec l'eau déjà présente, cette eau froide pourrait « lécher » les parois chaudes, induire des contraintes thermiques variables et donc, un risque de fissuration par fatigue. Les seuls cas qui auraient été observés dans le monde n'ont pu se développer qu'à partir de défauts de fabrication très importants. Une adaptation des conditions de fonctionnement des GV et des contrôles non destructifs réguliers des zones concernées permettent de s'affranchir du risque de voir une telle « maladie » affecter tout le parc au même moment.

[HAUT DE PAGE](#)

4.9 Autres composants en alliage Ni-Cr-Fe

Divers composants du circuit primaire des réacteurs à eau sous pression ont été fabriqués à l'aide d'alliage 600 qui, comme on l'a vu au paragraphe [4.8](#), s'est révélé sensible à la corrosion sous contrainte en milieu primaire. Le retour d'expérience a montré la fissuration successive des tubes des générateurs de vapeur, des piquages de pressuriseurs et des adaptateurs de couvercles de cuve, conduisant parfois au remplacement de ces composants.

Toutefois, à l'intérieur du circuit primaire, d'autres composants sont conçus en alliages de nickel comme les plaques de partition des générateurs de vapeur ou les traversées de fond de cuve. Un programme de recherche a permis d'évaluer, d'une part, les risques d'occurrence du phénomène et, d'autre part, la nocivité des défauts qui pourraient se développer.

Concernant l'amorçage de la fissuration, il a pu être établi une modélisation tenant compte de l'état de surface et de la microstructure avec, le cas échéant, des seuils en contrainte. Concernant les cinétiques de propagation, des lois ont été établies pour différents produits.

L'ensemble de ces études permet de prendre des mesures pour supprimer, limiter ou suivre ce risque de fissuration par corrosion sous contrainte (matériaux et procédés de fabrication améliorés, contrôle des composants précurseurs). Le retour d'expérience international est également suivi avec attention.

[HAUT DE PAGE](#)

4.10 Tuyauteries du circuit secondaire

[HAUT DE PAGE](#)

4.10.1 Tuyauteries métalliques

La durée de vie de ces circuits (en particulier les tuyauteries vapeur) peut être impactée par plusieurs types de maladies : fatigue thermique, corrosion, érosion-corrosion, fatigue vibratoire, etc.

Des fissurations induites par des chargements thermiques de type stratification ont été observées sur les circuits d'alimentation en eau des générateurs de vapeur de nombreuses centrales américaines. C'est l'existence de ce risque qui a conduit l'autorité de sûreté française à imposer des exigences particulières sur ce qu'il est convenu d'appeler maintenant le **circuit secondaire principal** (le nouvel arrêté sur l'exploitation des chaudières a associé cette partie de l'installation au reste du circuit primaire principal). Des campagnes de mesure

ont été réalisées pour comprendre ces phénomènes et en réduire l'occurrence par des modifications des pratiques d'exploitation. Les contrôles non destructifs mis en œuvre lors des visites périodiques (gammagraphie) n'ont pas, pour l'instant, mis en évidence de telles dégradations en France.

[HAUT DE PAGE](#)

4.10.2 Tuyauteries en composites

Le composite est un matériau récent pour les centrales REP. Il a été choisi pour pallier les problèmes de corrosion rapide de certaines portions des circuits de refroidissement ou d'incendie. Bien qu'il permette une durée de vie plus grande de ces circuits, ce matériau ne bénéficie pas du retour d'expérience des tuyauteries métalliques ce qui implique un suivi et des développements particuliers.

[HAUT DE PAGE](#)

4.11 Turbine

À leur conception, la durée de vie des turbines a été analysée sur la base des contraintes alternées en fonctionnement normal et du nombre de transitoires tels que démarrages / arrêts. Ces études globales de durée de vie n'ont cependant pas permis d'anticiper toutes les dégradations qui ont affecté les rotors en exploitation et il est probable que certains d'entre eux devront être remplacés sur les paliers 900 et 1300 MW. Le retour d'expérience du palier 1450 MW est insuffisant pour se prononcer.

[HAUT DE PAGE](#)

4.11.1 Palier 900 MWe

Les turbines des tranches 900 MWe présentent deux défauts génériques connus qui pourraient affecter leur durée de vie.

