

Sommaire



- 2** La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires



- 109** Le contrôle des installations nucléaires de base (INB)
- 154** Le transport des matières radioactives
- 157** En bref... France



- 176** Relations internationales

Depuis le numéro 147 de juillet 2002 de *Contrôle* consacré aux *Réexamens de sûreté*, l'ASN n'avait pas consacré de dossier à la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires.

En 2009, débiteront les troisièmes visites décennales pour des réacteurs du parc électronucléaire français avec dans un premier temps le réacteur de Tricastin 1 puis de Fessenheim 1.

C'est dans ce contexte que ce dossier de *Contrôle* est consacré à la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires. Il s'agit dans ce numéro de présenter la position de l'ASN sur la poursuite d'exploitation, de montrer comment s'organisent les visites décennales et comment leur contenu s'articule avec les réexamens de sûreté.

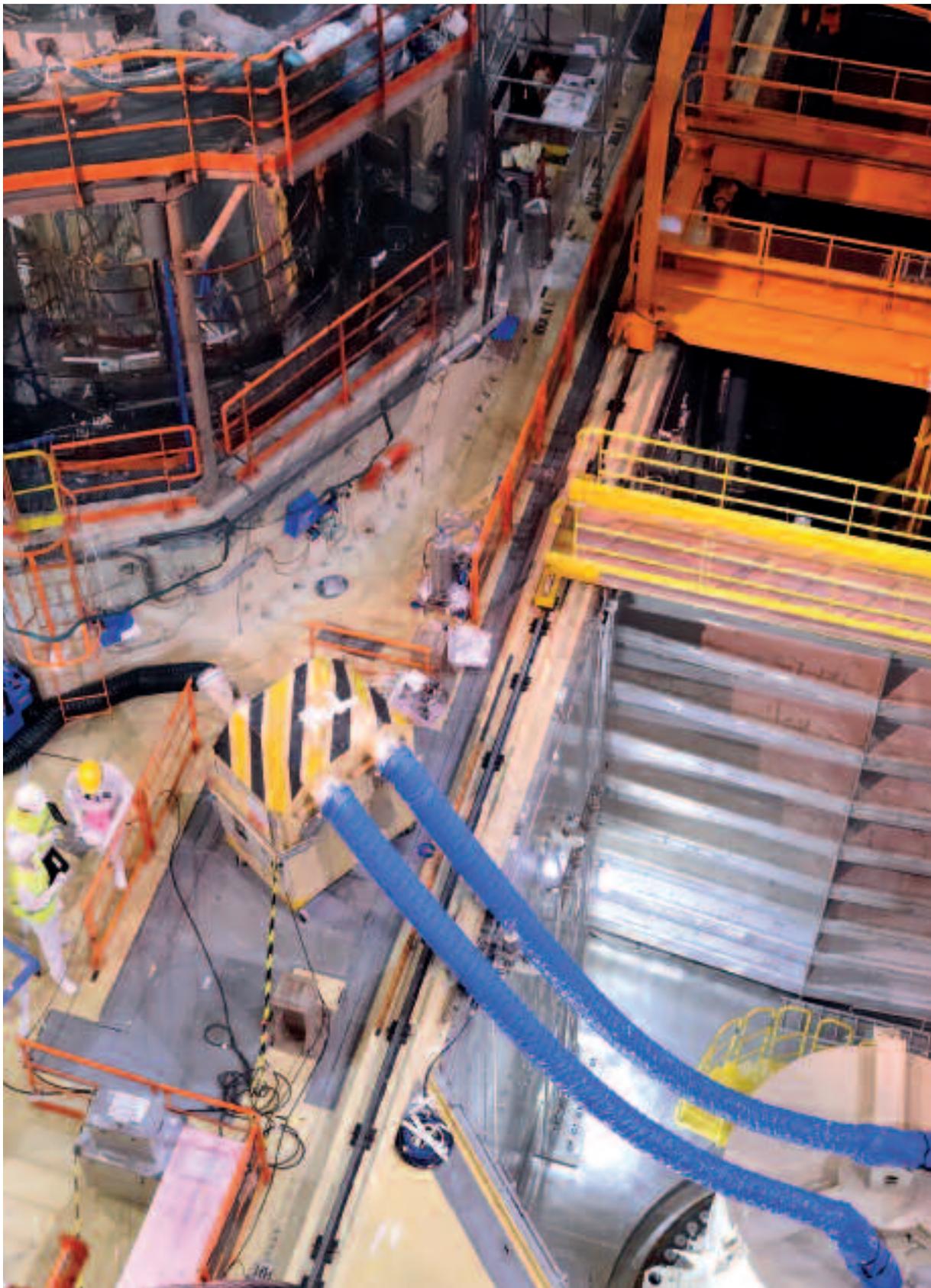
Il s'agit également de donner la parole sur ces questions aux parlementaires, à l'IRSN, aux exploitants, aux autorités de sûreté étrangères, ou encore aux parties prenantes (CLI, associations).

Le prochain numéro de *Contrôle*, qui paraîtra début novembre 2009, sera consacré à *La sécurité des traitements en radiothérapie externe* et accompagnera la conférence internationale organisée par l'ASN sur ce thème du 2 au 4 décembre 2009 à Paris.

La rédaction
Paris, le 9 juin 2009.

La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires

The continued operation of nuclear power plants



Vue de la piscine vide du bâtiment réacteur 1 de la centrale nucléaire du Tricastin lors de la phase de mise en dépression du circuit primaire principal – Mai 2009

Éditorial	4
Foreword	
■ ■ La durée d'exploitation des centrales nucléaires et les conditions de la poursuite de leur exploitation	5
The operating life of nuclear power plants and conditions for their continued operation	
La procédure de renouvellement d'autorisation d'exploitation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC)	12
The United States Nuclear Regulatory Commission License Renewal Process	
Poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires suisses	20
Continued operation of Swiss nuclear power plants	
VISITE DÉCENNALE ET RÉEXAMEN DE SÛRETÉ	
■ ■ Réexamen de sûreté et visite décennale des réacteurs électronucléaires à eau sous pression	29
Safety review and ten-yearly inspection of pressurized water electronuclear reactors	
La troisième visite décennale de Tricastin 1	33
The third ten-yearly inspection of Tricastin 1	
Les conclusions du réexamen générique de sûreté des réacteurs de 900 MWe	40
Results of the generic review of 900 MWe reactors	
La centrale nucléaire de Fessenheim	
1. L'expertise de la Commission locale d'information et de surveillance de Fessenheim	46
The assessment of the Fessenheim local commission for information and monitoring	
2. Expertise pluraliste en visite décennale	48
Cross-discipline assessment during the ten-yearly inspection	
LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET INDUSTRIEL AU-DELÀ DE 2020	
■ ■ L'extension de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF au-delà de 40 ans : un programme industriel de grande ampleur	53
Extension of the operating life of EDF nuclear power plants beyond 40 years: a large-scale industrial programme	
La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires : l'apport du rapport de l'OPECST de mai 2003	58
The continued operation of nuclear power plants contents of the May 2003 OPECST report	
POURUIVRE L'EXPLOITATION EN AMÉLIORANT LE NIVEAU DE SÛRETÉ : LES RÉPONSES À APPORTER	
■ ■ Le vieillissement des cuves de réacteurs nucléaires à eau sous pression	64
The aging of pressurized water nuclear reactor vessels	
L'obsolescence des pièces et des matériels de rechange : les solutions mises en œuvre par EDF pour la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de quarante ans	71
The obsolescence of spare parts and materials: the solutions implemented by EDF for the continued operation of nuclear power plants beyond forty years	
Assurer la pérennité des compétences d'exploitation des centrales d'EDF	75
Ensuring the sustainability of EDF power plant operating capacity	
Le vieillissement des matériaux en service. Mesures préventives prises pour la conception du réacteur EPR	81
The aging of equipment in service: Preventive measures taken in the design of the EPR reactor	
La prise en compte du vieillissement sur les centrales nucléaires espagnoles	86
Allowance for aging in Spanish nuclear power plants	
Le vieillissement des installations nucléaires : un processus mal maîtrisé et insuffisamment encadré	91
The aging of nuclear facilities: a badly managed and inadequately supervised process	
LA PROBLÉMATIQUE DE LA POURSUITE D'EXPLOITATION DANS D'AUTRES DOMAINES INDUSTRIELS	
■ ■ Un plan d'action pour la maîtrise du vieillissement dans les installations industrielles	97
An action plan for the management of aging in industrial facilities	
Le vieillissement des avions de transport civil	102
The aging of civil transport aircraft	



Éditorial

par Jean-Christophe NIEL

Directeur général de l'ASN

L'ASN vient de prendre position sur les aspects génériques de la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe d'EDF jusqu'à leurs 40 ans d'exploitation.

Puis, à l'issue des troisièmes visites décennales, qui débuteront mi-2009 par les réacteurs de Tricastin 1 puis Fessenheim 1, l'ASN se prononcera sur la poursuite d'exploitation de chacun des réacteurs de 900 MWe.

Au moment où débutent ces troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, EDF a déjà annoncé son ambition d'exploiter ses centrales nucléaires significativement au-delà de 40 ans. C'est dans ce contexte que ce numéro est consacré à la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires. C'est notamment l'occasion de présenter la position de l'ASN sur la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires en regard de celles de nos homologues américains, espagnols et suisses. Ainsi, aux États-Unis, quatre réacteurs entament leur 41^e année d'exploitation et l'Autorité de sûreté américaine (NRC) a déjà donné son autorisation à la poursuite d'exploitation d'une cinquantaine de réacteurs, sur la centaine autorisée initialement pour 40 ans, jusqu'à leurs 60 ans. De plus, les exploitants américains et la NRC ont déjà échangé sur les travaux de recherche à lancer dans la perspective d'une prolongation d'exploitation au-delà de 60 ans.

En France, l'autorisation d'exploiter une installation nucléaire ne précise pas de limite dans le temps. En contrepartie, les réexamens de sûreté imposés tous les dix ans aux exploitants permettent à l'ASN de vérifier que le vieillissement ne porte pas atteinte au niveau de sûreté des installations, de s'assurer que l'installation bénéficie des évolutions techniques et de juger de la possibilité de poursuivre l'exploitation des installations jusqu'au prochain réexamen de sûreté. En tout état de cause, l'ASN peut à tout moment proposer au gouvernement de suspendre l'exploitation d'une installation pour des motifs de sûreté et même l'imposer en cas de risque imminent.

Dans un contexte de capacité limitée de production mondiale de radio-isotopes, les événements survenus sur les installations de production de radio-isotopes médicaux de Chalk River (Canada) en 2007 ou de Petten (Pays-Bas) et de Fleurus (Belgique) en 2008 ont mis en évidence des situations dans lesquelles les impératifs de sûreté et d'approvisionnement de radioéléments à usage médical peuvent être en conflit. Pour l'ASN, un des enseignements indirects à tirer de ces événements et applicable à la question de la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires est la nécessité de préparer, quel que soit le mode de production retenu, le renouvellement des modes de production d'électricité de façon à éviter une situation potentielle dans laquelle les impératifs de sûreté et d'approvisionnement énergétique seraient en conflit. L'ASN a donc ouvert les pages de ce numéro aux différentes parties prenantes dans la définition et l'application de la politique énergétique de la France pour qu'elles fassent part de leur vision du contexte énergétique et industriel au-delà de 2020.



Foreword

ASN has just taken position on the generic issues for continued operation of EDF 900 MWe nuclear power plants until their 40th year of operation.

Then, after their third ten-yearly outages, which will begin from mid 2009 with the Tricastin 1 reactor and then the Fessenheim 1 reactor, ASN will deliver its assessment on the continued operation of each 900 MWe reactor.

While these three ten-yearly outages of the 900 MWe reactors are starting, EDF has already announced its desire to operate its nuclear power plants for well beyond 40 years. It is in light of this that the present edition is dedicated to the continuation of nuclear power plant operations. It is, among other things, an opportunity to put forward ASN's position on the continuation of nuclear power plant operations in comparison with the position of our US, Spanish and Swiss counterparts. In addition, four reactors in the USA are embarking upon their 41st year of operation. The US Nuclear regulatory commission (NRC) has already authorised the extension of operations for some fifty reactors up to sixty years, in addition to the 100 or so initially authorised for 40 years. Furthermore, the US operators and the US NRC have already discussed the research to be undertaken with a view to extend operations beyond 60 years.

In France, authorisation to operate a nuclear facility does not specify a time limit. In exchange, the safety reviews imposed on operators every ten years enables ASN to make sure that aging does not undermine safety levels at installations, to ensure that the facility can benefit from technical advances and to assess the possibility of continuing the operation of the plants until the next safety review. In any event, ASN can at any time advise the government to suspend plant operations for safety reasons and can even impose this if there is imminent danger.

Set against a background of limited global production capacity of radioisotopes, the incidents which occurred at medical radioisotope production facilities in Chalk River (Canada) in 2007 or in Petten (the Netherlands) and in Fleurus (Belgium) in 2008 have highlighted situations where safety imperatives conflict with obligations to supply radioelements for medical use. From ASN's viewpoint, one of the indirect lessons to be learnt from these occurrences and which is relevant to the question of continuing nuclear power plant operations is the need to prepare, by whatever means used, replacement methods of electricity production in order to avoid a situation where safety obligations and the supply of energy could potentially come into conflict. ASN has therefore made the pages of this edition available to the various stakeholders in defining and implementing France's energy policy, so that they might share their vision of the energy and industrial situation beyond 2020.

La durée d'exploitation des centrales nucléaires et les conditions de la poursuite de leur exploitation

The operating life of nuclear power plants and conditions for their continued operation

par **Sébastien Crombez**, adjoint au directeur des équipements sous pression (DEP) et **Frédéric Ménage** adjoint au directeur des centrales nucléaires (DCN) – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

La durée d'exploitation des centrales nucléaires et les conditions de la poursuite de leur exploitation

Au mois de mai 2009 le réacteur 1 de la centrale nucléaire du Tricastin a été arrêté pour trois mois environ dans le cadre de sa "troisième visite décennale". Il s'agit d'une étape importante dans la démarche de gestion du vieillissement des installations qui va permettre de s'assurer du niveau de sûreté des centrales françaises de 900 MWe en intégrant à la fois de nouvelles contraintes réglementaires et des mesures spécifiques aux réacteurs âgés de plus de 30 ans.

La notion de durée d'exploitation

La durée d'exploitation d'une centrale nucléaire est conditionnée, en particulier, par sa capacité à se conformer au fil du temps à des exigences de sûreté en continue augmentation.

Sur le plan juridique et réglementaire, il n'existe pas aujourd'hui en France de limite portant sur la durée d'exploitation des centrales nucléaires. Les décrets d'autorisation de création (DAC) délivrés par l'administration française ne mentionnent pas de durée limite d'exploitation. Toutefois, ces documents font référence au Rapport de Sûreté qui, lui, précise une hypothèse de durée d'exploitation qui est de 40 ans pour les réacteurs en activité et de 60 ans pour l'EPR. Cette "durée d'exploitation" de 40 ans est une simple hypothèse d'étude qu'aucun texte n'interdit de réviser.

L'approche française contraste avec la situation des réacteurs américains pour lesquels l'Autorité de sûreté américaine (NRC) accorde une licence d'exploitation fondée sur une durée limite de fonctionnement, fixée en général à 40 ans, et renouvelable sur la base d'une démarche formelle.

Aujourd'hui, 52 réacteurs américains de fonctionnement similaires à ceux construits en France ont obtenu l'autorisation d'être exploités jusqu'à 60 ans.

S'il n'existe pas de limite absolue à la durée d'exploitation, la loi TSN¹, définit un cadre décisionnel qui permet à l'ASN et au gouvernement de suspendre le fonctionnement d'une installation nucléaire si son exploitation engendre des risques graves pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou pour la protection de la nature et de l'environnement².

La loi TSN³ impose également à l'exploitant de toute installation nucléaire de base (INB) de procéder

1. Article 29, alinéa IV, de la loi du 13 juin 2006 relative à transparence et la sécurité en matière nucléaire, dite loi TSN.

2. Ces intérêts sont explicitement mentionnés dans l'article 28, alinéa I de la loi TSN.

3. Article 29, alinéa 3 de la loi TSN.

Executive Summary

In France, there's no regulatory lifetime and a plant can operate as long as the safety requirements are met, but since the 2006 TSN act, the licensee have to achieve a Periodic Safety Review (PSR) of his plant every ten years and the ASN can stop the operation in case of danger.

Operation duration is not limited by the law but it's possible to define a "technical lifetime" concerning some non-replaceable equipments like reactor vessel, whose ability to operate safely was first demonstrated for 40 years.

Many phenomena should be taken into account to meet all safety requirements during the whole plant's lifetime: material ageing obsolescence, loss of competencies, loss of industrial capability... Among those, ageing and degradation mechanisms are very specific and need to be dealt with through an ageing management program. In France, this program was built before the third ten years outages of the 900 MWe nuclear power plants (NPP).

On December 2009, six months after the third ten years outage of Tricastin NPP, EDF will publish a report on Tricastin's PSR. The ASN will then give to the government its position concerning the operation continuation of this NPP. But it won't be a ten years lifetime extension authorisation.



“périodiquement au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Ce réexamen doit permettre d’apprécier la situation de l’installation au regard des règles qui lui sont applicables et d’actualiser l’appréciation des risques ou inconvénients que l’installation présente”. Ce réexamen doit tenir compte “notamment de l’état de l’installation, de l’expérience acquise au cours de l’exploitation, de l’évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires”.

Le réexamen de sûreté constitue un cadre privilégié pour apprécier l’aptitude à la poursuite d’exploitation des centrales nucléaires.

La durée d’exploitation d’une centrale nucléaire

Les dimensions économiques, réglementaires, comptables ou encore socio-politiques sont autant de données qui orientent le choix de l’exploitant dans sa décision de poursuivre ou non l’exploitation de son installation. Pour ce qui concerne l’ASN, l’aptitude à poursuivre l’exploitation, sans se fonder uniquement sur cet aspect, repose essentiellement sur l’aspect technique de la durée d’exploitation.

La notion de durée d’exploitation d’une centrale nucléaire peut recouvrir plusieurs aspects. Le premier est la durée “technique” d’exploitation, c’est-à-dire la capacité de l’installation à produire de l’énergie dans des conditions de sûreté acceptables. La poursuite de l’exploitation d’une centrale est également conditionnée par la durée dite “économique” d’exploitation de l’installation, par sa compétitivité par rapport à d’autres moyens de production. En outre, l’amortissement des investissements réalisés permet de définir une durée “comptable” d’exploitation du réacteur.

Lorsque l’autorisation d’exploitation est accordée pour une durée limitée comme c’est le cas aux États-Unis, il existe une durée “réglementaire” d’exploitation pour l’installation. Enfin, la limite au-delà de laquelle la population d’un pays n’accepte plus socialement la production, la jugeant trop dangereuse, définit la durée “socio-politique” d’exploitation d’un réacteur nucléaire.

Durée technique d’exploitation

Techniquement, on peut définir le vieillissement d’un matériel comme l’évolution progressive que subit celui-ci, sous l’effet du temps et de ses conditions

d’environnement et d’usage, qui tend à réduire ses marges fonctionnelles. Ainsi, les phénomènes de fatigue, de corrosion sous contrainte, d’usure, d’encrassement, de vieillissement thermique et de fragilisation par irradiation, pour ne citer qu’eux, constituent des mécanismes de vieillissement. Cette notion, qui traduit généralement la dégradation d’un matériel particulier, se différencie de la notion de durée d’exploitation qui traduit, elle, la démonstration de l’aptitude à l’exploitation compte tenu des exigences fonctionnelles applicables au matériel.

La durée d’exploitation d’une centrale nucléaire telle que définie à sa conception est une hypothèse. Elle conditionne le dimensionnement des différents composants et systèmes compte tenu essentiellement :

- des performances postulées dans la démonstration de sûreté et dont découlent des exigences fixées dans un document appelé rapport de sûreté ;
- de la connaissance des modes de vieillissement à la fois avérés et potentiels ;
- des stratégies de surveillance, de réparation ou de remplacement associées à chacun des modes de dégradation des composants.

À la conception, les centrales nucléaires EDF ont été dimensionnées en postulant une durée d’exploitation de 40 ans, ce qui équivaut, en tenant compte des arrêts de réacteur, à 32 ans à pleine puissance. Ces 40 ans correspondent en particulier à la durée d’exploitation des deux composants les plus critiques, car réputés non-remplaçables :

La cuve et l’enceinte de confinement

Les matériaux constitutifs de la cuve (acier ferritique) se fragilisent sous l’effet de l’irradiation neutronique. La fluence, qui mesure le nombre de neutrons reçus par unité de surface, traduit ce phénomène. L’optimisation des plans de chargement et les modes de gestion du combustible influent sur l’irradiation de la cuve et impactent donc directement la durée de vie résiduelle des cuves de réacteur.

La corrosion des armatures et de certaines singularités ainsi que le fluage du béton de l’enceinte qui conduit à la relaxation des câbles de précontrainte, favorisant ainsi l’apparition de fissures, sont des modes de vieillissement qui impactent la durée de vie des enceintes de confinement.

La notion de durée technique d’exploitation peut être illustrée par l’exemple de la cuve du réacteur. Le principal mode de vieillissement de ce composant est l’irradiation qui modifie les propriétés

mécaniques de l'acier dont il est constitué. L'exploitant doit donc mettre en place des mesures visant à prévoir l'évolution des propriétés de la cuve et à démontrer que malgré ces évolutions, l'équipement est à même de résister à l'ensemble des situations de fonctionnement normal ou dégradé qu'il pourrait rencontrer, en prenant en compte les marges de sécurité fixées par la réglementation.

Le fait que la démonstration ait été réalisée initialement pour une durée de 40 ans ne permet pas de présumer des marges restantes qui permettraient d'envisager l'exploitation à plus long terme. La problématique n'est donc pas de définir une limite finale à l'exploitation d'un réacteur mais plutôt de gérer un capital en prenant, tout au long de l'exploitation du réacteur, les mesures visant à minimiser l'impact des phénomènes de vieillissement afin d'être à même de démontrer, par des méthodes appropriées, que les paramètres caractérisant l'état de l'installation respectent l'ensemble des règles fixées.

Depuis la mise en service des réacteurs, des phénomènes de vieillissement non pris en compte à la conception ont été constatés, les connaissances relatives à certains autres ont évolué, les exigences de sûreté ont été réévaluées et certaines pratiques d'exploitation ont été modifiées. Ces évolutions peuvent, à l'inverse, remettre en cause la durée d'exploitation des réacteurs.

Ainsi, au-delà de l'hypothèse de conception la fixant à 40 ans, la réalité de la durée d'exploitation se mesure effectivement à la conformité des installations dans le temps à des exigences de sûreté en continue amélioration et prenant en compte les impacts éventuels de l'installation sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou pour la protection de la nature et de l'environnement.

Le plan de gestion du vieillissement

Pour conserver sa capacité à exploiter les centrales de façon sûre, EDF a mis en place un plan de gestion du vieillissement. La démarche a débuté au milieu des années 1990 et a fait l'objet de nombreux échanges entre EDF et l'ASN. Elle concerne les réacteurs arrivant à leur troisième visite décennale, soit environ 30 ans de fonctionnement.

L'article 12 de l'arrêté du 10 novembre 1999⁴ indique que l'exploitant doit surveiller les caractéristiques des matériaux et les différents modes de dégradation des équipements. Sans être exhaustif,



Inspection de l'ASN dans le bâtiment réacteur de Tricastin 1 lors de la 3^e visite décennale - Mai 2009

il cite en particulier la fragilisation par irradiation, le vieillissement thermique, les différentes formes de corrosion. L'exploitant doit également transmettre à l'ASN les résultats de ce suivi et ses conclusions *"vis-à-vis du maintien de l'intégrité des appareils et de leur aptitude au service pendant les dix années qui suivent"*.

La méthodologie mise en place vise à élargir les mesures de suivi des dégradations, à la fois avérées et potentielles, à un ensemble d'équipements beaucoup plus large. Ainsi la démarche a été étendue à l'ensemble des équipements classés *"importants pour la sûreté"* mais également aux matériels pouvant, par leur défaillance, endommager un matériel important pour la sûreté et de façon générale tout matériel pris en compte dans les études probabilistes de sûreté.

Pour chacun de ces matériels est listé l'ensemble des mécanismes de vieillissement pouvant l'affecter. Cette analyse exhaustive doit permettre ensuite de mesurer l'efficacité des parades mises en place : adéquation de la maintenance et de la surveillance, possibilité de réparation ou de remplacement des équipements. Pour chacun des équipements dont au moins un mode de dégradation pose des problèmes de maîtrise, en l'état des parades existantes, un document est réalisé consignait l'ensemble des mesures complémentaires devant être prises pour maîtriser le phénomène.

Cette première démarche est générique, c'est-à-dire qu'elle a été réalisée pour l'ensemble des centrales nucléaires françaises, sans tenir compte des spécificités de chacune. Ce processus a ensuite

4. Arrêté du 10/11/1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression.



L'exploitation des centrales nucléaires après 40 ans

par Sébastien Crombez, adjoint au directeur des équipements sous-pression – ASN

L'ASN conditionne l'exploitation d'une installation nucléaire au-delà de la durée initialement prévue à la conception à la démonstration de la capacité de l'exploitant à assurer cette exploitation de façon sûre. Les réexamens décennaux de sûreté demeurent le cadre de vérification de la capacité des réacteurs à fonctionner avec un niveau de sûreté satisfaisant, en adéquation avec les standards récents.