Le plus significatif concerne la fissuration transverse des arbres de certains corps basse pression. Les fissures s'initient au droit des logements de clavettes et se propagent préférentiellement pendant les arrêts de tranche, lorsque la ligne d'arbres est en virage. Un moyen de surveillance est installé à demeure sur chaque turbine et un ensemble de critères vibratoires permet de détecter les fissures avant qu'elles ne puissent conduire à une défaillance de la machine. Cependant, il est encore difficile d'apprécier la durée au terme duquel des remplacements seront nécessaires.

Le deuxième défaut générique concerne la fissuration par corrosion sous contrainte des logements des pions de centrage des disques de turbines des premières tranches de 900 MWe. L'approche retenue consiste à inspecter les machines tous les 4 ans environ et à analyser les résultats de contrôles pour appréhender les cinétiques d'évolution et donc les durées de vie restantes. En tout état de cause, le remplacement des groupes les plus affectés devrait pouvoir être planifié à l'avance et étalé dans le temps.

[HAUT DE PAGE](#)

4.11.2 Palier 1 300 MWe

Les turbines des tranches 1 300 MWe présentent deux défauts connus susceptibles de réduire leur durée de vie. D'une part, des fissures de fatigue oligocyclique ont été observées au droit des attaches d'ailettes. D'autre part, des calculs élasto-plastiques ont montré que des fissures pourraient se développer en partie inférieure de l'usinage en pied de sapin du disque des ailettes terminales. Les cinétiques d'évolution et la taille des défauts critiques ne sont pas encore connus avec suffisamment de précision pour statuer sur la durée de vie.

[HAUT DE PAGE](#)

4.12 Alternateur

L'alternateur principal d'une tranche de production nucléaire est le composant ultime de la chaîne de production d'énergie qui convertit l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique. Il s'agit d'une machine complexe tant dans sa conception, sa fabrication que son exploitation et les phénomènes de dégradation qui peuvent l'affecter sont nombreux : défaillance de la fonction diélectrique, défaut mécanique et/ou vibratoire sur le rotor, tenue des circuits d'hydrogène et d'eau de refroidissement des barres statoriques, dégradation des composants du stator par excitation vibratoire, rupture de l'accrochage du circuit magnétique sur sa carcasse, grippage d'un palier support, etc.

Pour prévenir ces phénomènes, l'exploitant développe une stratégie de surveillance en fonctionnement (vibrations, températures, courants, paramètres thermo-hydrauliques des circuits de refroidissement, etc.) et pendant les arrêts (tests, contrôles, entretien courant).

L'évaluation « théorique » de l'espérance de vie de machines aussi complexes est évidemment très difficile. Mais l'analyse approfondie du retour d'expérience (nationale et internationale) associée à des développements spécifiques (critères sur les états mécanique, vibratoire, thermique, diélectrique et d'étanchéité) permet de maîtriser chaque phénomène, de classer les machines selon leur probabilité de défaillance et d'anticiper suffisamment les opérations de maintenance lourde (rebobinage stator, remplacement complet de stator, remplacement de rotor, etc.). On peut ainsi lisser la charge, tant chez les constructeurs (pièces de rechange) que chez les exploitants (programmation des arrêts).

5. Aspects non techniques

[5.1 Pérennité du support industriel](#)

[5.2 Évolution des exigences de sûreté](#)

[5.3 Acceptation par le public](#)

[5.3.1 Impact environnemental](#)

[5.3.2 Déchets](#)

[5.4 Aspects économiques](#)

[5.4.1 Coûts d'exploitation et de maintenance courante](#)

[5.4.2 Coûts de maintenance lourde](#)

[5.4.3 Coûts du combustible](#)

[5.4.4 Méthodes et modèles d'analyse globale](#)

[5.5 Aspects compétences et systèmes d'information](#)

[5.5.1 Compétences](#)

[5.5.2 Systèmes d'information](#)

5.1 Pérennité du support industriel

Exploiter un parc de 58 réacteurs nucléaires n'est pas imaginable sans un support efficace et permanent de nombreux industriels : entreprises de maintenance, fournisseurs de pièces de rechange, ingénierie et bureaux d'études, spécialistes de la logistique nucléaire, etc. Sur cette question, EDF a aujourd'hui une politique d'ouverture à la concurrence, mais de façon maîtrisée : « ouverture » pour bénéficier des meilleurs services et des meilleures technologies au meilleur prix ; mais de façon maîtrisée parce qu'il n'est pas garanti que la simple loi du marché permette de satisfaire les exigences spécifiques du nucléaire. La question de la pérennité de ce support en est une bonne illustration.