Dans la continuité du programme de gestion du vieillissement actuellement en place, EDF, qui a fait part à l'ASN de son objectif d'étendre l'exploitation de certains réacteurs significativement au-delà des 40 ans initialement prévus, doit faire preuve d'anticipation et démontrer dès aujourd'hui sa maîtrise du vieillissement des installations. Un des aspects de cette démonstration est la capacité à réaliser les investissements nécessaires aux moments opportuns.

Maîtriser le vieillissement des installations après 40 ans

Les démarches de gestion du vieillissement au-delà de 40 ans doivent s'inscrire dans la continuité de celles mises en place actuellement, en les renforçant. Elles consistent tout d'abord en une mise à jour permanente de la connaissance des mécanismes de dégradation avérés ou potentiels. À ce titre, une comparaison avec les pratiques internationales, notamment en matière de recherche, est nécessaire.

La consolidation de cette connaissance nécessitera d'accroître la fréquence de différents contrôles. Dans certains cas, cet accroissement est requis par la réglementation. Par exemple, l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression demande à l'exploitant de réaliser une visite approfondie supplémentaire entre deux visites décennales pour les installations de plus de 30 ans.

EDF devra également réaliser un travail d'analyse et de mise à jour documentaire afin de quantifier les marges existantes concernant les équipements. Il

sera ainsi en mesure de compléter la démonstration actuelle en prouvant leur capacité à être exploitées pour des durées supérieures à 40 ans. Concernant cet aspect technique, l'ASN pourra donner aux exploitants des éléments de visibilité au-delà de la période de 10 ans séparant deux réexamens de sûreté sous réserves que les justifications mécaniques apportées soient satisfaisantes.

Enfin, l'exploitant devra poursuivre ses efforts pour identifier et mettre en place des mesures visant à limiter les effets du vieillissement sur ses installations.

Engager les investissements nécessaires

La démarche d'augmentation du niveau de sûreté des réacteurs devra se poursuivre si l'exploitation est prolongée au-delà de 40 ans. Pour ce faire, EDF devra s'appuyer sur des investissements destinés à améliorer la sûreté, de plus grande ampleur que ceux déployés à l'occasion des réexamens décennaux. Il est également important de développer une stratégie industrielle anticipative permettant le remplacement au moment le plus approprié de certains composants importants pour la sûreté.

Les investissements devront se poursuivre concernant les actions de recherche afin de parfaire la connaissance des mécanismes de dégradation et des parades qui peuvent y être apportées.

En complément, l'ASN estime que l'effort d'EDF devra également porter sur des domaines connexes à la thématique du vieillissement pour s'assurer que les parades mises en place resteront performantes et adaptées. L'opérateur devra par exemple améliorer la gestion de ses pièces de rechange, rendue de plus en plus difficile avec le temps en raison de l'obsolescence des matériels. EDF devra également maintenir la capacité de ses personnels à utiliser des technologies anciennes. ■

naturellement été décliné pour chaque réacteur afin de tenir compte des impacts que l'histoire et les conditions particulières d'exploitation peuvent avoir sur les matériels.

Les connaissances tirées de ce plan de gestion du vieillissement ont été utilisées par EDF pour mettre à jour les programmes de maintenance. Un des paramètres de maîtrise de nombreux mécanismes de vieillissement consiste en une surveillance approfondie et des mesures de maintenance aussi bien préventives que curatives. Les modalités de mise à jour permettront de s'assurer au fil du temps de la pertinence des études réalisées. L'intégration du vieillissement au programme de maintenance assure une prise en compte de ces aspects en continu à partir des troisièmes visites décennales des réacteurs.

Les autres effets du temps et leurs paradoxes

Le vieillissement des matériels n'est pas le seul phénomène susceptible de réduire la capacité des centrales nucléaires à rester conformes à des exigences de sûreté en continuelle amélioration. D'autres phénomènes peuvent remettre en cause cette capacité. L'ASN contrôle l'aptitude de l'exploitant à y faire face.

Le premier de ces phénomènes est l'augmentation constante du niveau des exigences applicables aux centrales nucléaires en exploitation : c'est en effet un des rôles du réexamen de sûreté que de comparer l'installation aux standards les plus récents, ce qui implique pour l'exploitant de réaliser des modifications visant à améliorer la sûreté de ses réacteurs.

L'obsolescence⁵ des matériels peut également conduire l'installation à ne plus se conformer à un niveau d'exigence donné. C'est le cas également des aléas susceptibles de survenir pendant l'exploitation ou des écarts de conformité préexistants depuis la mise en service des installations et découverts lors de l'exploitation. Enfin, le niveau de sûreté peut ne plus être respecté en cas de perte de compétence du personnel, par exemple à la suite des difficultés de recrutement ou par manque de

formation, voire de perte de performance de l'organisation elle-même.

Pour chacun de ces mécanismes, il existe des réponses qui ont été identifiées et qui doivent être mises en œuvre par l'exploitant. Pour faire face au risque d'obsolescence, il doit mettre en place une stratégie de contrôle et de remplacement des matériels obsolètes. Il doit également mettre en œuvre un programme de qualification⁶ des matériels de substitution.

L'exploitant doit également réduire le risque lié aux modifications en réalisant une analyse systématique de l'absence de régression du point de vue de la sûreté de toute modification avant sa mise en œuvre.

Après chaque événement imprévu, l'exploitant opère une vérification de la conformité aux exigences de sûreté et, si besoin, une remise en conformité avant la poursuite de l'exploitation. Il doit en parallèle entretenir et développer une attitude interrogative conduisant à un processus systématique et continu de recherche d'anomalie et effectuer les remises en conformité nécessaires.

Pour faire face au risque de perte de compétence, une formation adaptée notamment à l'exploitation et à la maintenance des matériels et des technologies vieillissantes doit être mise en place et, face au risque de perte de performance de l'organisation, un système performant de management de la qualité doit permettre l'amélioration continue.

L'autorisation de créer, puis d'exploiter, une installation nucléaire de base, est délivrée au vu de la capacité de cette installation à se conformer aux exigences applicables au moment où elle est délivrée. Face aux mécanismes susceptibles de remettre en cause cette capacité, l'ASN contrôle l'efficacité des actions et vérifie ainsi que les réacteurs ne présentent pas de risque grave, pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28 de la loi TSN, qui ne peuvent être prévenus ou limités de manière suffisante.

Modalités de prise de décisions

La période d'exploitation d'une centrale nucléaire est rythmée par plusieurs processus périodiques. Il s'agit en premier lieu des visites décennales qui s'appuient sur les articles 9 et 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999. Ces arrêts particuliers permettent les visites complètes et des épreuves

5. Un matériel est obsolète lorsque qu'il n'est plus possible de trouver d'acteur industriel capable de le fabriquer ou de l'entretenir.

6. Un matériel est qualifié lorsqu'on a pu démontrer sa capacité à remplir l'ensemble de ses fonctions dans les conditions d'environnement dans lesquelles il peut être amené à fonctionner (température, pression, sollicitations mécaniques,...).



hydrauliques du circuit primaire. Une visite approfondie supplémentaire est également prévue entre 4 et 6 ans après chaque visite décennale pour les appareils en service depuis plus de 30 ans. Au cours de la visite décennale a également lieu l'épreuve de l'enceinte de confinement.

La loi TSN impose en parallèle à l'exploitant de toute installation nucléaire de base de procéder régulièrement au réexamen de sûreté de son installation. Ce réexamen a pour but de faire un point sur les exigences applicables à l'installation et de réaliser des examens pour vérifier qu'elle est conforme à ce référentiel en perpétuelle évolution.

Dans un deuxième temps, le niveau de sûreté de la centrale est examiné au vu des standards les plus récents. Le réexamen aboutit à un lot de modifications qui devront être mises en œuvre par l'exploitant afin de faire progresser la sûreté de ses réacteurs.

Les visites décennales sont des arrêts longs qui offrent une occasion privilégiée de mettre en place

les modifications issues du réexamen de sûreté. Du fait de leur durée, ces visites permettent également la réalisation, en plus des épreuves du circuit primaire et de l'enceinte, de nombreux contrôles. Ainsi, une grande partie des contrôles permettant de s'assurer de la maîtrise des phénomènes de vieillissement ont lieu au cours de ces arrêts. Les résultats des réexamens de sûreté et le suivi du vieillissement ont donc été intégrés au processus décennal qui marque le calendrier d'exploitation des centrales nucléaires françaises.

À l'issue des troisièmes visites décennales des réacteurs, le redémarrage aura lieu dans le même cadre que pour tout autre arrêt. Avant de poursuivre l'exploitation, les résultats des requalifications des équipements, la synthèse des défauts repérés et leur traitement, les interventions réalisées sur les appareils doivent être fournis à l'ASN par l'exploitant. Six mois après le redémarrage du réacteur, l'exploitant remettra au gouvernement, ainsi qu'à l'ASN, le "rapport de réexamen" qui inclura ses conclusions sur le niveau de sûreté du réacteur, les modifications effectuées et les contrôles réalisés, notamment dans le cadre de la démarche de gestion du vieillissement. Six mois après la remise de ce rapport, l'ASN communiquera au gouvernement son avis sur ce rapport.

Appréciation du niveau de sûreté et conclusion

La prise en compte de l'évolution des exigences de sûreté se concrétise principalement à l'occasion des réexamens de sûreté⁷. Elle se fait sur la base de l'examen, de la conformité de l'installation à ces exigences, du programme de gestion du vieillissement et des dispositions de maîtrise des compétences et de l'organisation.

L'ASN fait connaître à cette occasion son avis sur la conformité de l'installation aux exigences de sûreté applicables à l'issue du réexamen et sur la capacité de l'exploitant à maintenir cette conformité jusqu'au prochain réexamen. À cette occasion, l'ASN peut imposer de nouvelles prescriptions qui sont opposables à l'exploitant.

Entre deux réexamens, la conformité de l'installation aux exigences de sûreté peut être remise en cause par l'occurrence d'aléas mais également par



Inspection de l'ASN dans la salle des machines du réacteur 1 du Tricastin lors de la 3^e visite décennale - Mai 2009

7. Si ces évolutions sont réglementaires, les modalités d'intégration des évolutions demandées sont fixées par la réglementation, notamment pour ce qui concerne les délais de prise en compte.

des modifications de l'installation ou par la découverte d'écarts de conformité qui n'ont pas été décelés à l'occasion du réexamen. L'ASN exerce son contrôle sur ces trois types d'événements et vérifie ainsi que l'installation ne présente pas de risque grave, pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou pour la protection de la nature et de l'environnement, qui ne peuvent être prévenus ou limités de manière suffisante.

L'ASN analyse également la capacité des installations à la poursuite d'exploitation lors de sa participation aux épreuves hydrauliques des circuits primaire et secondaires des réacteurs, à l'analyse des programmes de maintenance définis par l'exploitant et au contrôle des bilans remis à l'issue des arrêts de réacteurs.

À ce titre, l'ASN peut déclarer non satisfaisante la requalification d'un équipement, formuler des observations et demander des compléments sur les programmes de maintenance des circuits primaire et secondaires ou proposer au préfet de

prescrire toutes mesures utiles avant redémarrage des installations.

Les troisièmes visites décennales sont une étape importante dans la démarche de gestion du vieillissement et l'occasion de réaliser à la fois de nombreux contrôles mais également une mise à jour documentaire importante. Néanmoins le contrôle de l'ASN, y compris sur les aspects liés au vieillissement, se poursuit de façon continue entre chaque visite décennale, notamment par l'instruction et la vérification de l'application des programmes de maintenance préventive et curative.

Il n'existe pas à proprement parler d'autorisation de fonctionnement pour dix ans mais l'ASN juge le niveau de sûreté d'une installation et la capacité de l'exploitant à le maintenir pendant dix ans. En revanche, de nombreuses autorisations jalonnent la période d'exploitation d'un réacteur, en particulier les autorisations de redémarrage. Par ailleurs, l'ASN a toujours la possibilité d'arrêter l'exploitation d'un réacteur en cas de risque grave et imminent. ■



La procédure de renouvellement d'autorisation d'exploitation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC)

The United States Nuclear Regulatory Commission License Renewal Process

par **Brian E. Holian**, directeur – Service du renouvellement des autorisations – Bureau de contrôle des réacteurs nucléaires – Autorité de sûreté nucléaire des États-Unis (Washington, D.C.)



Brian E. Holian

Sur la base de la loi sur l'énergie atomique, la NRC délivre, pour les réacteurs des centrales électronucléaires, des autorisations initiales d'exploitation d'une durée pouvant aller jusqu'à 40 ans. Ces autorisations sont renouvelables pour des périodes de 20 ans à condition que les exploitants soient en mesure de démontrer qu'ils peuvent continuer d'exploiter la centrale nucléaire en toute sûreté et en respectant les prescriptions du titre 10 du Code de la réglementation fédérale, parties 51 et 54

(10 CFR Parts 51 et 54). Cette durée de 40 ans a été fixée sur la base de considérations économiques et antitrust, non de limites de capacités techniques des installations. Toutefois, à partir du moment où cette durée d'autorisation a été fixée, les centrales nucléaires ont été conçues sur la base d'une durée d'exploitation de 40 ans. Il est donc nécessaire de réexaminer ces éléments de conception pour prendre en compte afin d'étudier les aspects liés à la gestion du vieillissement.

Aux États-Unis, on dénombre actuellement 104 réacteurs électronucléaires en exploitation. La part du nucléaire dans la production d'électricité est d'environ 20% aux États-Unis. À ce jour, 52 réacteurs ont obtenu un renouvellement jusqu'à 60 ans de leur autorisation d'exploitation. La demande de renouvellement d'une autorisation relève d'une démarche volontaire et dans ces conditions, la décision de solliciter ou non ce renouvellement est à l'entière discrétion des exploitants. Cette décision est généralement prise en fonction de la situation économique de la centrale et de sa capacité à continuer à satisfaire aux exigences de la NRC.

La NRC a mis en place une procédure de renouvellement des autorisations relativement rapide et claire quant aux exigences attendues pour garantir la sûreté des centrales nucléaires pour une exploitation au-delà de la période d'autorisation initiale.

L'examen de la NRC porte principalement sur l'efficacité de la gestion des effets du vieillissement des composants passifs et à longue durée de vie. Les programmes en place, tels que les règles de maintenance et les programmes de surveillance de la performance et de l'état des composants, constituent un moyen de contrôle efficace de la fiabilité des composants actifs. Par conséquent, l'instruction des demandes de renouvellement d'autorisation est axée principalement sur les composants passifs, pour lesquels les effets du vieillissement

Executive Summary

The United States (U.S.) Nuclear Regulatory Commission (NRC) license renewal process establishes the technical and administrative requirements for the renewal of operating power plant licenses. Reactor operating licenses were originally issued for 40 years and are allowed to be renewed. The review process for license renewal applications (LRA) provides continued assurance that the level of safety provided by an applicant's current licensing basis is maintained for the period of extended operation. The license renewal review focuses on passive, long-lived structures and components of the plant that are subject to the effects of aging. The applicant must demonstrate that programs are in place to manage those aging effects. The review also verifies that analyses based on the current operating term have been evaluated and shown to be valid for the period of extended operation. The NRC has renewed the licenses for 52 reactors at 30 plant sites. Each applicant requested, and was granted, an extension of 20 years. Applications to renew the licenses of 20 additional reactors at 13 plant sites are under review. As license renewal is voluntary, the decision to seek license renewal and the timing of the application is made by the licensee. However, the NRC expects that, over time, essentially all U.S. operating reactors will request license renewal. In 2009, the U.S. has 4 plants that enter their 41st year of operation. The U.S. Nuclear Industry has expressed interest in "life beyond 60", that is, requesting approval of a second renewal period. U.S. regulations allow for subsequent license renewals. The NRC is working with the U.S. Department of Energy (DOE) on research related to light water reactor sustainability.



La centrale nucléaire de Calvert Cliffs aux États-Unis a été mise en service en 1975

sur leur fonctionnement n'apparaissent généralement qu'à plus long terme. Le résultat de cette instruction est présenté dans les rapports, publiés, sur l'évaluation de la sûreté et les impacts sur l'environnement que la NRC publie. Dans le cadre des renouvellements d'autorisation, la NRC effectue également des inspections visant à contrôler par sondage la procédure suivie par l'exploitant à la fois pour identifier les systèmes, structures et composants (SSC) qui devront être vérifiés et pour s'assurer que les programmes de gestion du vieillissement, qui visent à contrôler la dégradation des SSC liée au vieillissement, sont correctement mis en œuvre. Comme pour toutes les autorisations délivrées aux États-Unis, la demande de renouvellement de l'exploitant et l'évaluation de sûreté effectuée par la NRC sont examinées par le Comité consultatif sur la sûreté des réacteurs (*Advisory Committee on Reactor Safeguards — ACRS*), qui émet une recommandation à l'intention de la NRC sur le renouvellement de l'autorisation. De plus, le public a la possibilité de solliciter une audition formelle pour que soient abordées des questions spécifiques liées à la sûreté de la centrale nucléaire et aux impacts sur l'environnement. Les conclusions des éventuelles auditions sont transmises à la NRC, qui en tient compte pour décider ou non d'accéder à la demande de renouvellement d'autorisation.

Les industriels du secteur nucléaire se sont déclarés intéressés par une prolongation de la durée

d'exploitation des centrales au-delà de 60 ans, ce qui implique de solliciter une seconde demande de renouvellement d'autorisation d'exploitation de vingt années. La réglementation américaine autorise les renouvellements d'autorisation supplémentaires à condition que, comme dans le cas de la période de renouvellement initiale, l'exploitant puisse continuer à démontrer qu'il respecte la réglementation de la NRC. Un examen sous l'angle de la recherche et de la réglementation est envisagé en cas de renouvellement d'autorisation supplémentaire.

Procédure de renouvellement d'autorisation

La procédure de renouvellement d'autorisation comporte deux volets : un concernant les questions de sûreté (10 CFR Part 54) et un autre couvrant les questions environnementales (10 CFR Part 51). L'exploitant doit transmettre à la NRC un document évaluant les aspects techniques liés au vieillissement de son installation et décrivant les moyens envisagés pour les gérer. Il doit également préparer une évaluation des impacts sur l'environnement de l'exploitation pendant la période de prolongation d'exploitation.

La participation du public est un élément important de la procédure de renouvellement de l'autorisation. Divers moyens sont proposés au public pour lui permettre de se faire une idée plus précise de la gestion



du vieillissement pendant la période de prolongation d'exploitation. Pour commencer, les informations fournies par l'exploitant sont mises à sa disposition. Ensuite, la NRC organise plusieurs réunions publiques. Les évaluations, conclusions et recommandations qui en résultent sont ensuite publiées. Toutes les réunions publiques sont mentionnées sur le site de la NRC et les plus importantes d'entre elles sont annoncées à l'avance et font l'objet de mesures de publicité. Toute partie qui aurait subi un préjudice peut contester certains points devant la justice en sollicitant une audition sur requête, sous réserve que sa cause soit jugée recevable.

L'exploitant d'une centrale nucléaire peut solliciter le renouvellement de son autorisation d'exploitation auprès de la NRC jusqu'à 20 années avant l'arrivée à expiration de son autorisation. L'instruction des demandes s'étend en principe sur 22 mois et jusqu'à 30 mois en cas d'audition sur requête. À réception d'une demande de renouvellement d'autorisation, la recevabilité de cette dernière est examinée et un avis sur l'opportunité d'organiser une audition est publié. L'examen des impacts sur l'environnement et l'examen de sûreté commencent, et une réunion publique est organisée dans le voisinage de la centrale afin d'expliquer la procédure réglementaire et d'alimenter le débat sur les questions d'environnement.

Examen des impacts sur l'environnement

La réglementation sur la protection de l'environnement a été modifiée en décembre 1996 afin de faciliter l'examen des impacts sur l'environnement dans la perspective d'un renouvellement d'autorisation. Certains aspects sont évalués de façon générique pour toutes les centrales, et non séparément pour chaque demande individuelle de renouvellement d'autorisation. L'évaluation générique de la NRC (*Generic Environmental Impact Statement for License Renewal of Nuclear Plants — GEIS*) estime les impacts sur l'environnement qui seraient liés au renouvellement de l'autorisation d'exploitation des centrales nucléaires situées aux États-Unis. Tout exploitant sollicitant le renouvellement de son autorisation d'exploitation doit transmettre à la NRC un complément à cette évaluation qui soit spécifique à son installation.

La NRC effectue pour chaque centrale une évaluation spécifique des impacts du renouvellement d'autorisation sur l'environnement, conformément aux exigences de la loi sur la politique nationale de protection de l'environnement (*National*

Environmental Policy Act) et du titre 10, du Code de la réglementation fédérale, partie 51. Une réunion publique est organisée à proximité de la centrale nucléaire sollicitant le renouvellement afin d'identifier, dans le cadre de la demande de renouvellement d'autorisation, les aspects environnementaux spécifiques à cette centrale. À l'issue de cette réunion, la NRC émet un avis précisant si les atteintes à l'environnement sont, le cas échéant, suffisamment importantes pour justifier le refus du renouvellement d'autorisation. Cet avis fait l'objet d'une publication sous la forme d'un projet de complément au GEIS, sur lequel le public est invité à faire connaître ses commentaires et qui est soumis à discussion à l'occasion d'une réunion publique. Après examen des commentaires recueillis, la NRC élabore et publie un complément définitif au GEIS.

Examen de sûreté

Le principe de renouvellement d'autorisation pose comme condition le maintien par les centrales nucléaires d'un niveau de sûreté adéquat pendant toute leur durée d'exploitation, par des mesures de maintenance et, le cas échéant, la mise en œuvre d'aménagements rendus nécessaires pour intégrer le retour d'expérience. En outre, les activités réglementaires permettent de garantir dans la durée que les critères sur la base desquels l'exploitation des centrales nucléaires est aujourd'hui autorisée continueront à fournir un niveau de sûreté acceptable. La procédure réglementaire de la NRC repose sur plusieurs outils garantissant la sûreté des centrales en exploitation : la publication de prescriptions nouvelles ou mises à jour, l'approbation par la NRC des modifications aux spécifications techniques d'exploitation des centrales et, enfin, la publication de lettres génériques de la NRC sur les sujets émergents. Ces activités s'appuient sur la procédure de contrôle des réacteurs de la NRC, qui utilise un programme d'inspections réalisées par les inspecteurs régionaux en compléments des contrôles permanents assurés par les inspecteurs résidents de la NRC sur les sites, afin d'évaluer la performance des exploitants.

Le texte réglementaire décrivant le renouvellement d'autorisation définit la procédure administrative et technique d'évaluation des effets du vieillissement sur la performance d'un système, d'une structure ou d'un composant et la procédure d'élaboration d'une demande de renouvellement d'autorisation. Un exploitant doit effectuer et présenter une évaluation intégrée de la centrale nucléaire et une évaluation des analyses de vieillissement faites pour la

période d'exploitation. Ces évaluations viennent s'ajouter à l'obligation de compléter le rapport définitif de sûreté de la centrale nucléaire d'un descriptif sommaire des programmes et activités visant à gérer les effets du vieillissement, d'une évaluation des analyses de vieillissement faites pour la période d'exploitation et, le cas échéant, des modifications à apporter aux spécifications techniques d'exploitation applicables à la centrale.

L'évaluation intégrée de la centrale nucléaire effectuée par l'exploitant doit démontrer que les structures et composants qui nécessitent un examen du point de vue de la gestion du vieillissement ont été identifiés et que les effets du vieillissement sur leur fonctionnalité seront gérés de manière telle que les critères sur la base desquels la centrale a été autorisée seront toujours satisfaits et donc, à même de garantir un niveau de sûreté acceptable pendant la période de prolongation d'exploitation. L'exploitant doit identifier l'ensemble des systèmes, structures et composants de la centrale nucléaire qui devront être examinés en application de la procédure de renouvellement d'autorisation, puis déterminer quels sont ceux qui sont passifs et à longue durée de vie et, donc, soumis à un examen sous l'angle de la gestion du vieillissement. Les structures et composant passifs et à longue durée de vie comprennent la cuve du réacteur, les canalisations du circuit primaire du réacteur, les générateurs de vapeur, le pressuriseur, les corps de pompe, les corps de soupape, l'enceinte de confinement, les câbles électriques et les armoires électriques.

L'exploitant doit ensuite démontrer l'existence de programmes de gestion du vieillissement permettant de gérer le vieillissement de façon telle que ces structures et composants pourront continuer de fonctionner comme prévu pendant la période de prolongation d'activité. Lorsque des mesures complémentaires visant à maîtriser les effets du vieillissement sur une structure ou d'un composant, les exploitants décident de la nature des mesures à prendre (programmes de surveillance complémentaires, augmentation de la fréquence des inspections ou revue des critères de conception, par exemple).

Une autre condition posée au renouvellement d'une autorisation est l'identification et l'actualisation des analyses de vieillissement faites pour la période d'exploitation. Lors de la phase de conception d'une centrale, certaines hypothèses sont formulées sur sa durée d'exploitation, puis intégrées dans le calcul des caractéristiques de certains de ses



Site internet de la NRC, rubrique consacrée à la poursuite d'exploitation des réacteurs

systèmes, structures et composants. Pour qu'une autorisation d'exploitation puisse être renouvelée, il est impératif que la preuve soit apportée que ces calculs restent valables pour la période de prolongation d'exploitation. La demande de renouvellement d'autorisation doit comprendre une liste de toutes les analyses de vieillissement faites pour la période d'exploitation et démontrer soit que l'analyse reste valable jusqu'à la fin de la période de renouvellement de l'autorisation d'activité, soit qu'elle a fait l'objet d'une projection à cet horizon, soit encore que les effets du vieillissement sur le fonctionnement normal de l'installation seront gérés de manière satisfaisante. Les analyses de vieillissement qui sont soumises à évaluation portent notamment sur la fragilisation de la cuve du réacteur due au rayonnement neutronique, la fatigue des composants métalliques, la qualification des équipements électriques, la pré contrainte des éléments en béton de l'enceinte de confinement et la fatigue du liner et des traversées de l'enceinte de confinement.