De nombreux industriels ont eu un volume d'activités considérable pendant la période de construction du parc, mais le volume d'activité générée par l'exploitation des centrales n'atteint pas le même niveau. Le marché est donc inéluctablement en décroissance et certaines entreprises devront donc se retirer. Par ailleurs, les spécificités du nucléaires sont telles que, pour une entreprise, c'est un challenge permanent que de maintenir le niveau de technicité et de qualité requis.

Pour faire face à cette situation préoccupante, EDF a engagé plusieurs démarches :

- une charte de partenariat a été signée avec les principaux prestataires. D'un côté, EDF leur donne une visibilité pluriannuelle sur le marché auquel elles peuvent prétendre, ce qui leur donne des perspectives suffisantes pour investir. De l'autre côté, les entreprises s'engagent à faire de la qualité une priorité et à appliquer à leur personnel les exigences sociales et humaines qu'imposent les interventions en centrales nucléaires, et ceci avec le soutien d'EDF ;
- un **observatoire de la pérennité de l'industrie nucléaire** a été mis en place pour surveiller tous les couples « produits - fournisseurs » qui apparaissent à la fois sensibles (leur disparition poserait problème à EDF) et fragiles (leur situation financière, commerciale et industrielle est incertaine). Le cas échéant, des mesures sont prises pour minimiser les risques liés à une éventuelle disparition (contrats de pérennité pour assurer le maintien des compétences, achat anticipé de pièces de rechange, rachat des droits d'usage de technologies, etc.) ;
- un recours à des produits standards (non spécifiques « nucléaires ») à chaque fois que cela est rendu possible par le retour d'expérience ou par les progrès de la technologie. Cela permet aux fournisseurs de rester (ou venir) plus facilement sur le marché nucléaire et à l'exploitant d'élargir son panel de fournisseurs.

[HAUT DE PAGE](#)

5.2 Évolution des exigences de sûreté

La conception et l'exploitation des centrales nucléaires sont gouvernées par un certain nombre de principes et de règles (le **référentiel des exigences de sûreté**).

Exemple

la limitation des conséquences pour l'homme et l'environnement, le principe de défense en profondeur, les règles de dimensionnement, les méthodologies d'études et marges associées, le classement des équipements, la vérification probabiliste via les études probabilistes de sûreté, etc.

Ce référentiel est défini dans des textes à caractère réglementaire, mais il a évolué de façon continue tout au long de l'histoire de la conception et de l'exploitation des tranches. Le moteur de ces évolutions est l'approfondissement des connaissances issues de la recherche, d'études nouvelles ou du retour d'expérience, mais aussi le poids de « l'opinion publique » nationale ou internationale.

Exemple

On peut citer de nombreux cas de ces évolutions :

- le seuil réglementaire de rejets radioactifs liquides en fonctionnement normal a été diminué d'un facteur de l'ordre de 50 entre les premières centrales françaises à eau pressurisée et la plus récente (Civaux) ;
- dès les premières études probabilistes de sûreté, certains cumuls de défaillance sont apparus plus probables que dans les études d'origine (ce qui a été confirmé par l'accident de Three Mile Island) ce qui a nécessité la mise en œuvre de dispositions complémentaires (équipements, procédures) ;
- de nouvelles règles fondamentales de sûreté (RFS) sont régulièrement publiées. Des progrès réalisés dans la connaissance des séismes ont ainsi conduit l'autorité de sûreté à modifier l'évaluation du « séisme majoré de sécurité » qui définit le chargement de dimensionnement des tranches.

La maîtrise des modifications subséquentes des tranches a cependant nécessité d'encadrer les changements du référentiel des exigences de sûreté : désormais, ce référentiel n'évolue que lors des réexamens de sûreté qui ont lieu tous les dix ans. Le passage d'un palier technique à un autre est bien sûr aussi l'occasion de réexaminer la cohérence du référentiel et d'élever son niveau.

Plus généralement, l'ensemble des contraintes réglementaires évoluent, en particulier celles liées à l'environnement, et la résultante des mises à niveaux, qu'imposent ces nouvelles contraintes, pourrait à un moment devenir économiquement injustifiée et provoquer de fait l'obsolescence des installations.