La NRC utilise également son programme habituel d'inspections pour vérifier, sur les sites et dans les bureaux d'étude de l'exploitant, que les programmes de gestion du vieillissement ont été mis en œuvre conformément à la demande de renouvellement de l'autorisation et à l'évaluation de sûreté de la NRC, et que ces programmes gèrent efficacement les effets du vieillissement. Ces inspections consistent à contrôler par sondage les résultats de la méthode suivie par l'exploitant pour identifier les structures et composants qui devront



être examinés pour le renouvellement de l'autorisation, les programmes de gestion du vieillissement et les modifications apportées à l'analyse de la conception de l'installation. La NRC effectue à la fois une inspection pour évaluer la portée des travaux et une inspection de la gestion du vieillissement. De plus, une inspection est effectuée à l'approche de la date de prolongement de la période d'exploitation afin de vérifier que les engagements pris se sont traduits dans la réalité.

Documents d'aide pour l'examen de sûreté

Dans un souci d'efficacité, la NRC a demandé à ses services de recenser les programmes existants dans les centrales nucléaires pour déterminer ceux qui peuvent rester en l'état pour garantir la gestion des effets du vieillissement et ceux qui doivent au contraire être améliorés pour le renouvellement de l'autorisation d'exploitation. Cet exercice a débouché sur l'élaboration d'un rapport sur les enseignements génériques en matière de gestion du vieillissement (*Generic Aging Lessons Learned — GALL*). Le rapport GALL liste les structures et composants des centrales nucléaires, identifie les matériaux spécifiques qui les composent et les environnements auxquels ils sont soumis, énumère les effets du vieillissement et présente l'évaluation qu'ont faite les services de la NRC sur les programmes de gestion du vieillissement. Les services de la NRC ont évalué chacun des programmes de gestion du vieillissement répertoriés dans le rapport GALL au regard de dix critères: portée du programme, actions préventives, paramètres contrôlés ou inspectés, détection des effets du vieillissement, contrôle et identification des tendances, critères d'acceptation, actions correctives, processus de confirmation, contrôles administratifs et retour d'expérience. Le rapport GALL liste les éléments à vérifier pour déterminer si les programmes existants sont suffisants ou s'ils doivent être améliorés pour le renouvellement de l'autorisation.

Le rapport GALL est présenté dans le plan type d'examen en vue du renouvellement des autorisations d'exploitation des centrales nucléaires (*Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants — NUREG 1800*), qui est le guide sur lequel les services de la NRC s'appuient pour instruire une demande de renouvellement d'autorisation. Ce plan type d'examen vise également à assurer une large diffusion des informations de nature réglementaire afin d'améliorer la communication avec

les publics concernés et les industriels du secteur. Le rapport GALL devrait être traité de la même façon qu'un rapport thématique approuvé, applicable de façon générique. Un exploitant peut se référer au rapport GALL dans une demande de renouvellement d'autorisation pour apporter la preuve que les programmes mis en œuvre dans sa centrale correspondent à ceux examinés et approuvés dans ce rapport. Les services de la NRC effectuent actuellement des audits sur site dans les centrales nucléaires soumises à examen afin de vérifier que les programmes mis en œuvre par les exploitants correspondent à ceux du rapport GALL. La NRC continuera d'intégrer dans ces documents les enseignements tirés et les améliorations de la procédure identifiées à l'occasion de l'examen des demandes de renouvellement d'autorisation et de l'analyse du retour d'expérience. La NRC met actuellement à jour à la fois le rapport GALL et le GEIS.

Questions identifiées lors de l'examen des demandes de renouvellement d'autorisation

La première demande de renouvellement d'autorisation d'exploitation a été déposée en avril 1998. Depuis lors, la NRC et les industriels du secteur ont acquis de l'expérience et ont pu tirer des leçons tant en ce qui concerne la procédure de renouvellement que l'identification des questions à traiter.

Certaines des améliorations concernant l'environnement intègrent des discussions nouvelles ou étendues sur les impacts potentiels dans les domaines suivants:

- impacts du dragage sur la qualité de l'eau et les organismes aquatiques,
- exposition des organismes aquatiques et terrestres aux radionucléides,
- impacts des produits chimiques sur la santé humaine,
- contamination autre que radiologique des nappes phréatiques et des sols,
- émission de radionucléides dans les nappes phréatiques,
- espèces protégées et habitat essentiel de la faune piscicole,
- justice environnementale,
- impacts cumulés.

Les questions identifiées par les services de la NRC à l'occasion des examens de sûreté sont résolues centrale par centrale et suivies soit de l'établissement de lettres génériques de la NRC, soit de

Les réacteurs nucléaires en exploitation aux États-Unis



Autorisés à exploiter (104)

REGION I	REGION II	REGION III	REGION IV
CONNECTICUT ▲ Millstone 2 and 3	ALABAMA ▲ Browns Ferry 1, 2, and 3	ILLINOIS ▲ Braidwood 1 and 2 ▲ Byron 1 and 2 ▲ Clinton ▲ Dresden 2 and 3 ▲ La-Salle County 1 and 2 ▲ Quad Cities 1 and 2	ARKANSAS ▲ Arkansas Nuclear 1 and 2
MARYLAND ▲ Calvert Cliffs 1 and 2	FLORIDA ▲ Crystal River 3 ▲ St. Lucie 1 and 2 ▲ Turkey Point 3 and 4	INDIANA ▲ Duane Arnold	ARIZONA ▲ Palo Verde 1, 2, and 3
MASSACHUSETTS ▲ Pilgrim 1	GEORGIA ▲ Edginchott 1 and 2 ▲ Vogtle 1 and 2	IOWA ▲ D.C. Cook 1 and 2 ▲ Fermi 2 ▲ Palisades	CALIFORNIA ▲ Diablo Canyon 1, and 2 ▲ San Onofre 2 and 3
NEW HAMPSHIRE ▲ Seabrook 1	NORTH CAROLINA ▲ Brunswick 1 and 2 ▲ McGuire 1 and 2 ▲ Shawhan Harris 1	KANSAS ▲ Wolf Creek 1	LOUISIANA ▲ River Bend 1 ▲ Waterford 3
NEW JERSEY ▲ Hope Creek 1 ▲ Oyster Creek ▲ Salem 1 and 2	NORTH CAROLINA ▲ Brunswick 1 and 2 ▲ McGuire 1 and 2 ▲ Shawhan Harris 1	MINNESOTA ▲ Monticello ▲ Prairie Island 1 and 2	MISSISSIPPI ▲ Grand Gulf
NEW YORK ▲ James A. FitzPatrick ▲ Ginno ▲ Indian Point 2 and 3 ▲ Nine Mile Point 1 and 2	SOUTH CAROLINA ▲ Catawba 1 and 2 ▲ Oconee 1, 2, and 3 ▲ H.B. Robinson 2 ▲ Summer	OHIO ▲ Davis-Besse ▲ Perry 1	MISSOURI ▲ Callaway
PENNSYLVANIA ▲ Beaver Valley 1 and 2 ▲ Limerick 1 and 3 ▲ Peach Bottom 2 and 3 ▲ Susquehanna 1 and 2 ▲ Three Mile Island 1	TENNESSEE ▲ Sequoyia 1 and 2 ▲ Yastco Bar 1	OHIO ▲ Davis-Besse ▲ Perry 1	NEBRASKA ▲ Colver ▲ Fort Calumet
VERMONT ▲ Vermont Yankee	VERMONT ▲ North Anna 1 and 2 ▲ Surry 1 and 2	WISCONSIN ▲ Ninecrows ▲ Point Beach 1 and 2	TEXAS ▲ Comanche Peak 1 and 2 ▲ South Texas Project 1 and 2
			WASHINGTON ▲ Columbia

Source: U.S. Nuclear Regulation Commission

recommandations destinées aux services de la NRC, soit d'une révision du rapport GALL. Voici quatre exemples de domaines dans lesquels des aspects problématiques ont été identifiés au cours de l'examen de sûreté :

- analyses de la fatigue des composants métalliques: les services de la NRC ont identifié le recours, dans le cadre d'une méthodologie d'analyse de la fatigue des composants métalliques utilisée par certains exploitants, à des données simplifiées susceptibles de conduire à des sous-estimations des contraintes associées aux sollicitations cycliques pour certains composants de centrales nucléaires. Ces analyses ont été révisées ;
- inaccessibilité des câbles de moyenne tension: les services de la NRC examinent le programme proposé par l'exploitant afin de s'assurer que les effets du vieillissement sur les câbles de moyenne

- tension non accessibles, dus à une exposition à une humidité importante, seront gérés de façon satisfaisante pendant la période de prolongation d'exploitation. Au cours d'inspections récentes réalisées en lien avec des renouvellements d'autorisation, le personnel de la NRC a identifié la présence d'eau dans les trappes de visite de plusieurs centrales nucléaires, ce qui l'a amené à demander aux exploitants de s'engager à évaluer et à gérer les entrées d'eau dans les trappes de visite et à tester les câbles périodiquement ;
- fuites de la cavité de rechargement: les services de la NRC se sont assuré que les exploitants qui avaient connu ou qui connaissaient des fuites d'eau borée de la cavité de rechargement évaluent de manière satisfaisante les incidences des fuites sur le vieillissement du métal et du béton de l'enceinte de confinement ;



Figure 1 : Exemple de corrosion du liner d'une enceinte de confinement



– dégradation du liner de confinement : les services de la NRC ont évalué la dégradation du liner de l'enceinte de confinement des centrales nucléaires due à la corrosion causée par l'accumulation d'eau ou la dégradation des joints de la barrière d'étanchéité. Les centrales nucléaires ont réparé ces dégradations et/ou se sont engagés à améliorer les contrôles et les inspections (voir figure 1).

Prolongation de l'exploitation des centrales au-delà de 60 ans

Le bureau de recherche en réglementation nucléaire (*Office of Nuclear Regulatory Research*) de la NRC mène depuis longtemps des recherches sur plusieurs phénomènes potentiels touchant au vieillissement qui produisent d'ores et déjà leurs effets sur les réacteurs en exploitation, ainsi que sur d'autres phénomènes susceptibles de produire des effets sur l'exploitation de ces réacteurs au-delà de 60 ans. Les services de recherche de la NRC étendent le champ de leurs travaux pour y intégrer les défis potentiels posés en termes de sûreté par une exploitation à long terme. Les principaux axes de ces travaux de recherche sont les suivants :

- la dégradation de l'isolation des câbles électriques (par exemple les câbles électriques et de contrôle importants pour la sûreté, utilisés pour le refroidissement de secours du cœur; les câbles destinés à prévenir ou limiter les accidents de dimensionnement et, enfin, les câbles pouvant être défaillants et entraîner l'arrêt automatique de la centrale ou une baisse du niveau de puissance);
- le béton, notamment dans les zones d'exposition à une chaleur ou à des rayonnements élevés;

- la cuve du réacteur et les composants internes de la cuve, ainsi que d'autres composants et matériaux importants pour la sûreté;
- les structures enfouies et les structures immergées.

Les services de la NRC sont engagés dans des projets de recherche en collaboration avec les industriels du secteur, des partenaires internationaux et d'autres administrations afin d'améliorer sa compréhension des mécanismes de dégradation (par exemple les effets des flux, températures et pressions élevés) ainsi que des outils et les méthodologies innovants d'inspection, de réparation et d'atténuation mis au point par les industriels du secteur pour garantir dans la durée la sûreté d'exploitation. Les services de la NRC comptent vérifier les hypothèses de vieillissement des systèmes, structures et composants importants pour la sûreté, en contrôlant par exemple que leurs fonctions de sûreté ne sont pas détériorées.

La NRC, en collaboration avec le DOE, a organisé en février 2008 un atelier public afin de débattre des questions potentielles de recherche et de développement en rapport avec la garantie de la sûreté en cas de poursuite à long terme de l'activité au cas où les exploitants choisiraient de solliciter le renouvellement de leur autorisation pour des périodes supplémentaires successives. Ont participé à cet atelier des représentants de la NRC, du DOE, de l'industrie, de laboratoires nationaux, de l'université, du grand public, de l'Agence internationale de l'énergie atomique et d'autres organisations internationales.

Les participants ont identifié plusieurs domaines susceptibles de nécessiter des recherches supplémentaires afin de garantir la sûreté en cas de poursuite à long terme de l'exploitant, comprenant :

1. la définition d'"échantillons sentinelles" (par ex. des quantités limitées de matériaux) permettant de fournir des prévisions sur le bon fonctionnement à long terme des systèmes, structures et composants ;
2. la réalisation de tests d'effets combinés sur les matériaux des réacteurs ;
3. l'amélioration des modèles de dégradation du béton et des technologies d'atténuation et d'inspection correspondantes ;
4. la mise au point de méthodes améliorées de soudure et de réparation à la soudure ainsi que des technologies d'inspection dans ce domaine ;
5. l'amélioration du contrôle et du diagnostic en ligne. En réponse, le DOE a lancé, un programme de recherche, doté de plusieurs millions de dollars, sur la viabilité à long terme des réacteurs à eau légère (*Light Water Reactor Sustainability Program – LWRSP*). Le DOE et la NRC, dans le cadre d'un protocole d'accord, collaborent sur des questions techniques importantes pour la sûreté. Par ailleurs, dans le cadre d'un protocole d'accord existant avec l'Institut de recherche sur l'énergie électrique (*Electric Power Research Institute – EPRI*), la NRC et les industriels du secteur coordonnent leurs travaux de recherche

indépendants dans ces domaines et, le cas échéant, travaillent en collaboration à l'élaboration de données destinées à être utilisées de manière indépendante par chaque partie.

Il convient de souligner que c'est aux industriels du secteur qu'il revient d'élaborer l'ensemble des éléments techniques permettant de démontrer que les exigences de la NRC sont respectées. Il revient aux exploitants de démontrer qu'une réponse adéquate (y compris par le biais de travaux de recherche) est apportée aux dégradations liées au vieillissement qui se produisent pendant les périodes de renouvellement successives. Le rôle de la NRC est de définir les exigences réglementaires que les exploitants doivent respecter afin d'assurer une protection adéquate de la santé et de la sûreté du public. La NRC est fréquemment amenée à effectuer des recherches afin d'évaluer de manière indépendante les conclusions fournies par les industriels du secteur. Le bureau de recherche en réglementation nucléaire de la NRC est intéressé par des travaux de recherche collaboratifs dans ce domaine avec des partenaires à la fois américains et étrangers et étudie les mécanismes qui permettront une participation multilatérale à la recherche sur le vieillissement. La NRC continuera également d'utiliser le retour d'expérience d'exploitation afin d'assimiler et d'évaluer les informations sur les questions de vieillissement dans les centrales nucléaires. ■



Poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires suisses

Continued operation of Swiss nuclear power plants

par **Ulrich Schmocker**, directeur et **Dietmar Kalkhof**, chef du service "mécanique et génie civil" – Confédération helvétique, Inspection fédérale de la sûreté nucléaire (ENSI)



Le réacteur suisse de Beznau 1 fêtera en 2009 son 40^e anniversaire d'exploitation. Pour la tranche 2, ce sera le cas en 2011

Executive Summary

Switzerland's oldest NPPs started operation in 1969 (Beznau-1), 1971 (Beznau-2) and 1972 (Mühleberg). Beznau-1 will celebrate its 40th anniversary this year. Therefore, long-term operation is an issue and already in 1991 the Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI) requested an aging monitoring program from all licensees.

By law there is no operating lifetime limit for NPPs in Switzerland – they can be operated as long as they are safe. Hence safety assessment is of particular importance. ENSI requires annual systematic safety assessments and every ten years a comprehensive periodic safety review (PSR). The PSR includes the description of the safety concept, the evaluation of the plant management and the operating behavior. Furthermore a detailed safety analysis must be documented covering the deterministic evaluation of all safety systems as well as a probabilistic safety analyses of level 1 and 2 taking into account all internal and external initiating events. The PSR should include an anticipatory safety assessment for the future operation and identify necessary back fitting measures.

The review of the aging monitoring program is an important aspect of the PSR. According to this program, all relevant aging mechanisms must be identified for every safety-relevant component and possible gaps in the monitoring program must be highlighted and resolved. An effective aging management program requires a thorough analysis of the international operating experiences and a consideration of the latest conclusions from state-of-the-art of science and technology. Finally, all this information has to be managed in component-specific fact sheets.

With this concept of a continuous safety assessment and pro active aging monitoring the responsibility for a safe operation beyond 40 years can be taken.

Le gouvernement helvétique a décidé en février 2007 de réorganiser la politique énergétique suisse afin de limiter les risques en matière d'approvisionnement en énergie électrique. La stratégie retenue repose sur 4 piliers: l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, les grandes centrales de production et une politique extérieure en matière énergétique. Le gouvernement a fait le choix fondamental de remplacer les centrales nucléaires existantes par de nouvelles centrales nucléaires. Cette décision indique clairement que la Suisse continuera d'utiliser l'énergie nucléaire. Les exploitants de centrales nucléaires en Suisse ont donc immédiatement commencé à planifier de nouveaux projets de construction et ont expliqué dans le même temps que la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires actuelles était nécessaire jusqu'à la mise en service des futures installations. Ce qui signifie en langage clair qu'une exploitation à long terme des 5 réacteurs nucléaires actuellement en service en Suisse sera recherchée.

La production d'électricité en Suisse s'appuie sur l'énergie hydraulique (environ 60%) et sur l'énergie nucléaire (environ 40%). La production d'électricité de la Suisse est donc largement exempte de CO₂.

Nom	Type	Constructeur	Puissance nette (MWe)	Mise en service
Beznau-1	REP	Westinghouse	365	1969
Beznau-2	REP	Westinghouse	365	1971
Mühleberg	REB	General Electric	355	1972
Gösgen	REP	Siemens KWU	970	1979
Leibstadt	REB	General Electric	1165	1984

Tableau 1 : données sur les réacteurs nucléaires suisses

Trois des cinq réacteurs sont en service depuis plus de 35 ans, comme on peut le voir dans le tableau 1.

Base juridique

D'après la loi helvétique sur l'énergie nucléaire (KEG) du 21 mars 2003, l'autorisation d'exploiter une centrale nucléaire en Suisse n'est pas limitée dans le temps. L'autorisation peut cependant être limitée pour des raisons de sécurité, par exemple dans le cas où une question sur la sûreté resterait sans réponse et mériterait d'être éclaircie. Dans le cas où cette question ne serait pas fondamentale pour la sûreté, la non-attribution de l'autorisation d'exploitation, ou son retrait si cet accord a été déjà

attribué, serait disproportionnée. Une telle limitation dans le temps n'est pas une limitation réglementaire de la durée de vie de la centrale nucléaire.

Dans le passé, de telles autorisations d'exploitation limitées dans le temps ont été délivrées pour Beznau 2 et Mühleberg car, au moment de leur mise en service, l'efficacité du circuit d'injection de sécurité n'était pas assurée, d'après de nouvelles expériences américaines. Jusqu'à ce que cette question soit éclaircie, Beznau 2 et Mühleberg n'ont reçu que des accords limités dans le temps. En revanche, Beznau 1 avait reçu dès 1970 une autorisation d'exploitation non limitée dans le temps, de

Loi sur l'énergie nucléaire du 21 mars 2003

[...]

Art. 22 Obligations générales du titulaire de l'autorisation

1. Le titulaire de l'autorisation est responsable de la sûreté de l'installation et de son exploitation.
2. À cet effet, il doit en particulier :
 - a. accorder toujours la priorité nécessaire à la sûreté nucléaire pour l'exploitation de l'installation nucléaire, c'est-à-dire respecter les limites d'exploitation et les conditions de fonctionnement ;
 - b. mettre en place une organisation appropriée et employer du personnel qualifié en nombre suffisant ; le "Bundesrat" définit les exigences minimales et réglemente la formation du personnel technique ;
 - c. maintenir son installation dans un bon état général ;
 - d. effectuer des essais périodiques ainsi que des évaluations de sûreté et de sécurité systématiques pendant toute la durée de l'exploitation ; effectuer de façon périodique un réexamen de sûreté approfondi de la centrale nucléaire ;
 - f. informer périodiquement les autorités en charge de la surveillance de l'état et de l'exploitation de l'installation ; leur déclarer immédiatement les événements significatifs survenus ;
 - g. améliorer l'état des matériels de l'installation afin de tenir compte du retour d'expérience et de l'état des meilleures techniques disponibles, dans la mesure où ceci contribue à renforcer le niveau de sûreté de l'installation et que cette amélioration est raisonnable ;
 - h. suivre le développement des connaissances et des techniques en matière nucléaire et tirer parti du retour d'expérience sur les installations comparables ;
 - i. gérer une documentation complète sur les équipements techniques et les consignes d'exploitation ; mettre à jour si nécessaire le rapport de sûreté et le rapport de sécurité ;
 - j. garantir le respect d'un système d'assurance qualité pour toutes les activités exercées dans le cadre de l'exploitation ;
 - k. gérer ultérieurement le plan pour la mise à l'arrêt ou le projet pour la phase d'observation et le plan pour la fermeture de l'installation.
3. Le "Bundesrat" établit les critères pour lesquels le propriétaire de l'autorisation doit mettre provisoirement hors service son installation nucléaire ou doit améliorer l'état des matériels.



même que l'installation de Gosgen en 1979 et Leibstadt en 1984. Pour des raisons politiques, les autorisations d'exploitation limitées dans le temps de Beznau 2 et Mühleberg ont été prolongées.

Pour Beznau 2, l'autorisation a finalement été transformée en 2004 en une autorisation non limitée. La centrale nucléaire de Mühleberg dispose encore actuellement d'une autorisation d'exploitation limitée jusqu'en juin 2012. Une procédure est cependant en cours pour transformer cet accord en une autorisation non limitée dans le temps.

Les obligations générales qu'un exploitant doit respecter pour exploiter en toute sûreté son installation sont définies à l'article 22 de la loi KEG.

Les obligations c, d et g de l'article 22 sont d'une importance particulière pour l'exploitation à long terme. Ainsi, la loi exige de façon explicite que l'installation soit à tout moment dans un bon état et soit améliorée afin de réduire le risque dans la mesure où ceci est nécessaire et approprié en fonction de l'état des meilleures techniques disponibles. Selon le point d de l'article 22, l'exploitant est obligé en plus d'évaluer systématiquement le niveau de sûreté de son installation et de procéder périodiquement à un réexamen de sûreté approfondi. L'article 34 du décret sur l'énergie nucléaire (KEV)¹, pris en application de la loi KEG, précise que ce réexamen de sûreté périodique (PSÜ) doit avoir lieu tous les 10 ans. L'article 33 du décret KEV détaille en outre ce que l'on entend par une évaluation systématique de niveau de sûreté et de sécurité de l'installation. ENSI a précisé les exigences du réexamen de sûreté dans la directive HSK-R-48; en ce qui concerne l'évaluation systématique de sûreté et de sécurité, la directive correspondante est en cours de rédaction. Il est prévu qu'une évaluation systématique de sûreté et de sécurité soit effectuée chaque année sur la base du retour d'expérience, des améliorations matérielles et des analyses de sûreté effectuées. Pour sa part, ENSI effectue d'ores et déjà une telle évaluation pour chaque centrale nucléaire sur la base des résultats de ses contrôles: inspections, analyse des événements significatifs, étude des rapports périodiques, instruction des projets de modification. ENSI publie cette évaluation dans son rapport d'activité qui paraît chaque année.

1. Décret sur l'énergie nucléaire (KEV) du 10 décembre 2004 (état au 1^{er} janvier 2009) (SR 732.11).

Loi sur l'énergie nucléaire du 21 mars 2003

[...]

Art. 2 – Contrôle de la conception

1. Le titulaire de l'autorisation doit vérifier dans les meilleurs délais la conception de la centrale nucléaire si:
 - a. en raison d'une erreur de conception, le refroidissement du cœur en cas d'accident, l'intégrité du circuit primaire ou l'intégrité de l'enceinte de confinement ne sont pas garantis;
 - b. des événements ou des situations survenus dans son installation ont été classés au niveau 1 ou plus de l'échelle internationale INES, selon l'annexe 6 alinéa 2 de la loi KEV;
 - c. dans une autre centrale suisse ou étrangère, il est survenu des événements ou des situations classés au niveau 2 ou plus de l'échelle internationale INES, selon l'annexe 6 alinéa 2 de la loi KEV;
 - d. l'Autorité de sûreté l'exige, d'après l'article 6 de la loi KEV.
2. L'exploitant tient l'Autorité informée sans délai du résultat de ses contrôles.
3. Le titulaire de l'autorisation doit mettre hors service la centrale nucléaire de façon immédiate et provisoire si:
 - a. la température de transition ductile-fragile de la paroi intérieure atteint la valeur de 93 °C à une profondeur d'un quart de l'épaisseur de paroi; ou
 - b. les essais de résilience donnent une énergie inférieure à 68 Joules.

Le décret auquel se réfère l'article 22 paragraphe 3 de la loi KEG (décret sur la mise hors service)² est entré en vigueur en 2008. L'article 2 de ce décret oblige en outre l'exploitant d'une centrale nucléaire à contrôler dans les meilleurs délais la conception de son installation si cette conception est remise en question par de nouvelles connaissances.

L'intégrité du circuit primaire et de l'enceinte de confinement est évaluée à l'aide des critères suivants (article 4, paragraphe 3):

De plus, l'exploitant doit immédiatement mettre hors service l'installation si des fissures traversantes sont présentes sur le circuit primaire (article 5) ou si l'épaisseur minimale sur des conduites de classe de sûreté 1 n'est plus garantie (article 6).

Les critères pour l'enceinte de confinement concernent l'épaisseur de paroi minimale

2. Décret du UVEK sur la méthodologie et les conditions aux limites pour le contrôle des critères devant amener une mise hors service provisoire d'une centrale nucléaire (SR 732.114.5).

Loi sur l'énergie nucléaire du 21 mars 2003
[...]

Art. 35 – Contrôle du vieillissement

1. Le titulaire de l'autorisation doit mettre en place un programme de surveillance du vieillissement pour tous les équipements et bâtiments de génie civil dont la fonction et l'intégrité sont importantes pour la sûreté et la sécurité.
2. Il doit analyser les résultats de ces contrôles et mettre en œuvre les mesures correctives appropriées.
3. Il doit contrôler via ce programme de surveillance les effets du vieillissement sur l'installation et adapter périodiquement le programme de surveillance du vieillissement en fonction de l'état actuel de l'installation.
4. ENSI est chargé de réglementer au travers de directives les méthodes et l'étendue du programme de surveillance du vieillissement.

(article 7) ou une proportion définie de fissures dans le béton de l'enclente de confinement secondaire (article 8).

Les exigences réglementaires concernant la surveillance du vieillissement sont définies à l'article 35 de la loi KEV.

Les exigences concernant le programme de surveillance du vieillissement (AÜP) sont détaillées dans la directive HSK-R-51³. L'objectif de l'AÜP est la détection, l'évaluation et la maîtrise du vieillissement des équipements, des matériels et du génie civil. L'AÜP sera présenté plus loin.

Outre ces exigences techniques, dans le cadre de la poursuite d'exploitation, l'exploitant doit prendre les mesures nécessaires pour garantir à tout moment l'exploitation sûre de son installation, y compris dans le domaine des facteurs organisationnels et humains. Il existe également une série de spécifications et de directives de l'ENSI sur ce sujet. L'article 22, paragraphe 2.b de la loi KEG (voir ci-dessus) définit à ce sujet les exigences prioritaires en imposant une organisation appropriée et du personnel qualifié et présent en effectif suffisant. L'article 30 du décret KEV précise ces exigences en spécifiant quels secteurs d'activité et domaines de compétence doivent être couverts par l'organisation. L'article 31 du décret KEV exige qu'un système d'assurance qualité soit mis en place dans lequel les tâches importantes pour la sûreté et la sécurité sont enregistrées, planifiées

3. Directive HSK-R-51 : surveillance du vieillissement des matériels mécaniques et électriques et du génie civil dans les installations nucléaires, édition novembre 2004..

de façon systématique, effectuées et contrôlées périodiquement et de façon appropriée. La directive ENSI G07⁴ détaille les exigences en matière d'organisation d'une centrale nucléaire. Outre des considérations générales, cette directive impose des exigences spécifiques sur l'organisation des interventions, leur lancement et les modifications d'organisation ainsi que leurs conséquences sur la sûreté. Les exigences minimales en matière de formation et de présence du personnel sont réglementées dans un décret⁵ propre.

Ces exigences réglementaires permettent de garantir que les centrales nucléaires suisses sont exploitées de façon sûre à tout moment et indépendamment de leur âge. ENSI est chargé de vérifier que l'exploitant respecte ces obligations réglementaires et accorde toujours la première priorité à la sûreté. ENSI veille à ce que l'exploitant améliore de façon appropriée l'état de ses installations, conformément à la loi, en fonction de l'état des meilleures techniques disponibles et afin d'améliorer sensiblement le niveau de sûreté de l'installation. Ce principe de base garantit que l'état des installations est conforme, même après 40 années d'exploitation, à

4. Directive G07 : Organisation dans les installations nucléaires, édition avril 2008.

5. Décret relatif aux exigences imposées au personnel intervenant dans les installations nucléaires (VAPK) du 9 juin 2006 (SR 732.143.1).



Extraits de la loi sur l'énergie nucléaire du 21 mars 2003



l'état actuel de la science et de la technique, dans la mesure où ceci est raisonnablement possible.

Le programme de surveillance du vieillissement (AÜP)

Fin 1991, HSK (aujourd'hui ENSI) a demandé à tous les exploitants de centrales nucléaires d'effectuer un contrôle systématique de l'ensemble des composants et des structures de génie civil importants pour la sûreté vis-à-vis des effets du vieillissement et de mettre en œuvre un programme de surveillance du vieillissement. L'AÜP doit garantir que tous les mécanismes de vieillissement connus sont pris en compte dans les programmes d'entretien et de surveillance des composants et des structures de génie civil importants pour la sûreté, et que des mesures appropriées sont prises en cas d'écart constatés.

Exigences imposées à l'AÜP

Quel que soit le domaine considéré, la surveillance du vieillissement doit comprendre quatre éléments fondamentaux qui doivent être documentés⁴:

1. Établissement de l'ensemble des mécanismes de vieillissement possibles.
2. Pour chaque composant ou élément de génie civil, recensement des mécanismes de vieillissement pouvant l'affecter.
3. Contrôle de la surveillance du vieillissement au niveau de l'intégrité et du fonctionnement; éventuellement établissement de mesures complémentaires.
4. Réglage des interfaces entre les secteurs techniques.

Dans une démarche méthodique, on applique les principes suivants:

- tous les mécanismes de vieillissement connus et possibles doivent être pris en compte;
- l'aptitude et la mise en œuvre des mesures de contrôle doivent être testées;
- les éventuelles lacunes et les questions en suspens doivent être identifiées et traitées;
- l'analyse des tendances issues de la maintenance et du retour d'expérience doit être utilisée;
- l'analyse d'informations résultant de la recherche et développement, et de l'industrie doit être intégrée;
- l'importance en matière de risque des composants, déterminée au moyen d'études probabilistes de sûreté (PSA), doit être prise en compte;
- les résultats et les preuves concernant la surveillance du vieillissement, y compris la mise en œuvre de mesures complémentaires doivent être présentés.



Extraits de l'ordonnance sur l'énergie nucléaire du 10 décembre 2004

Exemple dans le domaine mécanique

Nous expliquons ici brièvement de quelle façon l'AÜP est mis en œuvre dans le domaine mécanique.

Les équipements mécaniques des centrales nucléaires suisses sont répartis selon leur fonction en quatre classes de sécurité (SK 1 à SK 4) ou sont non classés. Dans le cadre de l'AÜP, les composants mécaniques suivants sont examinés de façon détaillée:

- équipements sous pression et cuve du circuit primaire (SK 1), y compris la robinetterie, les pompes, supports et dispositifs de sûreté liés au risque pression;
- enceinte de confinement (SK 2);
- éléments intégrés du réacteur (SK 2 et SK 4);
- composants qui sont requis pour assurer une fonction de sûreté (SK 2 et SK 3);
- composants qui, indépendamment de la classe de sûreté, sont identifiés sur la base d'études probabilistes de sûreté (PSA) comme étant importants en matière de maîtrise du risque⁶;

6. La définition d'un composant important en matière de maîtrise du risque est définie dans la directive ENSI A06 "étude probabiliste de sûreté (PSA): applications".

- autres composants sélectionnés compte tenu de leur importance dans le système, pour l'exploitation et pour la radioprotection.

Les attentes importantes du programme de surveillance du vieillissement concernent :

- programmes d'entretien (maintenance, remplacement, réparations, essais) ;
- tests d'intégrité et de fonctionnement ;
- essais non destructifs (notamment contrôles par ultrasons, par courant de Foucault ou par rayons X) avec des systèmes d'essais mécanisés ;
- programme d'échantillons d'irradiation afin d'estimer la fragilisation de la cuve par rayonnement neutronique ;
- programme de contrôle de fatigue (comptabilisation des transitoires et des situations) ;
- surveillance chimique des solutions et réactifs ;
- surveillance des fuites.

Effets du vieillissement connus dans les centrales nucléaires suisses

La fragilisation de l'acier de la cuve du réacteur par le rayonnement neutronique est importante surtout pour les installations Beznau 1, Beznau 2 et Mühleberg. Les centrales de Gösgen et Leibstadt sont concernées dans une plus faible mesure grâce à un meilleur choix de matériau. Les valeurs limites pour l'état de fragilisation de la cuve du réacteur sont définies dans le décret sur la mise hors service⁷.

Les dommages dus à la fatigue des matériaux apparaissent surtout en raison des contraintes thermomécaniques dues aux turbulences et stratifications des fluides dans les conduites et les tubulures de cuve ainsi qu'en raison des vibrations des corps de pompe et des petites conduites. L'empilement thermique a par exemple provoqué en 2003 à la centrale nucléaire de Mühleberg une fuite sur une tubulure de la cuve. La tubulure a été rendue étanche et réparée. La surveillance des phénomènes de fatigue sur le circuit primaire est réalisée grâce à l'analyse des événements significatifs survenus pendant l'exploitation et grâce au calcul des marges de sûreté vis-à-vis de la fissuration. Les tuyauteries soumises à des contraintes importantes doivent faire l'objet d'un examen régulier réalisé au moyen d'un essai volumétrique

(contrôle par ultrasons ou par courant de Foucault principalement).

La corrosion sous contrainte a endommagé les tubes du générateur de vapeur à Beznau. Cela a entraîné dans les années 90 un remplacement des générateurs de vapeur. En outre, en 1999, des fissures sont apparues sur les traversées de couvercle en acier austénitique de la cuve de Beznau 2. De même, les cordons de soudure des boucles primaires des réacteurs à eau bouillante ainsi que l'enveloppe interne du réacteur à la centrale de Mühleberg sont concernés par la corrosion sous contrainte.

Des corrosions de surface, de cavité et de trou ont été observées dans les circuits de refroidissement, dans une faible proportion dans les échangeurs des circuits secondaires et dans des secteurs inaccessibles entre la coque en acier et la paroi en béton de l'enceinte de confinement à la centrale nucléaire de Beznau. Sur la coque en acier, les épaisseurs de paroi ont été mesurées en différents points par des trous de surveillance. Des mesures destinées à réduire l'attaque par corrosion ont été mises en œuvre.

De la corrosion par acide borique est apparue sur le couvercle de cuve dès le début de l'exploitation de Beznau 1 (1970/71). Depuis, ce risque est identifié et les zones à risque sont contrôlées régulièrement. La centrale nucléaire de Beznau a décidé entre-temps de remplacer ses couvercles de cuve.

Dans le domaine électrique et du contrôle-commande, la dégradation des câbles et le séchage des condensateurs électrolytiques sont les effets de vieillissement les plus importants.

Il y a une carbonatation profonde du béton sur les ouvrages de génie civil les plus anciens des centrales nucléaires. Une protection efficace contre les intempéries empêche la formation de dommages liés à cet effet.

Le réexamen de sûreté

Le réexamen périodique de sûreté est un élément central pour la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires suisses. Comme on l'a déjà mentionné au chapitre 2, l'exploitant doit, de par la loi, procéder à des évaluations de sûreté et de sécurité systématiques pendant toute la durée de vie de l'installation et effectuer périodiquement un réexamen de sûreté (PSÜ) complet.

7. Décret du UVEK sur la méthodologie et les conditions aux limites pour le contrôle des critères devant amener une mise hors service provisoire d'une centrale nucléaire (SR 732.114.5).



Protection de l'homme et de l'environnement vis-à-vis des effets des rayonnements ionisants : Contrôle concernant le cœur du réacteur, la réaction en chaîne nucléaire, les sources radioactives et les sources de rayonnement et la radioexposition résultante		Aspects de l'évaluation			
		Documentation de référence		Retour d'expérience	
		Spécifications de conception	Spécifications d'exploitation	État et comportement de l'installation	Comportement organisationnel et humain
Prévoyance de sûreté échelonnée					
Aspects qui ne peuvent pas être attribués clairement					
L	Classement du niveau de sûreté				
	L1	Evitement d'écarts par rapport à l'exploitation normale			
	L2	Identification et maîtrise d'incidents d'exploitation			
	L3	Maîtrise d'incidents de conception			
	L4	Maîtrise d'incidents dépassant la conception			
	L5	Réduction des conséquences en cas de rejets importants			
B	Intégrité des barrières (composants passifs et fermés dans l'exploitation normale)				
	B1	Matrice de combustible et gaines (ou enveloppe de source)			
	B2	Circuit primaire (ou barrière intérieure)			
	B3	Enceinte de confinement (ou barrière extérieure)			
Fonction de sécurité fondamentale et objectifs de protection (IAEA NS-R-1, KTA) Aspects qui ne peuvent pas être attribués clairement					
S1	Contrôle de la réactivité				
S2	Refroidissements des éléments combustibles (et des fûts de déchets en cas d'entreposage)				
S3	Confinement de produits radioactifs				
S4	Limitation* de la radioexposition				
	E1	Planification de la radioprotection et mesures de protection			
	E2	Respect de valeurs limites légales et valeurs indicatives			

*Sont attribués à l'objectif de protection "délimitation de la radioexposition" non seulement des systèmes, des composants et des activités pour respecter des valeurs limites légales et des valeurs indicatives, mais également pour la justification et l'optimisation (ALARA) conformément aux articles 5 et 6 de la StSV.

Matrice d'évaluation des observations importantes pour la sûreté

La sûreté d'une installation nucléaire repose sur l'existence de 3 barrières de sûreté disposées les unes derrière les autres, dont la fiabilité est garantie par l'étude de sûreté échelonnée sur cinq niveaux (concept de défense en profondeur). Les mesures prises sur les cinq niveaux de protection visent à garantir les quatre objectifs de protection fondamentaux: le contrôle de la réactivité, le refroidissement des éléments combustibles, le confinement des produits radioactifs et la

limitation de l'exposition aux rayonnements. L'idée de l'évaluation systématique de sûreté consiste alors à évaluer chaque installation selon cette philosophie de base de la sûreté nucléaire. Chaque observation relevée lors des inspections, de l'analyse des événements significatifs, des études menées, etc., est attribuée à un ou plusieurs des cinq niveaux de sécurité, à l'une des trois barrières et à l'un des quatre objectifs de protection, selon que l'observation est liée à des

facteurs techniques ou à des facteurs organisationnels et humains.

Pour classer les observations, on utilise une échelle homogène. Cette échelle est basée sur l'échelle internationale INES, mais est élargie également vers le bas – dans le secteur “*below scale*”. De ce fait, elle couvre non seulement des événements significatifs, mais également l'exploitation normale non perturbée de l'installation et même des bonnes pratiques qui peuvent servir d'exemple à d'autres installations.

Le tableau ci-dessus montre la façon dont est menée l'évaluation systématique de sûreté par l'ENSI. Toutes les observations sont reportées dans cette matrice. L'image qui en résulte aide à évaluer le niveau de sûreté d'une installation nucléaire de façon plus complète que ce que l'on peut faire en se basant uniquement sur les faits isolés. La représentation aide en particulier à identifier les bonnes pratiques, voir dans quels domaines des modifications ou des insuffisances apparaissent. La matrice sert également à l'Autorité de surveillance pour optimiser son propre travail et garantir qu'elle effectue une surveillance équilibrée et qu'elle ne se focalise pas trop ponctuellement sur certains sujets.

L'expérience montre que cette démarche systématique permet d'évaluer de façon plus simple le niveau de la sûreté d'une installation nucléaire. Cette démarche aide également à définir les mesures qui dans le contexte global, peuvent être mises en œuvre sur les installations pour améliorer le niveau de sûreté.

Le réexamen de sûreté périodique (PSÜ)⁸ comprend les éléments suivants :

- présentation du concept de sûreté ;
- évaluation de l'exploitation et de l'état de l'installation ;
- étude déterministe du niveau de sûreté avec évaluation de tous les dispositifs de sûreté et des analyses d'incident ;
- étude probabiliste de sûreté de niveau 1 pour le régime “réacteur en puissance et à l'arrêt” ainsi que de niveau 2 exclusivement pour le régime “réacteur en puissance”.

Dans le cadre de l'évaluation globale, les résultats du réexamen périodique de sûreté doivent être

regroupés. L'évaluation globale comprend l'évaluation du niveau de sûreté actuel de la centrale nucléaire et une évaluation prévisionnelle du futur niveau de sûreté. L'évaluation prévisionnelle du niveau de sûreté de la centrale nucléaire doit reposer sur des présentations de tendance des sollicitations et des non-disponibilités des dispositifs de sûreté, sur des statistiques de défaillance des matériels importants pour la sûreté ainsi que sur les résultats du programme de surveillance du vieillissement. D'autre part, cette évaluation doit parler également des aspects organisationnels et des moyens humains afin de garantir une poursuite d'exploitation sûre. Cette évaluation prévisionnelle est un élément important pour l'exploitation à long terme d'une centrale nucléaire.

État actuel

Comme on l'a dit en introduction, l'installation de Beznau 1 va achever cette année sa 40^e année d'exploitation. ENSI a donc exigé de Beznau dès 2004, *de fournir la preuve avant l'écoulement de la 40^e d'année d'exploitation, c'est-à-dire d'ici le milieu de l'année 2008, que les limites de conception des équipements importants pour la sûreté ne sont pas atteintes même dans le cadre d'une poursuite d'exploitation prolongée. Autrement, l'exploitant devra mettre en œuvre en temps utile des mesures d'amélioration de ses installations.* Les études pour les deux tranches de l'installation Beznau ont été transmises dans les délais, au milieu de l'année 2008.

Pour l'évaluation de l'état technique et du niveau de sûreté de ses installations, l'exploitant a pris en compte les aspects suivants :

- contribution du programme de surveillance systématique du vieillissement à l'élaboration d'un programme de maintenance axé sur la sûreté des composants, équipements et ouvrages de génie civil importants pour la sûreté ;
- analyses de l'état et du vieillissement sur une longue durée des équipements sous pression du circuit primaire, en particulier pour les cuves du réacteur ainsi que pour des équipements classés au niveau de sûreté 2 ;
- prise en compte de la durée d'exploitation pour décider des remplacements des grands composants et de systèmes ;
- comparaison du concept de sûreté de la centrale de Beznau avec un réacteur à eau sous pression moderne, en particulier l'EPR ;
- évaluation probabiliste du niveau de sûreté de la centrale de Beznau.

8. Voir *Contrôle* n° 147 Juillet 2002 : “Le réexamen de sûreté périodique en Suisse”.



Compte tenu de ce contrôle complet, l'exploitant arrive à la conclusion que les deux tranches de la centrale de Beznau peuvent être exploitées de façon sûre au-delà de 40 ans. L'ENSI contrôle actuellement ces documents et prendra position vers la fin 2009.

L'ENSI a exigé des analyses similaires sur la centrale de Mühleberg. L'étude correspondante devra être disponible d'ici la fin 2010. L'ENSI exigera des études comparables également pour les installations de Gösgen et de Leibstadt, si ces installations doivent, comme prévu, être exploitées au-delà de 40 années.

Conclusion

En Suisse, une centrale nucléaire peut être exploitée aussi longtemps que son niveau de sûreté est garanti. De part la loi, il n'y a pas de limitation de durée de vie. La sûreté doit être garantie à tout moment. L'exploitant doit le prouver et l'ENSI vérifie que l'exploitant assume complètement son rôle.

Comme aucune limitation de durée de vie n'est pré-définie par la loi, l'évaluation systématique de sûreté et le réexamen périodique de sûreté (PSÜ) revêtent une importance primordiale. L'évaluation systématique de sûreté garantit que le retour d'expérience est analysé complètement chaque année et que les conséquences en sont tirées afin d'améliorer le matériel, l'exploitation de la centrale et son organisation. Tous les 10 ans, lors du réexamen périodique de sûreté, l'état de l'installation est comparé avec son référentiel et avec l'état actuel de la science et de la technique. On évalue si des améliorations doivent être apportées à l'installation afin de réduire les risques dans la mesure où ceci est rendu nécessaire d'après le retour d'expérience et l'état actuel des meilleurs techniques disponibles.

Grâce à ces réexamens de sûreté complets, les centrales nucléaires en Suisse sont dans un bon état de sûreté. Elles disposent d'équipes d'exploitation compétentes et engagées et d'organisations qui donnent la priorité à la sûreté et non à l'optimisation économique. À l'heure actuelle, leur exploitation est garantie, même au-delà des 40 années de fonctionnement. ■

VISITE DÉCENNALE ET RÉEXAMEN DE SÛRETÉ

Réexamen de sûreté et visite décennale des réacteurs électronucléaires à eau sous pression

Safety review and ten-yearly inspection of pressurized water electronuclear reactors

par Julien Cailhol, chef de projet pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe – Direction des centrales nucléaires (DCN) – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

La réglementation française prévoit qu'un exploitant d'une installation nucléaire de base, dont les réacteurs électronucléaires, réalise périodiquement un réexamen de la sûreté de ses installations. Ce réexamen est l'occasion de s'assurer de la conformité de l'installation à son référentiel de sûreté et de décider des modifications matérielles ou d'exploitation qui seront mises en œuvre pour améliorer le niveau de sûreté du réacteur et de l'installation. En France la réglementation prévoit aussi qu'un exploitant procède tous les 10 ans à une épreuve complète du circuit primaire principal du réacteur et de l'enceinte de confinement de sorte à s'assurer de l'intégrité de ces deux barrières de confinement. Les arrêts pour visites décennales sont les arrêts au cours desquels ces deux processus convergent.

Les arrêts de réacteur pour renouvellement du combustible

Actuellement, 58 réacteurs nucléaires répartis sur 19 sites sont exploités par EDF et utilisent un assemblage de combustible composé de pastilles d'oxyde d'uranium enrichi (UO₂) ou de pastilles MOX. Ces assemblages de combustibles constituent le cœur du réacteur et sont exploités environ 4 à 5 ans en fonction de leurs caractéristiques. En raison de l'épuisement progressif de ces assemblages de combustible, les réacteurs nucléaires doivent être arrêtés périodiquement pour le renouvellement du combustible : c'est ce qu'on appelle un "arrêt de réacteur". À chaque arrêt, selon le type de gestion combustible, un tiers ou un quart des assemblages est renouvelé.

Ces arrêts rendent momentanément accessibles des parties de l'installation qui ne le sont normalement pas pendant son fonctionnement, notamment celles situées dans le bâtiment réacteur. Ces arrêts sont donc mis à profit par les exploitants pour

vérifier l'état de l'installation en réalisant notamment des opérations de contrôle, de maintenance et les modifications programmées à cette occasion.

Ces arrêts pour rechargement peuvent être de nature différente :

- ASR — Arrêt pour simple rechargement (3 à 4 semaines) : arrêt généralement court pour le renouvellement d'une partie du combustible faisant l'objet d'un programme de vérification et de maintenance léger ;
- VP — Arrêt pour visite partielle (1 à 2 mois) : arrêt au cours duquel sont réalisées des opérations de vérification et de maintenance plus conséquentes et/ou nombreuses ;
- VD — Arrêt pour visite décennale (3 à 4 mois) : arrêt faisant l'objet d'un programme très important de vérification et de maintenance, notamment sur les circuits sous pression ou bien sur l'enceinte de confinement. Les évolutions de systèmes (notamment lots de modifications) liées aux réexamens de sûreté sont préférentiellement intégrées à l'occasion de ces visites décennales qui ont lieu tous les dix ans

Executive Summary

The French legislation provides that an operator of a nuclear power plant provides a periodic review of the safety of its plant. This review is the opportunity for a part to ensure compliance of the facility to its current safety requirements and secondly to determine hardware or exploitation modifications to be carried out to improve the safety level of the reactor. In France, the operators of nuclear power plant preferentially implement these modifications during the ten-yearly outages. During these outage, the operator carrying out the hydraulic test of the reactor primary circuit (2nd barrier) and the test of the containment building (3rd barrier). The knowledge of the integrity of this two confinement barriers is fully involved in ensuring the compliance of the plant to its safety requirements. The ten yearly-outages and the periodic safety review are two processes that interact. It is not unusual to speak about the safety review associated with a ten yearly outage. 6 months after the end of the outage, the operator sends to the ASN a report which describes the state of compliance of the nuclear power plant and major changes it is considering or has done for improving the safety level.



Le contrôle permanent de la sûreté nucléaire Le contrôle continu par l'ASN en dehors des visites décennales

par Pascal Lignères, chef de la division de Strasbourg de l'ASN

À l'issue du réexamen de sûreté et de la visite décennale du réacteur, l'ASN prend position sur l'aptitude à la poursuite d'exploitation du réacteur.

Mais, qu'on ne s'y trompe pas, cette prise de position n'est pas un chèque en blanc donné à EDF. Entre chaque visite décennale, l'ASN continue à contrôler la centrale nucléaire. Et l'ASN peut à tout moment demander l'arrêt temporaire ou définitif de l'installation en fonction du résultat de ses contrôles.

L'ASN assure un contrôle rigoureux et exigeant des sites nucléaires au travers des inspections de terrain qu'elle réalise, du suivi des arrêts de réacteur, de l'analyse des événements significatifs et de l'instruction des dossiers réglementaires notamment pour les modifications des installations.

En moyenne, les 250 inspecteurs de l'ASN mènent 25 inspections par an sur chaque centrale nucléaire française, soit une inspection toutes les deux semaines. Ces inspections portent sur des thématiques larges et concernent la sûreté nucléaire (conduite, maintenance, équipements sous pression, incendie, surveillance de l'environnement), la radioprotection des travailleurs et du public et l'inspection du travail.

Ces chiffres montrent bien l'importance que l'ASN accorde à cette mission de contrôle de terrain.