Dans ce contexte, plusieurs types de réponses peuvent être apportées pour ne pas obérer la durée de vie :

- retrouver des marges, par des innovations technologiques sur les matériels ou systèmes, permettant de satisfaire les nouvelles exigences de sûreté ;
- montrer que les installations satisfont déjà aux nouvelles exigences, en développant des méthodes d'analyse moins pessimistes que les méthodes traditionnelles (méthodes dites « réalistes ») ;

- promouvoir une approche de la sûreté privilégiant **l'évaluation des conséquences réelles** au lieu de la démonstration du respect d'une règle : dans ce registre, on peut citer la réflexion sur la notion même de marges, au moyen de **l'évaluation des risques via les études probabilistes de sûreté** et des **analyses de fiabilité des structures**, qui devraient permettre de mesurer le bénéfice réel pour la sûreté de modifications d'exploitation ou de conception, et de décider des meilleurs compromis entre ce bénéfice et les contraintes ou les coûts engendrés.

HAUT DE PAGE

5.3 Acceptation par le public

Il est probable qu'aucun pays ne puisse exploiter durablement un parc de centrales nucléaires sans une acceptation suffisante par le public, ne serait-ce que parce que le choix de l'option nucléaire est très souvent un enjeu politique. Cette acceptation par le public pose le problème plus général de la perception du risque, lui-même très dépendant de la qualité d'exploitation au quotidien et de l'effort de transparence consenti. Cependant, deux problèmes à fort contenu technique méritent une attention particulière du fait de la « sensibilité du public » : l'impact environnemental et les déchets.

HAUT DE PAGE

5.3.1 Impact environnemental

Comme toute installation industrielle, une centrale nucléaire a nécessairement une incidence sur son environnement : impacts visuel et sonore, prélèvement d'eau, rejets dans l'air et dans l'eau ou encore production de déchets (résidus industriels banals ou déchets radioactifs). Cette incidence est évaluée et optimisée dès la conception des installations. Elle évolue ensuite en fonction des modifications d'exploitation ou des variations des règlements et des lois et elle doit être entièrement maîtrisée tout au long de la vie de l'installation.

En effet, l'accroissement des préoccupations environnementales dans la population se traduit par une évolution sensible des exigences, en particulier en ce qui concerne les arrêtés de prise d'eau et de rejets, exigences auxquelles l'exploitant doit répondre en montrant qu'il a mis en œuvre les **meilleures technologies disponibles à coûts raisonnables**. Ceci conduit à engager des programmes sur les trois axes suivants :

- pour les **rejets liquides et gazeux**, maîtrise des phénomènes secondaires se développant dans nos procédés (contrôle de la qualité de l'eau rejetée, maîtrise des biofilms, connaissance des composés rejetés, etc.) ;
- pour ce qui est des **risques sanitaires**, en particulier dans le domaine des faibles doses, poursuite des travaux de veille avec les organismes de recherche, avec une coordination forte entre services médicaux et exploitants ;
- **travaux d'évaluation** des impacts réels des centrales sur les milieux aquatiques (écosystèmes dans leur ensemble) afin de répondre aux nouvelles questions posées à l'exploitant (impact hydro-sédimentaire par exemple).

À l'échelle de quelques dizaines d'années, il faut également évaluer les conséquences du réchauffement climatique sur l'exploitation nucléaire : modification des niveaux d'eau (hauts

et bas), possible modification des régimes hydrologiques (crues et étiages plus marqués), élévation de la température des cours d'eau, etc.

Enfin, il convient de situer le nucléaire dans la perspective du **développement durable** par rapport aux grands enjeux écologiques que sont l'effet de serre ou la problématique de la biodiversité. De ce point de vue, les méthodes et outils apportés par l'économie de l'environnement sont particulièrement précieux pour intercomparer de façon plus objective les impacts et les coûts environnementaux de différentes filières de production d'électricité. Le résultat de ces études doit permettre d'établir les bases d'une communication efficace vers le public afin de contribuer à l'acceptabilité du nucléaire.

HAUT DE PAGE

5.3.2 Déchets

L'un des grands défis posés par l'énergie nucléaire est celui de la gestion à long terme des déchets radioactifs et des combustibles usés. Même si les solutions existent, cette question est souvent considérée comme préoccupante par le public du fait des durées importantes qu'il convient d'envisager. Le problème est à la fois technique et politique. Technique, car les phénomènes et les modèles physiques en jeu sont complexes. Politique, car la société n'attend pas uniquement une réponse scientifique à la question.

Le choix entre le recyclage (cycle fermé) et le non-recyclage (cycle ouvert) fixe la gestion industrielle du combustible usé. La France (comme le Royaume-Uni, le Japon, la Chine, la Russie, etc.), considère que le combustible usé est une matière potentiellement valorisable dont il faut préserver une utilisation future dans le cadre d'une filière nucléaire durable.