L'ASN et son appui technique, l'IRSN, contrôlent également les arrêts des réacteurs au cours desquels d'importants travaux de maintenance sont réalisés. Ils analysent les événements significatifs survenus sur l'installation afin d'affecter un retour d'expérience et faire progresser la sûreté nucléaire. Enfin, l'ASN instruit les dossiers de modifications que l'exploitant souhaite apporter à son installation.

Pour mener à bien leur mission, les inspecteurs de l'ASN disposent de pouvoirs spécifiques, notamment en termes d'accès aux locaux et aux documents des exploitants. La loi TSN les a également dotés de pouvoirs de sanction. En cas de dysfonctionnement ou d'écart constaté, les inspecteurs peuvent dresser procès-verbal et l'ASN mettre en demeure EDF de réaliser certaines actions correctives. Ces pouvoirs de sanction ont été mis en œuvre par l'ASN notamment sur la centrale nucléaire de Cruas-Meyzieu en 2016 à la suite de la détection d'écarts à la réglementation concernant les canalisations de transport de fluides explosifs.

Enfin, en cas de danger imminent, l'ASN peut demander l'arrêt de l'installation. ■

environ (cadencées par les épreuves hydrauliques réglementaires des circuits primaire et secondaire).

Ces arrêts de réacteur sont planifiés et préparés plusieurs mois à l'avance afin d'optimiser les multiples interventions. L'ASN contrôle les dispositions de sûreté prises par l'exploitant, de la préparation de l'arrêt à la mise en œuvre des mesures prévues après l'arrêt.

En France la pratique de la conception des réacteurs à eau sous pression prévoit une approche de la sûreté selon le concept de "barrières de confinement". En effet, la protection du public contre les conséquences d'un relâchement accidentel des produits de fission d'un réacteur nucléaire repose sur l'interposition en série de barrières étanches, en l'occurrence pour les REP: trois barrières de confinement.

De manière simplifiée, la première barrière est constituée par les gaines de crayons de combustible, la deuxième par l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal et la troisième par l'enceinte de confinement. La réglementation, le décret d'autorisation de création ou bien encore les règles générales d'exploitation fixent pour chacune de ces barrières des exigences particulières quant à leur étanchéité.

Le contrôle de l'étanchéité de la première barrière (les gaines de crayons de combustible) se fait de manière quasi continue par des prélèvements et des analyses de l'eau du circuit primaire.

Le contrôle de l'étanchéité des deuxième et troisième barrières (l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal et l'enceinte de confinement) se fait par divers essais, inspections ou contrôles réalisés avec des périodicités données.

Notamment, l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la conception et à l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux prévoit que le circuit primaire principal subisse tous les 10 ans une requalification complète comprenant une visite complète, une épreuve hydraulique et un examen des dispositifs de sécurité.

Aussi, le décret d'autorisation de création des réacteurs prévoit que soit fixé dans les règles générales d'exploitation un essai de vérification périodique du taux d'étanchéité de la paroi de l'enceinte de confinement. Ainsi EDF a fixé avec l'accord de l'ASN une



Inspection de la centrale nucléaire de Cattenom par la division de Strasbourg – 23 juin 2008

épreuve décennale de l'étanchéité de l'enceinte (la troisième barrière).

Ces épreuves (CPP et enceinte) sont réalisées tous les 10 ans à l'occasion de l'arrêt pour visite décennale du réacteur.

Ainsi tous les 10 ans à l'issue des épreuves du circuit primaire principal et de l'enceinte de confinement réalisées pendant les visites décennales, l'exploitant d'un réacteur est en mesure d'avoir une visibilité satisfaisante de l'état d'étanchéité de la deuxième et de la troisième barrières de confinement.

Cette connaissance de l'état des barrières de confinement est une donnée essentielle de l'évaluation de la conformité de l'installation à son référentiel de sûreté réalisée à l'occasion du réexamen de sûreté.

Le réexamen de sûreté

La loi TSN impose aux exploitants de réaliser périodiquement un réexamen de la sûreté de leurs installations. Ce réexamen est effectué tous les dix ans sauf dans le cas où le décret d'autorisation de création de l'installation mentionne une période différente justifiée par les spécificités de l'installation.



Le réexamen de sûreté est l'occasion d'une part d'examiner en profondeur l'état des installations (dont les barrières de confinement) pour vérifier qu'elles respectent bien toutes les exigences de sûreté et qu'elles sont conformes au référentiel applicable et d'autre part d'améliorer le niveau de sûreté notamment en comparant les exigences applicables à celles appliquées à des installations plus récentes. À l'issue du réexamen de sûreté, est défini un lot de modifications matérielles ou d'exploitation visant à corriger les éventuelles anomalies et améliorer le niveau de sûreté.

Le processus de réexamen de sûreté se déroule en plusieurs étapes successives :

- la comparaison de l'état de l'installation au référentiel de sûreté applicable : l'examen de conformité. Il s'agit d'identifier les défauts éventuels survenus à l'occasion de la conception, la construction ou la modification des installations. Les résultats des épreuves du circuit primaire principal et de l'enclaustrage sont des données d'entrée essentielles de cet examen ;
- la réévaluation des exigences de sûreté applicables par comparaison aux meilleures pratiques internationales ou aux standards de sûreté les plus récents. L'ASN peut se prononcer, après consultation éventuelle du Groupe permanent d'experts réacteurs (GPER), sur les thèmes d'études envisagés par l'exploitant avant le lancement des études de réévaluation de la sûreté, c'est la phase d'orientation du réexamen ;
- la définition d'un lot de modifications matérielles et d'exploitation visant à corriger les éventuelles anomalies détectées et à améliorer significativement le niveau de sûreté pour établir un nouveau "référentiel de sûreté".

Dans la pratique, il est d'usage que les arrêts de réacteur pour visite décennale soient mis à profit pour intégrer ces modifications matérielles, en raison de leur durée importante.

À l'occasion de leur 3^e visite décennale, les réacteurs de 900 MWe devraient intégrer des modifications matérielles ou d'exploitation définies à l'occasion du réexamen de sûreté visant à renforcer les dispositions de prévention des incidents ou des accidents ou à limiter les conséquences de situations accidentelles ou d'accidents graves. On peut citer à titre d'exemple :

- les renforcements d'ouvrages, structures et équipements pour assurer une meilleure tenue au séisme ;

- la création d'un automatisme de protection permettant "d'éliminer pratiquement" le risque de surpression à froid du circuit primaire ;
- la modification des conditions de fonctionnement du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (GV), afin de réduire le risque, en cas de rupture de tubes d'un GV, que le fluide primaire évacué par cette brèche soit rejeté dans l'environnement sous forme liquide ;
- le renforcement des dispositions de prévention et de lutte contre l'incendie, ainsi que de prévention contre les risques d'explosion, en particulier d'hydrogène, à l'intérieur des installations ;
- l'amélioration de la fiabilité des diesels de secours qui assurent, en cas de manque de tension externe, l'alimentation électrique des équipements nécessaires au maintien du réacteur dans un état sûr ;
- l'amélioration de la fiabilité de certaines chaînes de mesures de la radioactivité.

Conclusion

Ainsi les arrêts de réacteur pour visite décennale et les réexamens de sûreté sont deux processus qui interagissent. D'une part les résultats des contrôles en profondeur (épreuves) réalisés sur le circuit primaire principal et sur l'enclaustrage participent directement à la comparaison de l'état de l'installation à son référentiel de sûreté. D'autre part, les modifications matérielles ou d'exploitation décidées pour corriger les éventuelles anomalies détectées ou pour améliorer la sûreté sont préférentiellement intégrées pendant les arrêts pour visite décennale.

À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de réexamen de sûreté comportant les conclusions du réexamen de sûreté de ses installations. Celui-ci précise notamment les dispositions nécessaires à mettre en œuvre pour améliorer le niveau de sûreté des installations et pour remédier aux éventuelles anomalies constatées.

A la suite, l'ASN communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son avis quant à la suffisance du réexamen tel que mis en œuvre par l'exploitant. L'ASN peut, en cas d'insuffisance, prendre des prescriptions techniques. ■



Vue de la centrale de Tricastin (Drôme) mise en service en 1980

VISITE DÉCENNALE ET RÉEXAMEN DE SÛRETÉ



La troisième visite décennale de Tricastin 1

The third ten-yearly inspection of Tricastin 1

par **Jean-Marie Friedrich**, chef de la Mission technique et **Michel Bonnet**, attaché de direction – Centre nucléaire de production d'électricité du Tricastin (EDF)

La visite décennale consiste en un "check-up" complet des installations au bout de dix années d'exploitation. Près de deux mois et demi d'arrêt de fonctionnement sont programmés pour examiner à la loupe toutes les parties de la tranche, et en particulier les points cruciaux pour la sûreté de l'installation. Cette visite approfondie est aussi l'occasion de faire un réexamen complet des exigences de sûreté et, dans un esprit d'amélioration continue, d'accroître encore le niveau de sûreté de l'installation par des modifications intégrant les progrès technologiques et les avancées de la connaissance et de la R&D "réexamen de sûreté".

Ce processus décennal joue un rôle tout particulier dans le fonctionnement des centrales nucléaires. En effet, en France, la législation ne spécifie pas a priori de durée limite de fonctionnement des tranches. Dans ce cadre, la visite décennale et le réexamen de sûreté qui l'accompagne, processus inscrit désormais dans

la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) du 13 juin 2006, est un préalable à la poursuite de l'exploitation de chaque tranche jusqu'à sa visite décennale suivante.

Executive Summary

In 2009, Unit 1 at the Tricastin nuclear plant will undergo its third ten-yearly inspection, following 30 years of operation. Around two and a half months of work are scheduled for this "check up" type inspection. EDF will conduct a comprehensive, in-depth examination of the unit's installations to validate their compliance with the reference system and improve safety levels, making a number of modifications to integrate technological progress and newly-acquired knowledge. This inspection, which has been planned for several years with EDF's engineering and operations teams, will allow the units to continue to operate with a further increased level of safety. As EDF begins to define an industrial programme to significantly extend the operation of its nuclear plants beyond 40 years, the third phase of ten-yearly inspections of its 900 MWe units, together with the accompanying safety reviews, constitute an important milestone, confirming the good condition of these installations and their increased safety levels as operation continues.



Ainsi, comme il est précisé dans l'article 29 de la loi TSN "l'exploitant d'une installation nucléaire de base procède tous les dix ans au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales." Et toujours selon l'article 29 de la loi TSN : "l'exploitant adresse à l'ASN et aux ministres chargés de la sûreté nucléaire, un rapport comportant les conclusions de cet examen, et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation. [...] Après analyse du rapport, l'ASN peut imposer de nouvelles prescriptions techniques. Elle communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son analyse du rapport."

Ce processus garantit donc non seulement que la conformité aux exigences de sûreté est assurée, mais, de plus, que le niveau de sûreté de la tranche s'accroît de visite décennale en visite décennale.

La visite décennale de la tranche 1 de Tricastin

La préparation de cet événement technique très important dans la vie de l'installation aura débuté dès 2002 pour le palier 900 MWe. Plus particulièrement pour Tricastin 1, il aura nécessité trois ans de travail en collaboration avec les Unités d'ingénierie d'EDF et en relation avec l'ASN.

La visite décennale se compose de deux volets principaux :

– la visite décennale proprement dite qui répond essentiellement à la logique de conformité des équipements : c'est le "check-up" complet des installations. Il comporte les contrôles réglementaires et épreuves des appareils à pression (notamment cuve, générateurs de vapeur, pressuriseur, enceinte de confinement), ainsi que les contrôles approfondis de nombreux équipements nucléaires ou non (qui constituent la maintenance dite décennale) ;

– le réexamen de sûreté qui répond principalement à la logique de mise à niveau, d'amélioration continue et de réponse à l'évolution du référentiel de sûreté. Concrètement, il s'agit :

- d'abord de définir un référentiel de sûreté amélioré s'appuyant sur l'évolution des connaissances et le retour d'expérience international,
- et sur cette base, de lancer les études permettant de vérifier l'adéquation des installations existantes à ce nouveau référentiel et, si nécessaire, d'engager un ensemble de modifications matérielles ou documentaires visant à garantir le respect de ce nouveau référentiel.

En complément, le réexamen de sûreté s'appuie, au-delà des contrôles habituels en exploitation (essais, maintenance), sur une démarche de vérification de la conformité des installations. Il s'agit de l'Examen de Conformité (ECOT) dont la mise en œuvre des contrôles débute un à deux ans avant les visites décennales.

En plus de cette démarche de réexamen de sûreté, l'ASN fondera son jugement pour la poursuite de l'exploitation sur l'analyse présentée par EDF du vieillissement des composants essentiels pour la sûreté, compte tenu des conditions réelles de fonctionnement, et de la démonstration que l'état du matériel est compatible avec la poursuite d'une exploitation sûre.

À cette fin, un "Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE)" est établi pour la tranche 1 de Tricastin et soumis à l'ASN.

Le dossier d'aptitude à la poursuite d'exploitation de la tranche 1

Dans le cadre de la préparation des troisièmes visites décennales (VD3) des tranches 900 MWe, un DAPE est établi pour chacune de ces tranches du parc pour les composants les plus sensibles au vieillissement.

Il prend en compte l'état de la tranche après la deuxième visite décennale, complété des modifications réalisées depuis. Ce travail d'analyse en profondeur permet de connaître parfaitement l'installation et son évolution dans le temps.

L'objectif est de s'assurer que les phénomènes de vieillissement avérés ou potentiels sont bien maîtrisés et que l'aptitude à l'exploitation de ces composants est assurée a minima pour la période décennale suivant la VD3. Le DAPE a été décliné en particulier sur la tranche 1 de Tricastin afin de permettre de s'approprier les conclusions des dossiers génériques établis pour tout le palier 900 MWe et d'analyser les spécificités locales.

L'objet du DAPE de la tranche 1 de Tricastin est :

- de présenter les résultats de l'appropriation par le CNPE du Tricastin des dossiers établis au niveau national ;
- de tracer l'identification par le CNPE du Tricastin des spécificités éventuelles de ses installations d'une part, et des événements d'exploitation non pris en compte dans les approches génériques

Principales modifications qui seront mises en œuvre lors de la troisième visite décennale de Tricastin 1 ("lot VD3")

1 – Augmentation du niveau de sûreté

- Amélioration de la prise en compte du risque induit par les gaz explosifs (hydrogène principalement, détection, matériel antidéflagrant).
- Amélioration de la capacité fonctionnelle du système d'injection de sécurité.
- Meilleure prise en compte du risque de surpression à froid de la cuve et du remplissage des générateurs de vapeur.
- Complément de protection vis-à-vis du risque incendie.
- Renforcement de la robustesse des sites aux agressions météo (projectiles soulevés par les vents, perte de source froide, prise en compte de la canicule, prise en compte de règles de protection renforcées contre les inondations suite à la tempête de 1999).
- Amélioration des parades vis-à-vis d'une vidange rapide des piscines de stockage du combustible usé.
- Renforcement de l'étanchéité des enceintes (évolution de la technologie des matériels).

- Fiabilisation de la re-circulation en cas de brèche primaire.
- Amélioration de la gestion des accidents graves hypothétiques.

2 – Amélioration des performances

- Réduction de la durée des arrêts de tranche par l'amélioration des cadences de déchargement et de rechargement du combustible.
- Optimisation de la radioprotection (calorifuges démontables, protection biologiques, amélioration de la purification du circuit primaire lors de la phase d'arrêt de tranche).

3 – Rénovation du contrôle commande par anticipation de l'obsolescence

- Rénovation du contrôle-commande des grappes de commande (passage d'une technologie analogique à une technologie numérique).
- Rénovation du contrôle commande de l'excitation alternateur.
- Rénovations partielles d'autres systèmes de contrôle commande.

d'autre part, importants vis-à-vis de la maîtrise du vieillissement ;

- de décliner et éventuellement de compléter, pour Tricastin 1, les analyses présentées dans les dossiers nationaux (approches génériques) ;
- de présenter, en complément du référentiel national d'exploitation et de maintenance, les spécificités sur le programme de maîtrise du vieillissement de Tricastin 1. Ce programme complète la démonstration de l'aptitude à la poursuite d'exploitation a minima pour la période décennale suivant la VD3 (donc jusqu'à au moins 40 ans) dans des conditions de sûreté satisfaisantes.

Réexamen de sûreté, les modifications permettant d'augmenter encore le niveau de sûreté et de performance des installations

Hormis les aspects vieillissement et visites réglementaires décennales, le programme des troisièmes visites décennales comporte des thèmes liés au réexamen de sûreté, notamment :

- les modifications matérielles visant à répondre à l'évolution à la hausse du référentiel de sûreté y compris la mise à jour de la documentation d'exploitation ;
- le programme de l'examen de conformité qui a débuté en anticipation de la VD3.

Il comprend aussi un ensemble de modifications visant à :

- réduire la dosimétrie des intervenants ;
- améliorer les performances principalement centrées sur la réduction des durées d'arrêt de tranche ;
- répondre à l'obsolescence des matériels de contrôle-commande par la rénovation de certains systèmes.

L'examen de conformité de Tricastin 1 (ECOT)

L'examen de conformité de la tranche 1 de Tricastin est une partie intégrante du réexamen de sûreté. L'objectif est de :



- vérifier la conformité de la tranche au référentiel des exigences de sûreté qui s'y appliquent ;
- évaluer l'impact sûreté des éventuels écarts détectés ;
- selon l'impact, soit effectuer et proposer à l'ASN la démonstration de l'acceptabilité en l'état, soit effectuer une remise en conformité.

L'ECOT est composé de 10 thèmes rattachés à des domaines de réalisation, d'exploitation et de maintenance des tranches. Les thèmes retenus sont les suivants :

- protection contre les inondations ;
- protection contre l'incendie ;
- état du génie civil ;
- tenue du tube de transfert du combustible ;
- ancrages des matériels ;
- supportage des chemins de câbles ;
- confinement et ventilation des bâtiments nucléaires ;
- vérification de matériels vis-à-vis de l'impact d'un séisme éventuel ;
- opérabilité des matériels mobiles appelés dans les procédures accidentelles ;
- maîtrise de la criticité.

Les principaux chantiers de la visite décennale de Tricastin 1

Le programme de la visite décennale est planifié sur 75 jours. Les grandes étapes spécifiques qui vont le cadencer sont les suivantes :

- l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal (encore EHP) ;
- les inspections de la cuve (contrôles effectués avec la Machine d'Inspection en Service) ;
- l'épreuve de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- l'épreuve hydraulique des circuits secondaires principaux (ou encore EHS).

Entre ces jalons de l'arrêt viendront s'intercaler une multitude d'interventions et en particulier :

- les essais non-destructifs (END) avec une part importante préalable soit à l'EHP soit à l'EHS ;
- une phase avec niveau d'eau abaissé à la ligne génératrice inférieure des tuyauteries du circuit primaire, planifiée avant l'EHP ;
- la décontamination du pressuriseur et les contrôles END sur l'aspersion et la jambe d'expansion ;
- un programme d'activité chargé sur les générateurs de vapeur qui viendront s'insérer entre les mouvements d'eau côté secondaire ;
- la réalisation d'environ 70 modifications dont une quarantaine pour le "lot VD3", dont la liste est

présentée en encadré : plus de 60% de ces modifications sont réalisées en Tranche Tête de Série (TTS). Ces modifications ont pour but d'améliorer encore la sûreté, la performance et la pérennité des installations.

Quelques essais périodiques "décennaux" seront également réalisés comme les essais de décharge des accumulateurs du système d'injection de sécurité du cœur, des essais de manœuvre des vannes d'aspersion de l'enceinte ou bien encore un essai de réalimentation d'un réservoir d'eau de secours des générateurs de vapeur.

Le programme d'intervention est donc important sur les circuits primaire et connexes, et il l'est également sur les autres systèmes de la tranche avec notamment côté salle des machines :

- la visite de l'alternateur avec la sortie du rotor ;
- la visite complète du corps basse pression n° 2 ;
- des contrôles sur le rotor du corps basse pression n° 1, une intervention sur les paliers du corps basse pression n° 3 ;
- le remplacement de plusieurs grosses vannes sur le circuit tertiaire à proximité du condenseur.

La liste n'est pas exhaustive, mais elle permet d'avoir une idée du nombre de chantiers qui vont émailler cet arrêt décennal.

Zoom sur les examens non destructifs

Les équipements vont faire l'objet de très nombreux examens non destructifs (END) lors de la visite décennale, en application des textes réglementaires et des programmes de base de maintenance.



Salle des machines de Tricastin (Drôme)

Ces contrôles, sorte de "check up" de l'installation, ont pour objectif d'évaluer la "bonne santé" des différents composants. C'est ainsi que près de 22500 heures d'END manuels (radiographie, ultrasons, ressuage, magnétoscopie) mobilisant une centaine de contrôleurs avec une dizaine de sources gammagraphiques, seront mis en œuvre aussi bien côté primaire que côté secondaire de l'installation. Les contrôles par radiographie (5500 heures de "tirs radio") imposeront une vigilance de tous les instants et un respect strict des balisages, afin de ne pas exposer les intervenants à un grave danger potentiel.

Par ailleurs, de nombreux contrôles non destructifs automatisés sont programmés :

- courants de Foucault et test hélium des générateurs de vapeur,

- ultrasons des soudures des manchettes d'aspiration et d'expansion du pressuriseur,
- télévisuel des pénétrations fond de cuve,
- contrôles de la cuve du réacteur.

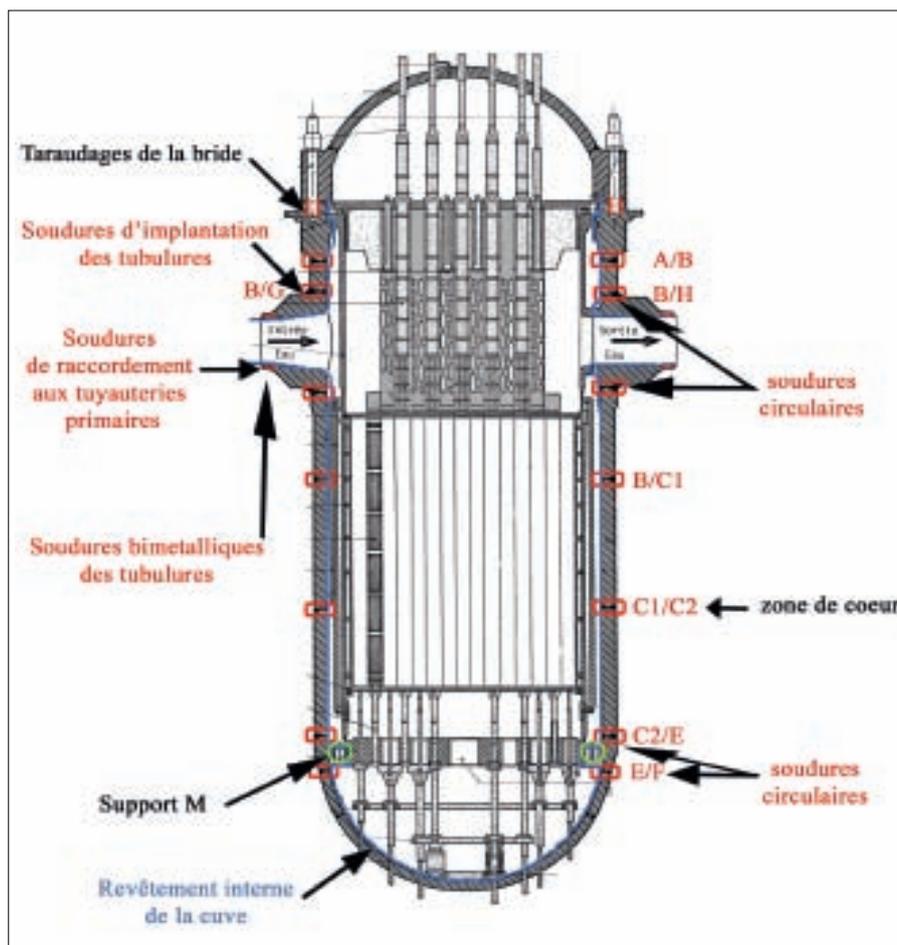
Les contrôles de la cuve du réacteur

Ces examens non destructifs automatisés sont réalisés à l'aide de la Machine d'inspection en service (MIS) à un intervalle de temps de 5 ou 10 ans (selon les zones et l'historique de la cuve).

Cette cuve sera ainsi auscultée pour la sixième fois depuis son montage sur le site.

Cette machine MIS de 12 tonnes est constituée de différents robots et bras articulés comprenant 82 transducteurs ultrasonores, 4 caméras et un poste

Schéma simplifié de la cuve



Caractéristiques principales de la cuve

- Poids avec couvercle > 300 tonnes
- Diamètre intérieur : environ 4 m
- Hauteur totale avec couvercle : environ 13 m
- Épaisseur minimale : 200 mm
- Acier forgé légèrement allié recouvert d'un revêtement en acier inoxydable



de tir radiographique. Elle va plonger pendant environ 9 jours en 3x8 dans la cuve remplie d'eau afin d'examiner en radiographie, ultrasons et télévisuel, les différentes zones de la cuve.

L'objectif est de détecter tout désordre nouveau et de suivre les éventuelles évolutions des indications précédemment relevées.

À l'occasion des examens de la cuve, une attention particulière sera portée :

- sur les examens par ultrasons de la zone de cœur (de 7 à 25 mm), à partir de la paroi interne de la cuve, zone où l'exposition au flux de neutrons est la plus importante ;
- sur les examens par ultrasons et télévisuel des supports de maintien radial de structures internes de la cuve (supports dit "M") ;
- sur les examens par radiographie et ultrasons des raccords de la cuve aux tuyauteries.