Dans cette logique, EDF poursuit une stratégie pragmatique et flexible, qui vise à concilier l'économie du système et les arbitrages à court et long terme. Cette stratégie se fonde sur une augmentation des taux de combustion, le retraitement d'une part importante des combustibles irradiés et le recyclage dans les combustibles MOX du plutonium récupéré.

Les recherches en cours, demandées dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991 pour répondre aux attentes des citoyens et aux besoins de la filière nucléaire, explorent toutes les voies possibles permettant de mettre au point les modes de gestion des déchets à vie longue les plus sûrs pour l'homme et son environnement. Trois principales voies sont étudiées :

- la séparation des produits à vie longue et leur incinération en produits à vie plus courte ;
- le stockage en formation géologique profonde ;
- l'entreposage de longue durée, en surface ou en subsurface.

Ces perspectives peuvent s'adosser aux progrès que pourraient offrir les prochaines générations de réacteurs : maîtrise de l'inventaire de plutonium pour les réacteurs de la prochaine génération, incinération des actinides mineurs et de certains produits de fission pour les réacteurs à haut rendement de la génération suivante.

Des réponses existent donc et leur faisabilité ne fait pas de doute. Les études et les travaux en cours sont là pour le confirmer, pour étudier l'industrialisation des filières possibles et pour configurer la solution optimale qui, in fine, sera adoptée.

Évidemment, l'acceptation sociale du stockage des déchets à vie longue nécessite de mettre à la disposition du public une large information sur le sujet.

[HAUT DE PAGE](#)

5.4 Aspects économiques

Plus ou moins directement, c'est souvent une forme d'obsolescence économique qui contraint à la fermeture d'une installation industrielle. Assurer une durée de vie donnée, c'est donc aussi utiliser tous les leviers possibles pour que les coûts de production restent compétitifs par rapport aux moyens de production alternatifs.

[HAUT DE PAGE](#)

5.4.1 Coûts d'exploitation et de maintenance courante

En ce qui concerne les dépenses de maintenance courante, l'effort principal consiste à réduire la source elle-même, c'est-à-dire le volume d'activité. Il convient pour cela d'optimiser l'équilibre entre maintenance préventive et maintenance corrective, de sélectionner les tâches de maintenance utiles et d'abandonner celles qui s'avèrent inutiles. C'est ce qui est fait en France, sur la base d'une évaluation du couple « probabilité d'occurrence / conséquences des défaillances » (**méthode OMF** = optimisation de la maintenance par la fiabilité). Une telle méthode, rigoureuse, exhaustive et traçable, rend possible une actualisation périodique des conclusions à la lumière du retour d'expérience. Ce type de méthode est particulièrement pertinent lorsque l'on dispose d'un grand nombre d'installations standardisées et donc, de bases de données considérables sur la fiabilité des composants et sur leurs modes et causes de défaillances.

Enfin, pour optimiser ses coûts de production, EDF s'est engagé dans une politique de diversification et de mise en concurrence de ses fournisseurs, mais d'une façon maîtrisée et organisée pour que cela ne se fasse pas au détriment du respect des exigences requises.

[HAUT DE PAGE](#)

5.4.2 Coûts de maintenance lourde

Pour « durer », il convient également d'optimiser les travaux de maintenance lourde : grandes rénovations, remplacements de gros composants et autres opérations de maintien du patrimoine. Ceci donne lieu à une démarche particulière dite « maintenance exceptionnelle » déjà évoquée au paragraphe [1.3](#). Connaissant les investissements importants qu'il faudrait consentir pour réaliser un grand nombre de telles opérations en même temps, des études technico-économiques permettent de déterminer le niveau d'anticipation qu'il convient d'adopter : simple étude de faisabilité, développement de méthodes ou d'outils, achat anticipé de pièces de rechange ou, pourquoi pas, remplacement effectif sans attendre la fin de vie « technique ».

[HAUT DE PAGE](#)

5.4.3 Coûts du combustible

Dans les coûts de production nucléaire, la part du combustible est moindre que pour d'autres filières. Elle représente néanmoins des sommes importantes qui méritent d'être optimisées par plusieurs voies. On peut d'abord viser une réduction des prix en jouant sur la concurrence entre fournisseurs. On peut ensuite chercher à tirer le meilleur parti d'un combustible donné en optimisant les gestions de combustible et les durées de cycles et en augmentant le taux de combustion autorisé.

HAUT DE PAGE

5.4.4 Méthodes et modèles d'analyse globale

La question posée est celle de la rentabilité de la poursuite de l'exploitation d'une centrale nucléaire déjà construite, ayant vécu, sur un horizon temporel allant jusqu'à son arrêt.

Cette problématique intègre donc des aspects techniques et des aspects économiques que l'on doit analyser selon trois perspectives :

- ne pas priver le propriétaire d'un gain important qui serait associé à un prolongement techniquement possible et économiquement rentable ;
- ne pas non plus surestimer l'avenir technico-économique de la tranche et consentir des dépenses d'investissements complémentaires sans être assuré de pouvoir les rentabiliser d'ici la fin de la vie de la tranche ;
- enfin gérer le vieillissement au plus tôt, afin de prendre en temps utile les décisions (et consentir les investissements) permettant d'assurer une durée d'exploitation adéquate.

Bien sûr, l'évaluation de la « valeur » technico-économique d'une tranche s'appuie essentiellement sur la prévision de ses performances futures. Le gain attendu dépend de facteurs internes et externes. Les décisions seront à prendre en univers incertain, l'incertitude provenant à la fois du niveau de connaissance actuel, des décisions qui seront prises à l'avenir par les décideurs et enfin d'aléas externes.

EDF a engagé le développement d'un modèle global qui devrait permettre l'évaluation technico-économique de l'état d'une centrale en passant par les étapes suivantes :

- recenser les enjeux, caractéristiques et indicateurs qui permettent de caractériser l'état des installations ;
- proposer une présentation synthétique de la connaissance disponible permettant de prévoir le comportement futur des principaux matériels constituant la tranche ;
- énoncer l'ensemble des difficultés et opportunités auxquelles seront vraisemblablement confrontés les décideurs et les investissements associés ;
- associer, lorsque c'est possible, un niveau de risque aux alternatives décisionnelles envisagées ;
- construire une vision intégrée dans le temps et transverse à la tranche de la problématique « durée de vie » associée aux différents dossiers techniques ;
- inférer l'évolution la plus vraisemblable de l'état de la tranche (au travers, en particulier, du calcul d'indicateurs économiques comme la « valeur actuelle nette »).

HAUT DE PAGE

5.5 Aspects compétences et systèmes d'information

La disparition des compétences et celle de la documentation sont fréquemment classées parmi les principales menaces sur la durée de vie des centrales nucléaires.

[HAUT DE PAGE](#)

5.5.1 Compétences

En France, un appel massif aux compétences « nucléaires » s'est fait au moment de la construction et de la mise en exploitation du parc. Il s'agit de populations qui vont cesser leur activité professionnelle autour de 2010. Le cri d'alarme, parfois lancé par ceux qui vont partir, est peut-être exagéré (« nul n'est irremplaçable »), encore faut-il que le problème soit traité sérieusement et avec suffisamment d'anticipation. C'est ce qui conduit EDF à être particulièrement attentif à la gestion et au renouvellement de ses compétences rares.

La question est particulièrement difficile pour certaines compétences peu courantes, mais indispensables telles que la neutronique, la physique des cœurs et du process, la radioprotection, etc. La recherche et développement assure souvent une fonction de vivier de compétences pour les unités opérationnelles, mais les jeunes embauchés qui envisagent de poursuivre leur carrière à la production sont peu nombreux.

Des démarches volontaristes ont été engagées pour traiter la question, sur la base d'une identification des compétences clés et d'une **gestion anticipée des emplois et des compétences** (GPEC) adaptée à cette problématique particulière.

En ce qui concerne le développement des technologies relatives à la gestion et la pérennité des connaissances (du type « systèmes experts »), les expériences menées jusqu'à maintenant n'ont pas apporté les bénéfices escomptés. En revanche, il faut noter que l'élaboration de codes de calculs et d'outils de modélisation numérique constitue indirectement un bon moyen de capitaliser la connaissance au fur et à mesure qu'elle est acquise.

[HAUT DE PAGE](#)

5.5.2 Systèmes d'information

Une autre menace sur la durée de vie est la disparition de la documentation, en particulier celle qui concerne la conception et la construction, que l'exploitant ne possède généralement pas. La réglementation nucléaire impose un minimum d'exigences, mais il n'est pas sûr que cela soit suffisant pour exploiter dans des conditions optimales pendant plusieurs dizaines d'années.