Tricastin "Tête de série"

En conclusion, la tranche 1 de Tricastin sera donc la première du parc français de centrales nucléaires à effectuer sa troisième visite décennale, juste avant la tranche 1 de Fessenheim dans quelques mois. C'est un challenge important pour le site : être "tête de série" implique une responsabilité accrue vis-à-vis du parc nucléaire tout entier et de ses exploitants.

Cette étape permettra de poursuivre, avec un niveau de sûreté encore accru, l'exploitation des tranches. À l'heure où EDF engage la définition d'un programme industriel visant à étendre la durée de fonctionnement de ses tranches nucléaires significativement au-delà de 40 ans, les troisièmes visites décennales du palier 900 MW et le réexamen de sûreté qui les accompagne constituent dans ce processus un jalon important, qui concrétise le bon état des installations et l'augmentation de leur sûreté au fur et à mesure de leur exploitation. ■

Le contrôle d'une visite décennale par l'ASN

par Bertrand Georjon, chargé d'affaires à la division de Lyon – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Dans sa préparation et son organisation, le contrôle d'une visite décennale par l'ASN ne se distingue pas du contrôle des autres arrêts de réacteurs que sont les arrêts pour simple rechargement et les visites partielles. En revanche, la visite décennale se distingue par son volume d'activités. En effet, depuis une dizaine d'années, EDF alterne des arrêts pour simple rechargement avec des visites partielles. Cette planification des arrêts de réacteur conduit à concentrer les activités au moment des visites partielles et plus particulièrement au moment des visites décennales.

Le contrôle d'une visite décennale de l'ASN commence 6 mois avant la date prévue de l'arrêt du réacteur par l'examen des textes que l'exploitant devra appliquer lors de l'arrêt. L'ASN vérifie ensuite que le programme d'activités transmis par l'exploitant prend en compte les engagements de l'exploitant et le traitement des écarts détectés durant les cycles précédents. À l'issue de cet examen, l'ASN se positionne en rédigeant une lettre d'approbation du programme d'arrêt qui peut imposer des contrôles supplémentaires et qui précise les modalités de transmission des résultats des contrôles prévus durant l'arrêt.

Dès l'arrêt de réacteur, l'ASN étudie les résultats des contrôles transmis par l'exploitant au fil de l'eau en étant particulièrement attentive à ceux concernant des équipements ou des matériels qui ne sont examinés que lors des visites décennales (cuve, enceinte...). Mais le moment sans doute le plus attendu est celui de l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal. Une équipe de 4 à 5 inspecteurs de l'ASN examine la tenue des soudures

alors que le circuit primaire est soumis à une pression égale à 1,2 fois la pression de calcul. Si les résultats de cette épreuve et des contrôles réalisés sur l'équipement sont satisfaisants, l'inspecteur habilité de l'ASN établit un procès-verbal attestant du bon déroulement des opérations de requalification.

Avec une durée plus longue que les autres arrêts de réacteurs, la visite décennale constitue un moment privilégié pour intégrer d'importantes modifications techniques de l'installation. Ces modifications sont nécessaires pour augmenter le niveau de sûreté du réacteur et le faire correspondre au standard de sûreté, réévalué périodiquement. Chacune de ces modifications nécessite une instruction par l'ASN et doit bien évidemment avoir obtenu un accord avant sa mise en œuvre.



Examen du dossier "maintenance de la robinetterie" lors de l'inspection de l'ASN à la centrale nucléaire du Tricastin – Mai 2009

Au-delà des activités courantes d'inspection de chantier et de participation aux réunions techniques, l'ASN doit aussi être réactive pour analyser les résultats transmis par l'exploitant. Pour cela, des agents des divisions et des directions de l'ASN sont dédiés au suivi des visites décennales. Bien que les résultats des essais périodiques et des contrôles soient plus nombreux, l'ASN se prononce dans les mêmes délais que lors des autres arrêts de réacteur sur l'autorisation de passage au-delà de 110 °C puis sur l'autorisation de divergence du réacteur.

Les résultats de ces contrôles sont exploités dans le rapport de réexamen transmis six mois après le redémarrage du réacteur afin de justifier la capacité du réacteur à poursuivre son exploitation. ■



VISITE DÉCENNALE ET RÉEXAMEN DE SÛRETÉ

Les conclusions du réexamen générique de sûreté des réacteurs de 900 MWe

Results of the generic review of 900 MWe reactors

par Christian Pignolet, bureau des réexamens de sûreté – Direction de la sûreté des réacteurs – IRSN

Le parc de réacteurs à eau sous pression d'EDF

Le parc des réacteurs électronucléaires exploités en France par EDF bénéficie d'une grande homogénéité tant par le choix d'une filière unique – les réacteurs à eau sous pression (les REP) – que par l'unicité du constructeur des chaudières ainsi que de l'architecte industriel, également exploitant. Les REP sont répartis en trois "paliers" de puissance (900, 1300 et 1450 MWe), au sein desquels les bases de conception et d'exploitation sont communes. Le palier 900 MWe est constitué de 34 réacteurs, répartis sur 9 sites. Sa mise en service s'est déroulée sur une période de 10 ans, de 1977 pour le réacteur le plus ancien à 1987 pour le plus récent...

Les réexamens de sûreté, pratique courante sur les REP

En France, le processus de réexamen de sûreté des REP est aujourd'hui une pratique courante,

avec une périodicité établie à 10 ans qui coïncide avec les visites décennales des réacteurs. En effet, certaines opérations de maintenance lourdes et de contrôle, tels que les épreuves du circuit primaire et de l'enclaustrage, sont réalisées tous les 10 ans, à l'occasion d'un arrêt du réacteur dit "visite décennale". Compte tenu du volume important d'activités réalisées à cette occasion, le réacteur est maintenu à l'arrêt sur une longue période (plusieurs mois) et EDF a retenu, par commodité, de profiter de l'arrêt associé à la visite décennale de chaque réacteur pour réaliser les différentes modifications résultant des conclusions du réexamen de sûreté associé. Ce cadrage implique que les études du réexamen de sûreté soient achevées et les modifications définies suffisamment en amont. Cette période de 10 ans est dorénavant inscrite dans la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire du 13 juin 2006, au même titre que le caractère obligatoire pour les exploitants d'installations nucléaires de base de procéder à un réexamen périodique de la sûreté de leurs installations.

Executive Summary

The periodic safety review (PSR) related to third ten-yearly outage of the 900 MW PWR series, which is the oldest French series with 34 reactors, was launched in 2002 and enclosed in the end of 2008, six months before the first third ten-yearly outage of a 900 MW reactor, Tricastin 1, planned in May 2009. Although this PSR has the same main objectives as the previous PSR related to the 900 and 1300 MW series (to verify the conformity of the NPPs to their current safety requirements and to enhance their safety level taking into account the most recent safety requirements), numerous new scopes of safety studies have been introduced or developed, as, for example, level 2 probabilistic safety assessment, severe accident studies, external hazards due to extreme weather conditions, or plant ageing.

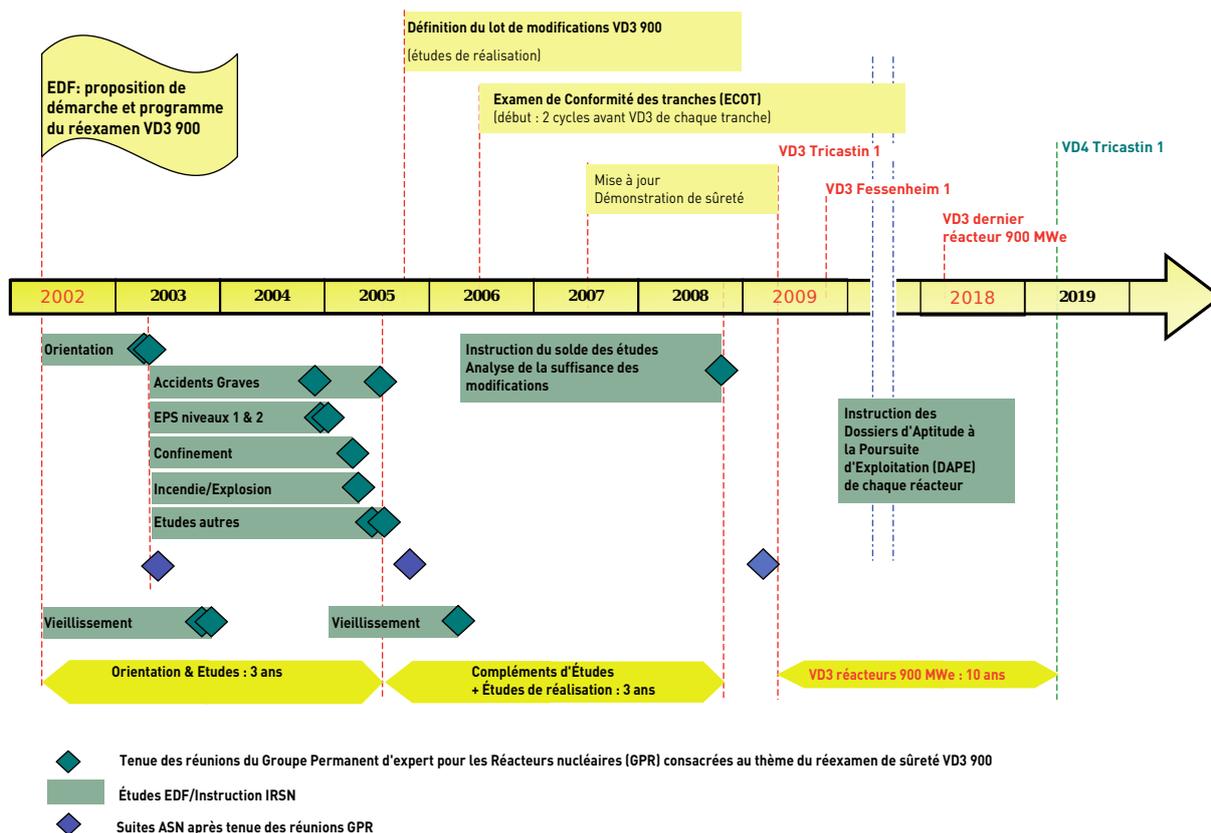
IRSN has considered that the reassessed safety requirements, applicable to the reactors after their third ten-yearly outage and implementation of the modification batch resulting from the conclusions of the reassessment studies, were satisfactory to continue the operation of the 900 MW series ten more years. However, IRSN has underlined that the safety level of each reactor will have to be confirmed by the result of the conformity check of the units and by the program designed by each operator to control the plant ageing.

Les études "génériques"

L'homogénéité de conception évoquée précédemment, notamment pour ce qui concerne l'îlot nucléaire, présente l'avantage de pouvoir réaliser les études concernant la conception une seule fois, leurs conclusions et les modifications qui en résultent bénéficiant dès lors à l'ensemble des réacteurs d'un même palier. Ainsi, les études du réexamen de sûreté portant sur la réévaluation de la sûreté et sur la vérification de la conformité de la conception des installations constituent les études "génériques" au palier considéré.

L'examen de conformité des tranches

Le réexamen de sûreté d'un palier inclut également une étape d'"examen de conformité des tranches"



Calendrier du Réexamen de sûreté VD3 900

(ECOT), qui vise à vérifier que chaque tranche est conforme aux règles de conception et d'exploitation applicables au palier. Cet ECOT est réalisé par des contrôles in situ des ouvrages et des équipements de chaque tranche, menés au rythme des arrêts pour troisième visite décennale des réacteurs, dont le premier a débuté en mai 2009 sur le réacteur 1 de Tricastin. En 2009, le deuxième réacteur à réaliser sa troisième visite décennale sera Fessenheim 1, à partir du mois d'octobre.

Orientations du réexamen de sûreté VD3 900

Genèse du programme d'études

En septembre 2002, EDF a transmis à l'ASN une proposition de programme d'études associées au réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales (VD3 900).

L'orientation des études à retenir dans le cadre du réexamen de sûreté VD3 900 a fait l'objet, après examen par l'IRSN du programme proposé par EDF, de deux réunions du groupe permanent

d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR) en juin 2003, afin que soient fixés le périmètre des études à réaliser et les objectifs de sûreté associés.

Ainsi, le programme d'études à réaliser pour le réexamen de sûreté VD3 900 a été construit en considérant principalement :

- les conclusions et les enseignements tirés des précédents réexamens de sûreté associés aux deuxièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe (VD2 900) et des réacteurs de 1300 MWe (VD2 1300) ;
- les développements d'études de sûreté (évolutions d'hypothèses, de méthodes, d'objectifs...) réalisées dans des cadres spécifiques hors réexamens, ainsi que des avancées en recherche et développement ;
- le retour d'expérience, français et international, de l'exploitation d'installations similaires aux REP ;
- les objectifs et les exigences les plus récents en matière de sûreté nucléaire, en particulier ceux associés au réacteur EPR.

Ainsi, si certains sujets d'études retenus constituent une prolongation d'études déjà menées



auparavant (telles que la réévaluation sismique des ouvrages de génie civil et des équipements qu'ils abritent, ou les études probabilistes de sûreté de niveau 1, qui évaluent la probabilité de fusion du cœur associée aux événements initiateurs d'origine interne pouvant affecter le réacteur), le réexamen de sûreté VD3 900 a été l'occasion d'utiliser pour la première fois les résultats de nouvelles études. C'est par exemple le cas pour :

- les études probabilistes de sûreté de niveau 2 (EPS 2), qui évaluent la nature, l'importance et les fréquences des rejets hors de l'enceinte de confinement en situation d'accident grave ;
- les agressions des installations par des conditions climatiques non considérées lors de la conception des réacteurs (le frasil ou les tornades par exemple), ou dont les hypothèses ont été réévaluées depuis (tels que les "grands chauds", suite à l'épisode caniculaire de 2003 en France) ;
- la robustesse des sites à l'égard des agressions externes affectant simultanément l'ensemble des réacteurs d'un site, telles que les inondations externes ou les grands froids.

Troisièmes visites décennales et durée de vie des réacteurs

À l'issue de leur troisième visite décennale, les réacteurs poursuivront leur exploitation pour une période de 10 années supplémentaires, soit jusqu'à leurs 40 années de service. Ces 40 années constituent la durée de vie initialement visée par le concepteur pour certains composants non remplaçables, tels que la cuve du réacteur. Par ailleurs, certains phénomènes d'usure ou de dégradation, négligés lors de la conception mais mis en lumière par le retour d'expérience d'exploitation, peuvent réduire la durée de vie de certains équipements et ouvrages si aucune action de surveillance ou de maintenance n'est mise en œuvre. Ainsi, le programme d'études spécifiques à la "maîtrise du vieillissement" qu'EDF a engagé a fait l'objet d'une évaluation par l'IRSN. Les conclusions des études issues de ce programme sont particulièrement cruciales pour permettre à l'ASN de se prononcer, à l'issue de l'arrêt de chaque réacteur pour troisième visite décennale, quant à la poursuite de son exploitation pour 10 années supplémentaires.

Principaux sujets de réexamen retenus

Plus d'une vingtaine de sujets d'études traitant d'aspects de sûreté de nature très différente ont été retenus lors de la définition des objectifs de ce réexamen de sûreté.

Les principaux thèmes examinés pour les définir sont :

- les accidents graves ;
- les études probabilistes de sûreté (EPS) de niveaux 1 et 2 ;
- le confinement des réacteurs, notamment le comportement de leurs enceintes de confinement en situations normale, accidentelle et en accident grave ;
- les risques associés à l'incendie et à l'explosion à l'intérieur des sites ;
- les agressions internes et externes ;
- les études d'accidents et de leurs conséquences radiologiques ;
- la conception des systèmes et des ouvrages de génie civil ;
- la gestion du vieillissement des installations.

Déroulement de l'examen des études génériques "VD3 900"

Certains sujets d'études retenus pour le réexamen de sûreté VD3 900, tels que ceux liés aux accidents graves, au confinement, aux études probabilistes de sûreté ou aux risques d'incendie et d'explosion, ont fait l'objet de réunions spécifiques du GPR.

Si l'on inclut l'examen du programme d'études "VD3 900", l'ensemble des études "génériques" au réexamen de sûreté VD3 900 a fait l'objet, de 2003 à fin 2008, de 9 rapports de la part de l'IRSN dont les conclusions ont été présentées au GPR à l'occasion de 15 réunions dédiées.

La dernière réunion du GPR consacrée au réexamen de sûreté VD3 900, en novembre 2008, a été l'occasion, outre d'examiner les derniers compléments d'études transmis, de faire un bilan du réexamen de sûreté VD3 900. C'est lors de cette réunion, qu'après examen de l'ensemble des études "génériques" réalisées et des améliorations finalement retenues compte tenu des objectifs fixés initialement, l'IRSN a rendu son avis sur le caractère suffisant des niveaux d'exigences redéfinis et des dispositions prévues d'être mises en œuvre par EDF lors des troisièmes visites des réacteurs de 900 MWe et sur la poursuite de leur exploitation pour 10 années supplémentaires.

Principales améliorations pour la sûreté

Si certaines études ont permis de vérifier que la conception actuelle des réacteurs de 900 MWe permettrait de respecter les exigences de sûreté fixées,

d'autres études ont mis en évidence la nécessité de mettre en œuvre des modifications, matérielles ou organisationnelles, pour atteindre ces objectifs de sûreté (*démarche de vérification de la conformité*), voire pour améliorer le niveau de sûreté des installations (*démarche de réévaluation*).

Une trentaine de modifications, ou ensembles de modifications, matérielles mais également d'exploitation (dispositions de maintenance, procédures de conduite...) ont été ainsi définies par EDF sur la base des conclusions des études réalisées.

Hiérarchiser ces modifications, afin d'en présenter l'intérêt en termes de gain pour la sûreté, est un exercice difficile : certaines modifications visent à renforcer les dispositions de prévention des incidents ou des accidents, d'autres à limiter les conséquences de situations accidentelles ou d'accidents graves, ou encore à fournir des informations supplémentaires pour faciliter la gestion de certaines situations dégradées...

Ainsi, sans prétendre à un classement des modifications les plus "bénéfiques" pour la sûreté, on peut toutefois citer les suivantes à titre d'exemple :

- les renforcements d'ouvrages, structures et équipements pour assurer leur tenue au séisme, suite à la réévaluation des spectres sismiques issue de l'application de la RFS 2001-01 ;
- le renforcement des systèmes de fixation du tampon d'accès des matériels (traversée de grand diamètre dans l'enceinte de confinement du réacteur qui permet, lors des arrêts de tranche, de faire pénétrer les équipements et matériels nécessaires), pour garantir sa résistance et son étanchéité, en cas d'accident grave, au pic de pression (de l'ordre de 6 bar) pouvant être atteint à l'intérieur de l'enceinte ;
- l'amélioration de l'étanchéité de certaines traversées de l'enceinte pour assurer un confinement satisfaisant en situation post-accidentelle ;
- la fiabilisation de l'ouverture des soupapes du pressuriseur, en cas d'accident grave, pour dépressuriser le circuit primaire et éviter une fusion "en pression" (au-delà de 20 bar) du cœur du réacteur ;
- la création d'un automatisme de protection permettant "d'éliminer pratiquement" le risque de surpression à froid du circuit primaire lorsque sa température est basse (de l'ordre de 80 °C), en regard du risque de rupture "fragile" de la cuve (la température de transition "fragile-ductile" de l'acier de la cuve ayant été progressivement élevée par l'effet d'irradiation neutronique, le rendant ainsi sensible au risque de rupture brutale, en cas de

forte pression, à des températures rencontrées lorsque le réacteur est à l'arrêt) ;

- la modification des conditions de fonctionnement du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (GV), afin de réduire le risque, en cas de rupture de tubes d'un GV, que le fluide primaire évacué par cette brèche soit rejeté dans l'environnement sous forme liquide, les conséquences radiologiques étant alors plus importantes qu'en cas de rejets sous forme de vapeur ;

- le renforcement des dispositions de prévention et de lutte contre l'incendie, ainsi que de prévention contre les risques d'explosion, en particulier d'hydrogène, à l'intérieur des installations ;

- l'amélioration de la fiabilité des diesels de secours qui assurent, en cas de manque de tension externe, l'alimentation électrique des équipements nécessaires au maintien du réacteur dans un état sûr. En effet, dans le cadre de l'étude des agressions externes pouvant affecter l'ensemble des réacteurs d'un site, la durée enveloppe de la perte électrique externe a été réévaluée à 15 jours en cas de séisme. Des protections non prioritaires seront ainsi rétablies, lors du fonctionnement "long terme" des diesels, afin de permettre des réparations de courte durée plutôt que de risquer leur défaillance complète ;

- le renforcement des dispositions, matérielles et organisationnelles, permettant de prévenir les vidanges de la piscine de désactivation du combustible afin d'éviter le dénoyage d'éléments combustibles ;

- l'installation, dans l'enceinte de confinement du réacteur, de capteurs de détection d'hydrogène et de percée de la cuve par le corium, afin de disposer, en cas d'accident grave, d'informations quant à la progression de la situation ;

- le remplacement de certaines vannes afin de fiabiliser, en situation accidentelle, la fonction de recirculation de l'eau injectée dans le circuit primaire pour refroidir le cœur, compte tenu de la réévaluation du volume, de la nature et de la taille des débris pouvant être véhiculés dans l'eau de recirculation en cas de brèche sur le circuit primaire ;

- l'amélioration de la fiabilité de certaines chaînes de mesures de la radioactivité, afin de réduire leurs fréquentes indisponibilités ;

- le renforcement de certaines dispositions permettant d'améliorer la résistance des ouvrages et des équipements aux agressions climatiques réévaluées, telles que les vents forts ou le frasil.



Conclusion du réexamen de sûreté VD3 900

Tout d'abord, l'IRSN souligne l'important travail réalisé pour préparer cette étape décisive pour les réacteurs de 900 MWe, tant sur le périmètre des études menées que sur les développements qu'elles ont nécessité. Le réexamen de sûreté a mobilisé de nombreux experts durant les 6 années, aussi bien à EDF pour réaliser les études "génériques" qu'à l'IRSN pour procéder à leur examen. Ainsi, l'IRSN considère que ce réexamen de sûreté a permis, grâce à l'amélioration des connaissances sur l'état des installations de 900 MWe, de mieux en apprécier le niveau de sûreté et de le conforter autant que nécessaire. En effet, certaines études ont mis en évidence les domaines dans lesquels des améliorations étaient souhaitables; elles vont se concrétiser sur les sites par des modifications matérielles ou d'exploitation (évolution de règles de conduite du réacteur, amélioration de la maintenance ou des contrôles...) à partir du printemps 2009, sur la tranche 1 de Tricastin, premier réacteur à réaliser sa troisième visite décennale parmi les 34 réacteurs de 900 MWe.

Ce réexamen de sûreté a été l'occasion d'examiner et de renforcer la robustesse des installations vis-à-vis des agressions externes et internes, d'origines humaines ou climatiques: les études associées à ces agressions ont pris ici une place bien plus importante que lors des précédents réexamens de sûreté de REP.

Les résultats des études probabilistes de sûreté de niveau 2 (qui permettent d'évaluer, au-delà de la fusion du cœur, les probabilités de relâchement de produits radioactifs dans l'environnement) utilisées pour la première fois dans un réexamen de sûreté de REP en France, les développements d'études relatives aux accidents graves ainsi que l'évaluation des performances du confinement en situation post-accidentelle (en particulier l'enceinte du réacteur), ont permis l'amélioration des connaissances et de la compréhension des phénomènes en jeu, et ainsi de mettre en œuvre des dispositions pour mieux gérer ces situations et de réduire les conséquences d'un accident grave en termes de rejets radiologiques dans l'environnement.

L'utilisation des études probabilistes de sûreté de niveau 1 (EPS1) a permis d'identifier les matériels ou fonctions contribuant de manière prépondérante à la probabilité globale de fusion d'un réacteur et de faire porter les efforts d'amélioration sur ceux-ci.

Par ailleurs, certaines études ont permis de vérifier la robustesse des installations à l'égard de risques ou d'hypothèses non pris en compte lors de la conception. C'est le cas par exemple pour l'étude des conséquences, en termes d'inondation interne, de la rupture simultanée de l'ensemble des réservoirs non dimensionnés au séisme et situés dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires, ou l'étude des défaillances passives des circuits de sauvegarde en considérant les hypothèses retenues pour le réacteur EPR.

La reprise de certaines études de situations accidentelles avec de nouvelles méthodes ou de nouveaux objectifs, a permis, par la définition de dispositions appropriées, de "pratiquement éliminer" certaines situations, telles que la rupture fragile de la cuve du réacteur dans les domaines d'exploitation où ce risque est présent.

Ainsi, lors de la réunion du GPR consacrée au bilan du réexamen de sûreté VD3 900 en novembre 2008, l'IRSN a considéré, à l'issue de son examen des conclusions des études réalisées et des modifications qui en découlent, que le nouveau référentiel d'exigences de sûreté en vue de la poursuite d'exploitation était satisfaisant, après prise en compte des évolutions résultant des dernières études menées, en regard des objectifs fixés initialement. L'IRSN a toutefois souligné que certains compléments d'études restaient encore à fournir, et que certaines modifications, dont la mise en œuvre a été décidée à l'occasion de cette réunion, devaient être définies et réalisées.