La conservation des informations ne se heurte généralement pas à des problèmes technologiques. Les outils existent, mais c'est l'ampleur de la tâche et les coûts afférents qui découragent les décideurs. Et au-delà des obstacles économiques, il existe également des obstacles culturels. Ainsi, pour la collecte des données de fiabilité, des outils performants et conviviaux existent, mais leur utilisation effective par les acteurs de terrain est un challenge permanent, même s'ils n'en contestent pas l'intérêt. Il convient de noter que la réalisation par les exploitants eux-mêmes, d'études d'optimisation utilisant ces données, a engendré un regain de motivation pour ces tâches de saisie.

De son côté, l'ingénierie a réalisé de grands progrès grâce à la CAO qui conduit naturellement à une sauvegarde sûre des informations liées à la conception. Mais pour les tranches plus anciennes, les projets n'ont jamais été poussés aussi loin.

Pour les cas où les documents d'installation ont déjà disparu ou ne sont plus à jour, EDF a développé des technologies de relevé direct sur le terrain permettant de produire des images 3D et des plans *as-built* de parties d'installation (capteurs laser et logiciel de reconstitution). C'est évidemment une réponse possible (mais partielle) à l'éventuelle disparition des plans de montage.

6. Situation à l'étranger

[6.1 État du parc nucléaire mondial](#)

[6.2 Durée de vie à l'étranger](#)

[6.3 Situation aux États-Unis](#)

6.1 État du parc nucléaire mondial

Le nombre de réacteurs nucléaires dans le monde reste stable (environ 440). 17 pays ont une production d'électricité d'origine nucléaire supérieure au quart de leur production totale (France, Lituanie, Belgique, République Slovaque, Ukraine, Bulgarie, Hongrie, République de Corée, Suède, Suisse, etc.).

Les pays possédant des centrales nucléaires peuvent se distinguer par :

- l'âge de leur parc (tableau [1](#)) ;
- le degré d'acceptabilité du nucléaire par les citoyens et l'attitude des milieux politiques ;
- l'existence ou non de limites explicites à la durée de vie des centrales.



État des parcs nucléaires les plus anciens au 31/12/2000 (extrait de la base Power Reactor Information System, IAEA)

Sur ce dernier point, on distingue deux grandes catégories :

- les pays où l'exploitation d'une centrale fait l'objet d'une « autorisation » valable pour une durée limitée : c'est le cas des États-Unis, avec le concept de « licence » qui peut être renouvelé (*licence renewal*) ;
- les pays où il n'existe pas de limites légales ou réglementaires : c'est le cas de la France où la poursuite de l'exploitation est le résultat d'un processus périodique de réévaluation.

HAUT DE PAGE

6.2 Durée de vie à l'étranger

Toute classification des pays est difficile ne serait-ce que parce qu'ils ont parfois des positions ambiguës, partagés qu'ils sont entre une opinion publique souvent défavorable au nucléaire et les nécessités d'un développement économique que cette même opinion publique souhaite propre et durable.

Dans un certain nombre de pays, les préoccupations socio-politiques ont lourdement pesé sur les orientations retenues, conduisant parfois à afficher un objectif explicite de « sortie du nucléaire »... même si la réalité est un peu plus nuancée !

Ainsi, en Allemagne, un accord a été signé entre le gouvernement et les exploitants. En contrepartie de la liberté d'exploitation des centrales existantes et de la recherche nucléaire, il a été acté que les 19 tranches existantes auraient une durée de vie moyenne de 32 ans et qu'aucun réacteur nouveau ne serait construit. Cette décision pourrait être rediscutée dans la mesure où, vers 2010, de nombreuses centrales à charbon vont devoir s'arrêter.

De son côté, le gouvernement suédois, a considéré un désengagement progressif de la filière nucléaire d'ici 2020, soit une durée de vie des centrales du parc suédois comprise entre 35 et 45 ans, mais n'a pas trouvé de solutions alternatives cadrant avec les objectifs du protocole de Kyoto. Le pays dépend fortement du nucléaire qui est sa deuxième source de production d'électricité juste derrière les centrales hydrauliques. La fermeture de Barsebäck-1 fin 1999, décidée par le parlement suédois, a été suivie de l'importation d'électricité provenant de centrales danoises au charbon. La fermeture de la tranche 2 de Barsebäck, annoncée pour 1998, a été différée. Particulièrement sensible à la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'opinion publique s'est finalement montrée hostile à toute fermeture prématurée des 11 réacteurs encore en service.