Pour autant, ces conclusions portent sur les études "génériques" menées sur le palier 900 MWe. L'appréciation du niveau de sûreté réel de chaque réacteur devra être complétée par l'examen, au cas par cas, des résultats de l'ensemble des contrôles et des travaux de modifications qui seront réalisés au cours des arrêts pour troisième visite décennale. En particulier, les résultats des examens de conformité des tranches, ainsi que les dispositions prises par chaque exploitant pour assurer la maîtrise du vieillissement de ses installations, feront l'objet d'un "dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation", spécifique à chaque réacteur, qui permettra à l'ASN, et à son appui technique l'IRSN, de se prononcer sur la poursuite de l'exploitation pour 10 années supplémentaires... ■

L'orientation du réexamen des centrales de 1300 MWe

par Delphine Ogez, chargée d'affaires à la direction des centrales nucléaires – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Les réacteurs du palier 1300 MWe ont déjà fait l'objet d'un réexamen de sûreté au cours de leur exploitation avant que la loi TSN n'impose cette pratique avec une période fixée de 10 ans. L'article 5 du décret du 11 décembre 1963 modifié précisait alors que "les ministres chargés de l'industrie et de la prévention des risques technologiques majeurs peuvent conjointement demander à tout moment à l'exploitant de procéder au réexamen de la sûreté de l'installation". Le précédent réexamen de sûreté concernant ces réacteurs a ainsi fait l'objet d'un suivi et d'une instruction par l'ASN entre 1997 et 2005. Les modifications matérielles issues de ce réexamen ont été pratiquement intégrées à ce jour sur l'ensemble des 20 réacteurs de ce palier.

Aujourd'hui EDF s'apprête à reproduire cet exercice dans le respect de la loi TSN. Celui-ci se décompose en trois parties :

- **Un examen de la conformité de chaque réacteur avec le référentiel applicable.** Ce type de vérification déjà mené lors du précédent réexamen se focalisera prioritairement sur les thèmes qui n'auront pas déjà fait l'objet d'un examen approfondi lors du précédent exercice. Par exemple, le génie civil sera examiné afin de contrôler sa conformité au référentiel d'origine.

- **Une réévaluation de la sûreté des réacteurs** afin de prendre en compte le retour d'expérience et l'évolution des connaissances sur l'ensemble du référentiel applicable. Cette démarche est orientée suivant deux lignes directrices : une meilleure prise en compte des agressions ainsi que des accidents graves hypothétiques.

- **La mise en place d'un programme de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence** de façon approfondie afin d'assurer la maîtrise du vieillissement et l'aptitude au service des matériels structures et composants, ceci jusqu'au prochain réexamen de sûreté.

Les réacteurs du palier 1300 MWe intégreront les résultats de ce réexamen lors de leur visite décennale entre 2015 et 2023.

L'ASN veillera à ce que ce réexamen de sûreté, qui sera le premier dont la préparation sera postérieure à la publication de la loi TSN, réponde aux exigences de la loi, notamment en matière de prise en compte de la protection de la nature et de l'environnement. ■



La centrale nucléaire de Fessenheim

1. L'expertise de la Commission locale d'information et de surveillance de Fessenheim

The assessment of the Fessenheim local commission for information and monitoring

Introduction par M. Michel Habig, Président de la CLIS de Fessenheim – Vice-président du Conseil général du Haut-Rhin



Michel Habig

Historique de la CLIS de Fessenheim

La première tranche de la centrale nucléaire de Fessenheim, la plus ancienne de France, a été couplée au réseau électrique en 1977.

Afin de contribuer à une information objective des populations et de suivre le fonctionnement, le cas échéant, les dysfonctionnements de la centrale, le Conseil général du Haut-Rhin a créé en 1977 la Commission locale de surveillance de la centrale de Fessenheim. Il s'agissait de la première Commission locale de surveillance auprès d'une installation nucléaire en France.

Ce n'est que 4 années plus tard que la circulaire Mauroy du 19 décembre 1981 proposait, sur la base du volontariat, la possibilité de créer une Commission locale d'information (CLI) auprès des centrales nucléaires.

Enfin, la loi TSN et son décret d'application du 12 mars 2008 ont formalisé la création, l'organisation et le fonctionnement des CLI.

Le modèle établi par la loi ressemble fortement à celui de la Commission Locale de Surveillance de Fessenheim, à l'exception de la participation de représentants des salariés de la centrale.

Afin de prendre en compte les nouvelles exigences réglementaires, la composition de la Commission Locale de Fessenheim a été revue début 2009.

La Commission locale d'information et de surveillance (CLIS) de Fessenheim — il a été décidé de conserver le "S" de surveillance — rassemble désormais 20 élus locaux, 7 représentants d'associations pour la protection de l'environnement, 6 représentants syndicaux et 7 personnes qualifiées.

Parmi ces personnes qualifiées, le Département a décidé d'associer 2 personnalités allemandes : la Landrätin du Landkreis Breisgau Hochschwarzwald et le Président du Regierungspräsidium de Freiburg.

Enfin, 4 maires des communes allemandes situées dans le rayon de 5 km de la centrale, ainsi qu'un représentant de la Ville de Bâle, sont associés aux travaux de la CLIS avec voix consultatives.

Les travaux de la CLIS

Le Conseil général du Haut Rhin a piloté et financé le fonctionnement de la CLIS ainsi que la réalisation de diverses expertises.

En 1989, à l'occasion de la première visite décennale de la centrale de Fessenheim, le Conseil général, associé à l'ASN, a commandité une mission d'expertise indépendante pour l'évaluation de la sûreté pendant l'arrêt de la centrale pour révision.

Parallèlement à cette étude, la CLIS a également chargé la Commission de Recherches et d'Informations Indépendantes sur la RADioactivité (CRIIRAD), d'effectuer une étude radioécologique de l'environnement proche du site après 10 années de fonctionnement.

Ces études avaient permis de soulever un certain nombre de questions novatrices pour l'époque dont le risque hydrogène.

En 1999, lors de la deuxième visite décennale de Fessenheim, la CLIS a confié au Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire (GSIEN) une étude sur le vieillissement des composants les plus sensibles de la centrale et une analyse du programme de contrôle et de modifications qu'EDF effectue à l'occasion de ces visites. La CLIS a aussi demandé au GSIEN d'analyser la stratégie de l'exploitant en la matière.

À l'instar de ce qui avait été fait en 1989, une étude concernant les eaux de surface ainsi que les eaux souterraines a également été confiée à la CRIIRAD.

Ces différentes initiatives ont mis en évidence le rôle fondamental des experts indépendants qui, par leur regard extérieur, ont soulevé des questions qui permettent à l'exploitant lui-même, d'avancer dans sa maîtrise du risque, tout en vulgarisant, pour les membres de la CLIS, les problèmes complexes liés à la sûreté des centrales.

2009 : l'expertise de la CLIS sur la troisième visite décennale (VD3)

Dans la droite ligne des expertises menées lors des première et deuxième visites décennales, nous avons lancé en septembre 2008 une consultation auprès des bureaux d'études spécialisés dans le domaine du nucléaire pour nous assister à titre d'experts pour le suivi de la VD3. Le cahier de charge porte sur les thèmes suivants :

- cuve : vieillissement de la cuve de Fessenheim 1 et suivi des défauts vus en VD2 ;
- défauts de fatigue sur les principaux équipements ;
- enceinte de confinement ;
- analyse des incidents et influence sur la sûreté ;
- nouveau combustible ;



Participation des membres de la CLIS lors d'une inspection à la centrale nucléaire de Fessenheim le 18 septembre 2008

- analyse des événements déclarés et de la prise en compte du facteur humain ;
- rejets et radioprotection liés à la VD3 et aux arrêts de réacteur ;
- coûts des révisions et des modifications des matériels.

Le GSIEN a été déclaré adjudicataire de cette mission cofinancée à hauteur de 50% par l'ASN. Les experts du Groupement sont :

- coordinatrice : Monique SENE
- sûreté — enceinte : Raymond SENE
- cuve : Gérard GARY
- combustible : David BOILLEY
- analyse des événements : Jean-Marie BROM

Les experts rendront leurs conclusions mi 2010.

Conclusion

La CLIS de Fessenheim restera un lieu où pourront s'exprimer librement et sereinement les différentes sensibilités. Elle continuera de servir d'aiguillon pour toujours améliorer la sûreté de l'installation.

Les débats s'y dérouleront dans un cadre apaisé où chacun sait qu'il a droit à la parole et où tous s'efforceront de faire progresser la sûreté. ■



2. Expertise pluraliste en visite décennale

Cross-discipline assessment during the ten-yearly inspection

par Monique Sené, présidente du GSIEN

Quelles ont été les conclusions des précédentes expertises sur Fessenheim ?

La première expertise sur la première visite décennale (VD1) de Fessenheim s'est déroulée en 1989. Le comité d'experts était international : un membre belge, le professeur Luc Gillon, des membres allemands, Christian Kupperts et Lothar Hahn (Institut d'Écologie de Darmstadt), Jochen Beneke (Sollner Institute et Université de Munich) et des français membres du GSIEN*, Patrick Petitjean et Raymond Sené. En parallèle, Michèle Rivasi (CRIIRAD) a piloté une étude environnementale.

Il y a 20 ans, alors que le président de la CLS demandait avec insistance une réponse par OUI ou par NON pour le redémarrage, ce comité d'experts avait ainsi conclu l'expertise :

“Dans les limites du temps et les moyens qui lui étaient impartis et avec des éléments d'information fragmentaires mis à sa disposition, la mission d'expertise a essayé de se faire une opinion sur l'adéquation aux exigences de sûreté des actions effectuées lors de la révision décennale, sans pouvoir cependant se livrer à une expertise exhaustive et à une étude globale.

Elle estime nécessaire qu'EDF apporte plus de soin aux contrôles avant redémarrage et une attention plus poussée aux problèmes de sûreté y compris ceux liés aux accidents hors dimensionnement.

Elle regrette qu'un certain nombre d'améliorations n'ait pu être effectuées avant la remise en route du réacteur et souhaite que ces améliorations puissent être faites le plus rapidement possible.

Les limites de cette étude ont conduit la mission d'expertise à faire des recommandations pour améliorer la sûreté sans pour autant lui permettre de donner un blanc-seing. Dans ces circonstances, la mission d'expertise estime ne pas devoir recommander le report de la remise en route du réacteur 1 de Fessenheim.”

Mis en cause personnellement pour ces conclusions trop prudentes, Patrick Petitjean avait usé d'un droit de réponse, approuvé par tout le groupe : *“La prudence des recommandations du rapport tient avant tout à toutes ses limites, à ce que nous n'avons pas pu faire. Mais elle tient aussi aux limites intrinsèques à tout travail d'expertise. À partir d'un angle d'attaque des problèmes qui n'est pas le même que celui de l'exploitant ou des autorités administratives de sûreté, nous débouchons sur des appréciations et des recommandations, qui sont autant d'éléments, aux côtés de ceux fournis par l'exploitant et par les autorités de sûreté, pour que les pouvoirs politiques fassent leurs choix. Des experts, même indépendants, ne peuvent se substituer aux pouvoirs politiques ni aux autorités de sûreté. Le choix du niveau de sûreté est aussi un choix politique et non pas un choix d'expert.*

Une expertise indépendante sur les problèmes de sûreté nucléaire (mais ce serait la même chose pour une autre industrie), et cette mission en particulier, a pour rôle de contribuer à une plus grande transparence, et surtout, à une amélioration du niveau de sûreté. Au-delà des appréciations les plus diverses sur la légitimité et les modalités de

Executive Summary

The French Group of Scientists for Information on Nuclear Energy (GSIEN) has been mandated by the Fessenheim local commission for information and monitoring to carry out an assessment during the third ten-yearly inspections (VD3) of the Fessenheim nuclear power plant.

This assessment, which began early in 2009, will be conducted over a period of one and a half years. The experts will submit their conclusions in mid-2010.

Mrs. Sené, an expert with GSIEN for the past 33 years, is coordinating the work of the expert group. She was involved in the previous assessments conducted by the Fessenheim local commission for information and monitoring.

She explains the value of these assessments, as well as the limitations of such efforts.

*Le Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire est une association loi 1901. Elle fut créée par des scientifiques (physiciens, chimistes, biologistes) du CNRS, de l'Université, du CEA et d'EDF en décembre 1975. Son but est de “délivrer une information la plus complète possible sur les problèmes liés à l'utilisation du nucléaire” et ce à l'attention des citoyens.

Ses membres sont des scientifiques. De 400 en 1976, leur nombre s'est réduit à une quarantaine aujourd'hui.

L'association édite un journal “la Gazette Nucléaire” depuis juin 1976. Il est consultable sur internet.

l'option "énergie nucléaire", l'amélioration de la sûreté, pour écarter autant que faire se peut les accidents graves, est l'intérêt commun de tous ceux qui sont concernés par la question. Aucune installation n'est jamais parfaitement sûre, et EDF raye de plus en plus de son vocabulaire le terme "impossible", en le remplaçant par "hautement improbable", pour parler de certains risques ou séquences accidentelles.

Sauf cas limite (mais, en cas de risque grave apparent avant la remise en route, nous n'avons pas de raison de supposer qu'EDF ou le Service Central de Sûreté des Installations Nucléaires (S.C.S.I.N.)¹ auraient laissé faire une remise en route, avec ou sans la mission), nous ne pouvions donc ni nous opposer, ni donner un blanc-seing à cette remise en route, mais seulement donner des recommandations précises.

Pour l'avenir, il nous semblerait positif que, sous des formes à déterminer par la Commission de Surveillance, un travail de suivi soit effectué à propos des recommandations faites dans ce rapport, ainsi que des études complémentaires dont certaines ont été aussi indiquées. En particulier, il nous a été annoncé lors de la réunion de travail du 9 août qu'un rapport sur les différences de sûreté entre Fessenheim 1 et Chinon B4 avait été demandé par le SCSIN à EDF pour octobre 1991 : il y a matière à suivre cette ré-évaluation du niveau de sûreté.

D'autres arrêts décennaux vont suivre régulièrement celui de Fessenheim I, partout en France, dont celui de Fessenheim II au printemps prochain. L'utilité de missions semblables à la nôtre serait grande avec des modalités qui tiennent compte de cette première expérience, notamment des suggestions faites plus haut sur les modalités de travail. Les commissions d'information sur les différents sites, le Conseil Supérieur de Sûreté et d'Information Nucléaire et tout autre organisme concerné, devraient aller dans ce sens.

La sûreté nucléaire, et donc la population, aurait grandement à gagner de l'émergence, à côté de l'exploitant EDF et de l'autorité administrative de contrôle, le SCSIN (dont le rôle est à renforcer), d'un troisième partenaire, "indépendant" (instituts, spécialistes, universitaires...) en relation avec les pouvoirs départementaux, à l'image de ce qui existe dans nombre d'autres pays.

Au final les membres de la mission ne peuvent que se féliciter de l'initiative prise par Monsieur Haby, la Commission de Surveillance de Fessenheim et le Conseil Général du Haut-Rhin, et les remercier pour le soutien total dont ils ont bénéficié de leur part, pendant toute la durée de cette mission."

Quelles ont été les suites données aux conclusions des experts après la VD1 ?

Par la suite, en 1991, il a été constaté par le GSIEN que ces réserves étaient parfaitement justifiées. En effet, de défauts (sur des tuyauteries) avaient été détectés en 1985 (quelques millimètres), puis en 1986 (évolution peu nette, mais décision d'inspection tous les 5 ans). EDF n'avait donc pas signalé ces défauts ni leur suivi, lors de la VD1. Or revus en 1991 l'un d'eux avait fortement évolué : environ 11 cm de longueur, 3 cm de profondeur pour une épaisseur de tuyauterie de 8 cm. EDF a donc effectué une réparation immédiate.

Et toujours en 1991, le GSIEN a noté, sous la plume de B. Belbéoch et à l'intention de la CLS et du SCSIN : *"Je vous signale que le couvercle de la cuve a été examiné lors de la révision décennale et que rien de grave ne semble avoir été signalé à cette époque aux experts indépendants à ce sujet. Or deux ans après des défauts sont détectés qui mettent en cause la sûreté au point qu'il est envisagé de remplacer les couvercles sur plusieurs réacteurs. Trois hypothèses sont possibles : soit aucun défaut sur ces passages n'a été détecté en 1989, ce serait le signe d'une évolution extrêmement rapide, soit les examens de 1989 n'ont pas été faits correctement, soit des défauts ont été constatés par l'exploitant, mais ils n'ont pas été considérés comme importants pour la sûreté. Aucune de ces hypothèses n'est rassurante. De plus rien ne nous garantit qu'il n'existe pas des défauts dans des soudures d'autres pénétrations de la cuve, ailleurs que dans le couvercle. Cela pose le problème de l'efficacité de cette révision décennale."*

Il est clair que le défaut sur la tuyauterie et ceux sur le couvercle nous ont montré les limites d'une visite décennale et de nos capacités à en appréhender l'exhaustivité — ce à quoi nous ne prétendons pas en tant qu'experts, mais ce vers quoi doit tendre l'exploitant.

Cependant, il faut noter que cette première expérience a permis de mieux cerner les difficultés :
– une révision décennale se travaille pendant 10 ans et les experts interviennent sur ces très

1. Ancien nom de l'ASN, alors simple service du ministère de l'Industrie (1973-1991).





Centrale nucléaire de Fessenheim (Haut-Rhin) mise en service en 1977

importants dossiers en un temps très réduit (quelques mois);

- une modification sur un réacteur demande un temps d'analyse, puis un temps de qualification qui peut excéder 10 ans;
- une expertise pluraliste suppose de la bonne volonté de tous les participants sinon c'est une mascarade.

Quelles ont été les conclusions des experts lors de la VD2?

Notre conclusion de mai 2001 ne changeait pas vraiment celle de 1989:

"Nous n'avons pas, dans le temps imparti et à la lecture des dossiers que nous avons repérés et demandés, relevé de discordance avec les conclusions prudentes de la DSIN² sur la tenue des cuves. Mais cette tenue n'est pas l'essentiel du dossier, le suivi des composants du réacteur est un autre aspect important du dossier. C'est pourquoi nous avons souligné que:

- *l'analyse des phénomènes qui sous-tend les formules utilisées pour évaluer l'évolution des défauts des cuves doit être confortée par des études et des expérimentations en laboratoire;*
- *les incertitudes sont grandes et que, dans ces conditions les marges dont EDF espère disposer peuvent ne pas exister;*
- *l'analyse des incidents nous a permis de pointer un manque de préparation de terrain, l'inadéquation de certaines consignes;*
- *la dosimétrie laisse beaucoup à désirer en particulier la dosimétrie neutronique (châteaux de transport entre autre...);*
- *une visite décennale se fait à l'issue d'une préparation intense et longue et dans ces conditions nous ne pouvons donner un avis que sur certains points particuliers;*
- *l'analyse de cette visite et des opérations lancées montre que la préparation de ces opérations n'est pas toujours optimale et gagnerait à être mieux supervisée".*

Le dernier point de notre conclusion s'est imposé parce que le réacteur a redémarré juste avant la remise de notre analyse, ce qui fut mal vécu par la

2. Ancien nom de l'ASN, alors Direction du ministère de l'Industrie (1991-1996).

CLIS. Cependant comme nous l'avons écrit alors : *"Nous analysons le dossier en sa cohérence scientifique. Cette analyse pouvait être un élément dans l'appréciation de ce dossier par la DSIN, mais que nous ne nous substituons pas à l'autorité qui est seule à prendre la décision de redémarrage du réacteur."*

Il n'est donc pas simple pour les experts de trouver leur place...

Force est de constater que les expertises se suivent et se ressemblent, mais ne soyons pas seulement négatifs.

Les exercices d'expertise furent difficiles, mais l'expertise pluraliste s'est imposée en France dans le domaine nucléaire. Elle est un complément à la vigilance de l'exploitant, de l'Autorité de sûreté et de son appui technique l'IRSN.

Les expertises menées par le GSIEN lors des VD de Fessenheim mais aussi de Blayais et de Golfech ont permis de clarifier (un peu) les règles du jeu :

- nécessité d'une convention pour l'accès à la documentation,
- nécessité d'une prise en charge financière,
- nécessité de définitions de délais pour l'obtention des documents, pour les discussions, pour les échanges et pour le rendu du document final.
- nécessité d'un suivi des conclusions de l'expertise pour aider à un meilleur fonctionnement du réacteur et pour que la CLI puisse avoir un questionnaire plus construit.

C'est sur ces bases que vient de partir l'expertise sur la VD3 de Fessenheim.

...et l'expertise a ses limites

Même si les VD ont permis à la CLI d'alimenter un dialogue avec la centrale nucléaire, il est aussi apparu les limites de l'exercice. En effet, les dossiers sont énormes et nécessitent des connaissances que les experts bénévoles ont du mal à atteindre. Cependant, si sur le détail, ils n'ont pas les compétences pointues des professionnels, ils ont une approche plus globale non entachée des *a priori* qui empêchent ces professionnels de mettre en doute la pertinence de leurs propres études.

De plus, un suivi technique tous les 10 ans est insuffisant et rend la tâche encore plus difficile, car l'expertise repose sur un jeu complexe de ques-

tions-réponses que l'on construit pendant le temps de ladite expertise.

Cependant, le suivi des incidents et leur analyse par les CLI, minimum indispensable pour appréhender l'état de sûreté d'un site peut aider à combler cet écart entre deux VD.

En outre, la création de l'ANCLI et de son Comité scientifique, leur renforcement et élargissement depuis 2004 doivent fournir un appui solide aux CLI et les aider dans leurs questionnements vis-à-vis des exploitants concernés. En effet, la mutualisation des compétences permet aux CLI de gagner en efficacité. De plus ce mode de fonctionnement, en rassemblant toutes les données des sites, aide à faire des recoupements et à être plus efficace dans l'analyse des dossiers.

Toutefois, il reste encore un point délicat : l'obtention des documents.

Vous voulez dire que l'accès aux documents est difficile à obtenir ?

Différents niveaux de dossiers sont définis par l'exploitant comme relevant dans le meilleur des cas (si on peut dire) du secret industriel ou du secret économique et commercial, ou en cas extrême du secret défense.

L'expertise plurielle devient, alors, quasiment infaisable car l'accès aux documents relève de fait de la bonne volonté de l'exploitant et de l'intérêt qu'il y trouve. Quant à celui des citoyens, il n'est pas vraiment pris en compte.

En effet, pour analyser un dossier, il faut une cascade de préliminaires : pour obtenir un document, il faut le demander, mais pour cela il faut savoir qu'il existe ou avoir connaissance d'un dysfonctionnement ; et pour finir, il ne faut pas que l'exploitant considère que cet "aléa" est sans importance et donc n'en parle pas (ou même le cache ?) ; Cette cascade est d'ailleurs aussi valable pour l'ASN.

Le temps est évidemment là encore un obstacle de poids.

Une dernière remarque encourageante : la loi TSN (juin 2006) a donné une légitimité aux CLI. Elles doivent être consultées dans le cadre des enquêtes publiques, des révisions des autorisations de rejets et pour toutes modifications importantes des installations. De surcroît un financement pérenne doit



leur être assuré pour réaliser leurs missions de suivi des installations et d'information des populations. Et pour finir la naissance du Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire devrait, encore davantage, faciliter l'accès à l'information.

Pour conclure

L'expertise est un outil indispensable aux CLI seules, ou pour plus d'efficacité via l'ANCLI comme appui, pour qu'elles puissent :

- intervenir dans les processus de décisions en disposant d'études complémentaires de celles de l'exploitant et de l'autorité de contrôle ;
- aider les populations à formuler leurs questionnements ;
- répondre par des analyses différentes de celles de l'exploitant, de l'ASN, de l'IRSN aux légitimes questions du public et ce en utilisant toutes ces sources possibles.

En outre, du point de vue sûreté et suivi environnemental et sanitaire, cette démarche d'expertise apporte un complément aux analyses de l'exploitant et des pouvoirs publics.

Ne jamais oublier la vertu de l'œil externe aux systèmes de surveillance et de contrôle sur les dossiers.

Il faut cependant être conscient que l'expertise a ses limites : il y a peu d'experts hors des instances officielles et peu de laboratoires "pluralistes" universitaires, privés ou associatifs. De plus, les associatifs ont du mal à se structurer et ils manquent de temps pour être efficaces.

En conclusion, l'expertise exige :

- l'analyse de la notion de secret, sa délimitation et surtout la réponse claire sur le champ visé et ne pas se servir du secret comme un paravent facile pour refuser l'accès à un dossier ;
- le respect de toutes les opinions ;
- le temps pour organiser les discussions (et l'accès à toute la documentation, toute n'étant pas si simple à définir) pour pouvoir les organiser et qu'elles soient fructueuses d'où la difficulté introduite par une notion du secret floue et trop vaste ;
- la prise en compte de toutes les interrogations pour éventuellement modifier un projet ;
- l'obligation de réponses argumentées dans tous les cas (prise en compte ou rejet) et ce aussi sur ce qui est considéré comme secret ;
- l'acceptation des incertitudes et leur mise en évidence pour pouvoir mieux appréhender les limites d'une décision politique. ■

L'extension de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF au-delà de 40 ans : un programme industriel de grande ampleur

Extension of the operating life of EDF nuclear power plants beyond 40 years: a large-scale industrial programme

par Jean-Marc Miraucourt, directeur adjoint de la Division Ingénierie Nucléaire – EDF

Un Parc standardisé encore jeune, mis en service massivement dans les années 80

EDF exploite aujourd'hui 58 réacteurs nucléaires (unités de production) d'une puissance totale de 63 GW, répartis sur 19 sites (centrales) sur l'ensemble du territoire. L'ensemble de ces réacteurs est de technologie à eau pressurisée (REP). Choisie par EDF au début des années 1970 sur la base d'un retour d'expérience mondial conséquent, elle a été adaptée et déclinée sur chacun des réacteurs mis en service entre 1977 et 1999, et reprise pour l'EPR en construction à Flamanville.