Dans un état d'esprit analogue, on retrouve des pays comme la Belgique ou l'Espagne, avec des positions plus ou moins tranchées, et une réalité plus ou moins contrastée : ils peuvent préconiser un arrêt des centrales existantes à 40 ans et militer pour la limitation des gaz à effet de serre en mettant quand même en avant le nucléaire comme une solution, ce qui les conduit à développer des programmes de recherche et à pérenniser leur industrie nationale pour la fourniture de composants... Même si elle n'a pas de projets nouveaux, la Suisse s'est affirmée favorable au nucléaire.

À l'autre extrémité du spectre, on trouve des pays qui fondent leurs choix sur des approches que l'on pourrait qualifier de « technico-économiques » : le nucléaire y est maintenu, voire développé, car il constitue un moyen de production sûr, propre et économiquement attractif, comparé aux autres sources d'énergie. C'est le point de vue de la France, de la Chine, du Japon, du Canada, de la Finlande et des États-Unis. Ce dernier pays reste une référence importante, ne serait-ce que par la taille et l'ancienneté de son parc. C'est pourquoi la situation américaine est détaillée dans le paragraphe qui suit.

HAUT DE PAGE

6.3 Situation aux États-Unis

Les prévisions de l'administration américaine donnent une production nucléaire pour 2020 majorée d'un tiers environ, par rapport à la prévision 2000. Il est maintenant à peu près admis, tant par l'industrie que par le pouvoir politique, que la construction de nouvelles centrales nucléaires sera, pour une part non négligeable, une réponse efficace aux besoins du pays. Le **Department of Energy** cite des chiffres considérables à ce propos et des signes tangibles sont donnés par le gouvernement pour encourager l'industrie à prendre ce nouveau challenge à bras le corps.

Cela dit, les analystes américains concluent également qu'il sera tout aussi important de prolonger la durée de vie d'un grand nombre de centrales existantes, et même d'augmenter leur puissance (« *power up-rating* » dont on sait qu'il est techniquement faisable).

À ce jour, l'administration américaine prévoit que 35 des 103 tranches PWR et BWR, actuellement en exploitation, seront arrêtées d'ici 2020, mais que 27 tranches seront en exploitation au-delà des 40 ans prévus à la conception, en 2020. C'est la raison pour laquelle, le renouvellement de licence joue un rôle important aux États-Unis, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives à l'industrie nucléaire.


Rappelons que, aux États-Unis, l'administration accorde aux compagnies électriques une licence de durée limitée pour exploiter leurs centrales nucléaires. Cette durée est généralement de 40 ans. Un producteur peut demander un renouvellement de licence, au plus tôt 20 ans et au plus tard 5 ans, avant l'expiration de sa licence d'exploitation.

La NRC (Nuclear Regulatory Commission) a déjà une grande expérience dans le domaine du renouvellement de licence. Elle y travaille depuis une douzaine d'années et, à fin 2003, 23 autorisations ont été accordées pour prolonger la durée de vie « administrative » des installations, 17 demandes sont en cours d'examen et 27 nouvelles demandes sont programmées. Trente mois environ sont nécessaires pour l'élaboration des dossiers par l'exploitant auxquels il faut ajouter trente mois demandés par l'autorité de sûreté américaine pour instruire la demande.

La procédure de renouvellement de licence s'appuie sur le **Standard Review Plan for Licence Renewal**. Il s'agit d'un plan type proposé par la NRC pour la constitution des dossiers de demande par les exploitants, compatible avec l'application de la règle fédérale 10 CFR Part 54 régissant le renouvellement des unités de production électronucléaires aux États-Unis.

De plus, la NRC a publié récemment le recueil GALL (*Generic Aging Lessons Learned*) contenant la description des problématiques de vieillissement à prendre en compte dans le cas d'une demande d'extension de licence et des programmes de maintenance préventive, jugés adéquats pour la maîtrise de ces vieillissements.

Signalons que la constitution des dossiers de renouvellement de licence est grandement facilitée par la stabilité du référentiel de sûreté. Autrement dit, aucune amélioration importante de la sûreté par rapport à la licence initiale n'est a priori exigée par l'autorité de sûreté américaine.

Le NEI (Nuclear Energy Institute, organisme professionnel des producteurs électronucléaires américains) a publié un guide de mise en œuvre du renouvellement de licence, harmonisé avec la documentation réglementaire US et d'ailleurs approuvé par la NRC . De son côté,

l'EPRI (Electrical Power Research Institute) développe notamment des documents « source-books » contenant toutes les données génériques nécessaires au processus.