Ce parc est aujourd'hui encore jeune: conçu initialement pour une durée d'exploitation de 40 ans, sa moyenne d'âge est de 23 ans.

De plus, ce parc dispose d'un atout sans équivalent au monde pour une telle puissance installée: c'est un parc standardisé. Le même concept et les mêmes principes technologiques sont développés sur chacun des 58 réacteurs exploités par EDF. Cette standardisation permet de mutualiser les ressources d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance et de disposer, pour l'ensemble du parc nucléaire, d'un retour d'expérience important.

Ce parc a été mis en service massivement entre 1977 (Fessenheim 1) et 1999 (Civaux 2). Ainsi, entre 1980 et 1990, c'est entre 4000 et 5000 GW par an qui ont été mis en service, soit l'équivalent de 3 EPR par an environ. Le premier enjeu de l'extension au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement de ce parc est de permettre le lissage dans le temps de son renouvellement.

Un outil de production homogène, plus sûr et plus performant au fil du temps

Sur la période 1990-2008, la production moyenne annuelle des réacteurs nucléaires français a progressé d'environ 30%. Le passage à des cycles d'utilisation de combustible de 12 à 18 mois a notamment permis cette amélioration des performances.

Du point de vue de la sûreté, les résultats du parc sont en constante amélioration. Cette amélioration traduit le fait qu'EDF accroît la sûreté opérationnelle de ses réacteurs au fil du temps grâce à la connaissance accumulée de ses installations et de leurs évolutions, en particulier grâce à :

– l'analyse et l'exploitation des enseignements tirés de l'important retour d'expérience national et international partagé par l'ensemble des exploitants nucléaires tous rassemblés au sein de l'organisation WANO (*World Association of Nuclear Operators*);

Executive Summary

As the operator of a safe and efficient nuclear plant fleet, with units currently averaging 23 years of service and technically designed to operate for at least 40 years, EDF is embarking upon its third phase of ten-yearly in-service inspections of its 900 MW units in 2009. Thanks to the constant improvements made to the operational management of its plants, and the safety reviews conducted during these ten-yearly inspections, the safety of EDF's plant fleet continues to increase over time. Following this third phase of ten-yearly inspections, EDF is aiming to extend the operation of its nuclear plants significantly beyond 40 years, the objective being to have the option, which has been technically validated at international level, to allow plants to operate for a period of 60 years. With this aim, EDF is defining a large-scale, industrial programme, to be implemented between 2015 and 2035, which will require visibility beyond the next ten years.





Carte des centrales nucléaires

– l'amélioration permanente, menée depuis le début de l'exploitation du parc, de l'organisation et des pratiques d'exploitation en matière de conduite des installations, de maintenance et de formation au service de laquelle, par exemple, chaque site nucléaire possède aujourd'hui un simulateur "pleine échelle".

Ainsi, les actions menées ces dernières années pour augmenter la sûreté opérationnelle des installations ont conduit à réduire sensiblement le nombre d'Événements Significatifs pour la Sûreté par tranche. De même, le taux d'Arrêts Automatiques Réacteur (AAR) se situe depuis 1999 en moyenne à un arrêt ou moins par tranche pour 7000 heures de fonctionnement, et a atteint à 0,5 en 2008.

Dans un autre domaine opérationnel, celui de l'environnement, l'impact de l'activité de la centrale nucléaire fait l'objet d'une surveillance attentive. Des efforts importants sont déployés pour réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides des centrales nucléaires dans l'environnement, dans le cadre de la réglementation. Ici aussi, des améliorations significatives ont été obtenues au cours du temps. Ainsi, de 1999 à 2008, tout en étant

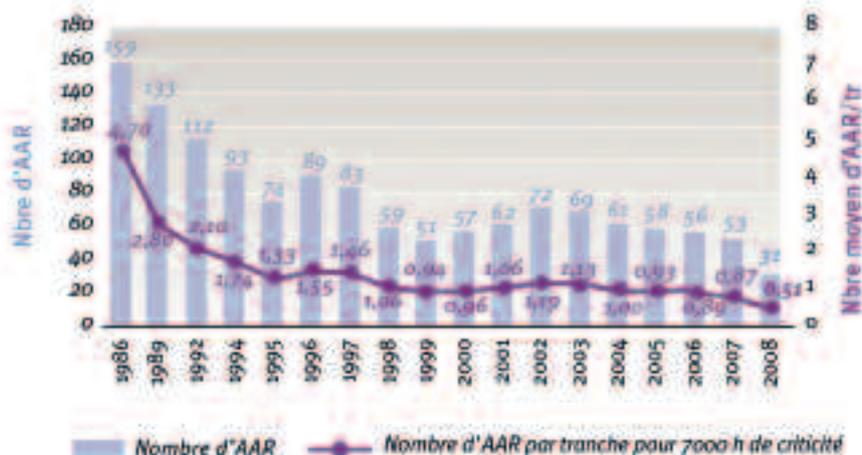
déjà largement en dessous des limites réglementaires, les rejets liquides ont été divisés par 30. Quant à l'exposition du milieu naturel aux rejets gazeux, elle est 1000 fois inférieure à la limite réglementaire pour le public et plus de 2000 fois inférieure à la radioactivité naturelle.

Cinq leviers mis en œuvre par EDF pour garantir une exploitation toujours plus sûre et performante des tranches dans la durée

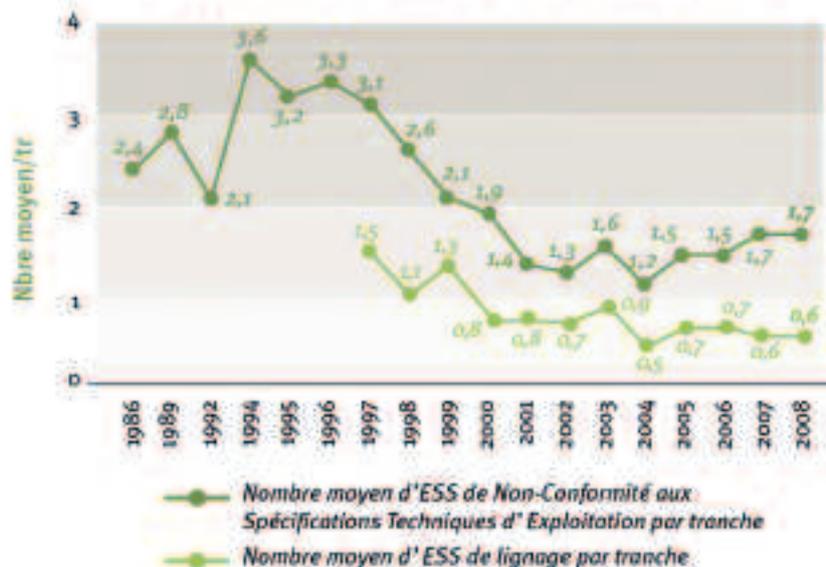
Au-delà du socle que constitue la maîtrise opérationnelle de l'exploitation des tranches développée ci-avant, l'atteinte des résultats actuels et leur amélioration dans le futur résulte de cinq leviers mis en œuvre par EDF depuis de nombreuses années. Ces cinq leviers constituent les piliers sur lesquels EDF compte s'appuyer pour accroître la durée de fonctionnement de son parc significativement au-delà de 40 ans.

Le premier levier repose sur les visites décennales. Ces visites décennales représentent un rendez-vous clé (une sorte de "grand carénage") pour les tranches nucléaires.

Arrêts Automatiques Réacteur



Événements Significatifs pour la Sûreté (ESS)



Évolution du nombre des AAR et du nombre d'ESS

Elles sont mises à profit pour améliorer, tous les dix ans, la sûreté des tranches (processus d'amélioration continue grâce aux réexamens décennaux de sûreté). À ce jour, EDF en est à sa troisième visite décennale sur le palier 900 MWe (qui débutera sur Tricastin et Fessenheim en 2009), à sa seconde visite décennale sur le palier 1300 MWe et à sa première visite décennale sur le palier 1500 MWe (qui débutera en 2009 sur Chooz). (Voir l'article spécifique de messieurs Friedrich et Bonnet sur la troisième visite décennale de Tricastin.)

Le second levier repose sur l'intégration de modifications parfois réalisées sans attendre les visites

décennales, lorsque l'enjeu sûreté le nécessite. Cela peut être le cas suite au retour d'expérience d'exploitation sur l'une des tranches du parc français ou à l'acquisition de nouvelles connaissances au plan national ou international. À titre d'exemple, la conception des puisards en fond de bâtiment réacteur de toutes les centrales d'EDF aura été modifiée entre 2005 et 2009 pour garantir leur bon fonctionnement en situation accidentelle. Cet exemple démontre également la capacité du design des réacteurs d'EDF à évoluer.

Troisième levier important: la maîtrise et l'anticipation de l'usure des matériels et installations. Il s'appuie sur un contrôle et un suivi permanents de



l'état des matériels, sur des actions de maintenance courante et sur des programmes de remplacement des principaux composants tels que les générateurs de vapeur ou les couvercles de cuves.

Par ailleurs, des parades à l'obsolescence des matériels sont mises en place afin de garantir le suivi et l'entretien des matériels dans de bonnes conditions. La sécurité et la qualité des stocks de pièces de rechange pour celles qui ne sont plus fabriquées par les constructeurs, et le lancement de nouvelles fabrications si nécessaire, sont des aspects cruciaux pour garantir la pérennité de fonctionnement des installations. *(Voir l'article spécifique de M. Cangini sur le traitement de l'obsolescence.)*

Le quatrième levier nécessaire pour la poursuite de l'exploitation dans la durée des centrales nucléaires est le maintien et le renouvellement des compétences d'ingénierie et d'exploitation. En effet, les compétences humaines en charge de l'exploitation et de l'ingénierie du parc sur plusieurs dizaines d'années nécessitent un renouvellement constant pour, dans le temps, au moment des départs en inactivité, intégrer des compétences nouvelles tout en conservant une connaissance des matériels existants.

Enfin, le cinquième levier repose sur un programme de R&D important développé sur la durée en interne dans les services d'EDF et en externe en collaboration avec des partenaires nationaux (CEA, CNRS, IRSN, AREVA, etc.) et internationaux (Communauté Européenne, EPRI aux USA, etc.), pour disposer à tout moment des meilleures connaissances techniques et des avancées technologiques les plus récentes au profit des installations.

Les domaines de recherche couvrent tous les aspects essentiels de la conception et de l'exploitation : comportement des matériels (notamment sous irradiation) en conditions normales et accidentelles, calculs neutroniques, thermohydrauliques ou mécaniques, vieillissement des installations, tenue au séisme, facteur humain, etc.

La durée de fonctionnement des Réacteurs à Eau Pressurisée : une cible technique jusqu'à 60 ans validée au plan international

Les réacteurs à eau pressurisée présentent des atouts importants : tous les matériels sont inspectables et tous les composants sont remplaçables, à

l'exception de la cuve du réacteur et de l'enceinte qui sont néanmoins dans une certaine mesure réparables.

Pour ces deux composants, il est indispensable que l'exploitant puisse démontrer la sûreté et la résistance des matériaux aux effets du temps et de l'irradiation, et ainsi garantir qu'ils joueront pleinement leur rôle de barrière contre l'éventuelle dispersion de radioactivité, en particulier en situation accidentelle. C'est tout le sens des inspections et tests de résistance effectués lors des visites décennales.

Dans le monde, de nombreuses compagnies d'électricité exploitent des centrales nucléaires mises en service à une période antérieure ou similaire au programme de construction d'EDF. La moyenne d'âge du parc nucléaire mondial est de 27 ans.

Un benchmark international a été mené par EDF sur la durée de fonctionnement des centrales nucléaires et les politiques de maintenance associées, en Allemagne, en Belgique, en Grande-Bretagne, en Suisse, en Hollande, en Suède et aux USA.

Aux USA, par exemple, dans le cadre d'une durée de fonctionnement de 60 ans au moins, des investissements significatifs ont été effectués avec le changement de gros composants. Aujourd'hui 54 centrales nucléaires américaines (dont 36 réacteurs à eau pressurisée) ont d'ores et déjà obtenu des licences pour fonctionner jusqu'à 60 ans.

En Europe, l'accroissement de la résistance des centrales aux agressions externes d'origine climatique, sismique, humaine ou interne (incendie) constitue un enjeu-clé dans les autorisations réglementaires de fonctionner sur des durées plus importantes. De nombreux exploitants (Suisse, Suède, Pays-Bas) se sont engagés dans des programmes d'extension à 60 ans de la durée de fonctionnement de leur parc nucléaire.

L'expérience internationale en matière de durée de fonctionnement valide donc concrètement une cible technique de 60 ans pour les réacteurs de la filière à eau pressurisée.

Le programme industriel lancé par EDF pour permettre une durée d'exploitation au-delà de 40 ans

L'ambition d'EDF est de mettre en place les conditions techniques permettant d'exploiter les

tranches au-delà de 40 ans et de maintenir ouverte l'option technique d'une durée d'exploitation de 60 ans. Cette ambition ne peut s'entendre qu'avec un niveau de sûreté exemplaire, une qualité et des performances d'exploitation qui rendront la poursuite du fonctionnement industriellement responsable. C'est pourquoi EDF souhaite engager dès 2015 et sur une période de vingt ans des investissements exceptionnels sur ses installations, afin de se donner les moyens de réussir ce challenge technique et industriel.

Il est bien évident que cette ambition se traduira d'abord par l'amplification de la mise en œuvre des cinq leviers cités plus haut. De plus, EDF compte anticiper, à partir des troisièmes et quatrièmes visites décennales du palier 1300 MWe (VD3 1300 et VD4 1300) et des quatrièmes visites décennales du palier 900 MWe (VD4 900), la mise en œuvre d'une importante réévaluation de la sûreté de ses centrales pour augmenter encore leur robustesse aux agressions ainsi que, dans le même temps, réduire encore la probabilité d'accidents hypothétiques avec fusion du cœur et en accroître la maîtrise.

De plus, des investissements significatifs sont à programmer pour la maîtrise de l'usure des composants et des différents matériels des installations à la fois sur la partie nucléaire et la partie classique des installations.

Le maintien et le renouvellement des compétences d'ingénierie et d'exploitation, le développement de la R&D, notamment au sein du Material Ageing Institute (Institut de Vieillesse des Matériaux, qui fédère autour d'EDF différents exploitants

mondiaux sur ce thème) constituent aussi des aspects essentiels pour maintenir ouverte l'option technique de 60 ans de durée de fonctionnement, sans obérer la qualité d'exploitation. Des actions sont d'ores et déjà lancées pour se doter des meilleures compétences et anticiper les risques d'érosion du savoir-faire par l'évolution d'une pyramide des âges qui serait déséquilibrée.

EDF a prévu d'investir plus de 20 milliards € pour ce programme industriel sur la période 2015 – 2035 (400 millions € par tranche en moyenne).

Compte-tenu de son ampleur, pour engager ce programme d'investissements et pour planifier sa réalisation en conformité avec les possibilités réelles du tissu industriel, une visibilité au-delà de dix ans sur la durée de fonctionnement des tranches est nécessaire.

Pour conclure, il est important de souligner que, au moment où en 2009 les troisièmes visites décennales du palier des centrales nucléaires 900 MWe débutent, le programme industriel qui sera déployé entre 2015 et 2035 prévoit d'aller bien au-delà des programmes décennaux actuels et nécessite de ce fait de disposer d'une visibilité allant au-delà de dix ans. C'est pourquoi, tout en restant dans le cadre réglementaire cadencé par les visites décennales, et en fonction de la visibilité technique dont elle disposera sur un plus long terme, EDF engagera ce programme industriel de grande ampleur destiné à lui donner les moyens de poursuivre, dans la durée, l'exploitation d'un parc de centrales nucléaires sûr et performant et de le renouveler à un rythme raisonnable d'un point de vue technique et industriel. ■



La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires : l'apport du rapport de l'OPECST de mai 2003

The continued operation of nuclear power plants contents of the May 2003 OPECST report



Claude Birraux



Christian Bataille

par **Claude Birraux**, député de Haute-Savoie, président de l'OPECST et **Christian Bataille**, député du Nord, membre de l'OPECST

L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) nous a confié la mission d'analyser la question de la durée de vie des centrales nucléaires en novembre 2002. À l'époque, il s'agissait de contribuer au "Débat national sur les énergies" qui a préparé la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique. L'option d'une prolongation de la durée de vie du parc existant des centrales nucléaires méritait en effet un examen approfondi dans

la perspective du lancement de constructions nouvelles liées à la disponibilité prochaine des réacteurs EPR de troisième génération.

Un enjeu à la fois sectoriel et national

De fait, la question de la durée de vie des réacteurs REP de deuxième génération avait été soulevée par l'Office parlementaire dès 1998, à l'occasion d'un des rapports annuels de Claude Birraux sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, qui s'attachait à examiner, cette année-là, le "projet de réacteur nucléaire franco-allemand"¹. Le fait que la simple stabilisation du parc existant ne suffirait pas pour faire face à l'augmentation prévisible à moyen terme de la demande française d'électricité constituait un argument de poids en faveur du lancement du programme EPR ; or, l'argument valait a fortiori si l'on ne pouvait compter que sur une durée de vie limitée des centrales de deuxième génération ; de là, l'importance accordée, dès cette époque, à une réflexion stratégique sur les conditions de la prolongation de l'exploitation des centrales existantes.

Cette réflexion stratégique doit conserver en ligne de mire le double objectif de préserver la position de premier rang de l'industrie nucléaire française au niveau mondial et de garantir l'approvisionnement en électricité de l'économie nationale.

La puissance de l'industrie nucléaire française dépend en effet de sa capacité à demeurer à la pointe de la technologie, dont l'aptitude à maintenir

Executive Summary

MM. Birraux and Bataille point out that the issue concerning the lifetime of nuclear power plants has already been examined in a report they published under the auspices of the Parliamentary Office for Scientific and Technological Assessment in May 2003.

Their study sought a fair way of handling this matter. They tried to strike a balance between the commercial perspectives of electric companies, consumers' economic interests, technological developments in the nuclear industry, and national energy independence, without reducing the high level of nuclear safety requirement.

In this document, they advised first, to increase investment for research into materials ageing, second, to orient the ten-year review process towards continuing rather than stopping activity and third, to assert the absolute rule that, for obvious safety reasons, each decision regarding the lifetime of nuclear power plants had to be made on a case-by-case basis.

Today they observe that all the necessary improvements have indeed been made. On one hand, EDF now benefits from a grant to increase the competitiveness and safety of present-day power plants; on the other hand, the Act of 13th June 2006 organized a more constructive ten-year review process while at the same time it continued to empower the case-by-case rule.

This framework fosters the ongoing, progressive replacement of old reactors by the EPR. This is being done with efficient speed and on a non-dramatic basis.

1. "Rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires - [8^e rapport]", juin 1998. Il est disponible à l'adresse suivante: <http://www.senat.fr/rap/097-4841.html>

un parc opérationnel au meilleur niveau de performance et de sûreté porte témoignage, au même titre que les recherches sur les réacteurs des générations futures. La prolongation d'un parc opérationnel dans les meilleures conditions de sûreté constitue en soi une démonstration de force technologique.

Par ailleurs, l'économie de coûts de production de l'électricité avec un réacteur amorti économiquement représente environ 100 millions d'euros par an. Dans la mesure où l'avantage pour les exploitants se répercute sur le prix de l'électricité, la question de la durée de vie des centrales nucléaires constitue aussi un élément tout à la fois du pouvoir d'achat des consommateurs, et de la compétitivité de l'économie française. L'enjeu de la durée de vie des centrales nucléaires est donc à la fois sectoriel et national.

Une actualité prégnante mais pas urgente

La France a construit son parc électronucléaire en un temps très court. Sur les 58 réacteurs aujourd'hui en service, 45, c'est-à-dire plus des trois-quarts, ont été couplés au réseau entre 1980 et 1990. De là résulte cet "effet de falaise" qui a pour conséquence que, si la durée d'exploitation effective de ces réacteurs ne dépassait pas la durée de vie de conception initiale, soit 40 ans, 13 réacteurs seraient arrêtés d'ici à 2020 et 24 réacteurs supplémentaires entre 2020 et 2025.

Maintenant que certaines centrales du parc en service atteignent leur trentaine d'années de fonctionnement, la question de la durée de vie des centrales nucléaires revêt une importance bien concrète. L'année 2009 verra débiter les troisièmes visites décennales pour le réacteur 1 du Tricastin et le réacteur 1 de Fessenheim.

Heureusement les décisions politiques fondamentales permettant de gérer cette situation en échappant à la pression de la nécessité ont été prises : un réacteur EPR est en construction à Flamanville, dans la Manche, depuis 2007 ; un deuxième réacteur EPR doit entrer en chantier d'ici 2012 à Penly en Seine-Maritime.

L'objectif des quarante années de fonctionnement, voire davantage, ne semble pas impossible à atteindre pour la majorité des réacteurs d'EDF. Toutefois, rien n'exclut par principe que certains réacteurs ne puissent pas raisonnablement, c'est-à-dire à un coût économique acceptable, être prolongés au-delà de 40 ans.



Rapport de l'OPECST sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs - Mai 2003

Notre rapport de mai 2003 au nom de l'OPECST² s'est donné pour objectif d'engager la réflexion sur la durée de vie des centrales nucléaires à travers quelques interrogations simples mais fondamentales : Quels sont les phénomènes pouvant limiter la durée d'exploitation des centrales nucléaires ? Comment gérer au mieux la lutte contre leur vieillissement, compte tenu du coût que cela représente ? À quel rythme les avancées dans la technologie des réacteurs doivent-elles conduire au renouvellement du parc électronucléaire français ?

Nos conclusions ont tenu en quelques recommandations simples entérinées notamment par la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.

Le phénomène de vieillissement

Le vieillissement est une notion le plus souvent connotée négativement en matière de performance, car les phénomènes de vieillissement sont le plus souvent considérés comme altérant les résultats d'exploitation du fait d'une dégradation des matériels

2. "Rapport sur la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs", mai 2003. Il est disponible à l'adresse suivante : <http://www.assemblee-nationale.fr/12/pdf/rap-off/i0832.pdf>



et de leurs fonctionnalités. S'agissant d'une centrale nucléaire, les matériels sont conçus au départ pour fonctionner avec des marges de sécurité importantes. Tant que les marges de sécurité ne risquent pas d'être consommées, l'installation peut être considérée comme aussi sûre qu'elle l'était à l'état initial. En définitive, toute la question est donc d'estimer la cinétique de consommation des marges de sécurité pendant un cycle d'utilisation.

La bonne marche d'une centrale nucléaire dépend d'un très grand nombre de composants. Il n'en demeure pas moins qu'une attention particulière doit être accordée aux composants non remplaçables dont la dégradation au-delà d'une limite définie par des considérations de sûreté impose l'arrêt de l'installation. Cela concerne tout particulièrement la cuve du réacteur et l'enveloppe de confinement, dont le vieillissement fait en conséquence l'objet d'une surveillance spécifique.

La dégradation des matériels peut avoir différents types de causes. Les plus importants dans les centrales nucléaires sont les chocs thermiques entraînés, par exemple, par des arrêts d'urgence ou l'irradiation neutronique dans le cas de la cuve. Il se produit aussi des processus de corrosion, source de fissuration ou encore d'érosion, par exemple sur certaines parties des circuits secondaires lorsque le débit est élevé avec un pH faible. La fatigue ou l'usure peuvent elles aussi induire des fissurations, par exemple dans les mécanismes des grappes de contrôle de la réactivité. La perte de précontrainte du béton des enceintes est également rangée dans le domaine des mécanismes de dégradation liés au vieillissement des centrales nucléaires.

Les phénomènes de vieillissement n'ont pas nécessairement des comportements linéaires. Certains défauts n'évoluent plus dans le très long terme. Mais la fragilisation d'un métal fait qu'à sollicitation égale, les risques de rupture s'accroissent. Au final, pour pouvoir effectuer des prévisions, une connaissance fine des mécanismes à l'œuvre est indispensable.

L'apport clef de la recherche et de la formation

La modernisation des centrales nucléaires en service est une question complexe, compte tenu de ses conséquences financières. Diverses options sont possibles : se contenter de maintenir les réacteurs en l'état ou, au contraire, les rénover en permanence ; limiter les modifications au niveau des

exigences minimales de l'autorité de sûreté ou, au contraire, profiter de toute tâche d'entretien pour incorporer un progrès technique permettant d'accroître les performances de l'installation.

Dans la pratique, tous les exploitants, en France et dans le monde, poursuivent une stratégie de valorisation maximale de leur parc électronucléaire en misant sur l'extension de la durée de vie, et arbitrent aussi en faveur d'une politique de modernisation continue.

Cette stratégie se traduit par un effort de recherche permanent, de l'ordre de plusieurs dizaines de millions d'euros par an dans chaque pays. Cet effort bénéficie pour partie d'un retour d'expérience de l'ensemble du parc international, grâce notamment au concours de l'AIEA, qui lance régulièrement des programmes favorisant des échanges de résultats sur divers aspects du vieillissement : entre 1993 et 1995 sur les piquages du circuit primaire au niveau de la cuve et des vannes motorisées ; entre 1993 et 1999 sur les câbles de contrôle-commande ; en 2004 et 2005 sur les pertes de précontrainte du béton des enceintes de confinement.

Les études de vieillissement sur longue durée intègrent une part croissante de simulations numériques, qui supposent une connaissance préalable approfondie des mécanismes en jeu aux différentes échelles atomiques, microscopiques, macroscopiques.

En France, la recherche sur le vieillissement implique non seulement le constructeur, AREVA, et l'exploitant, EDF, mais encore le CEA, et aussi l'IRSN en tant qu'appui technique de l'ASN.

L'effort de mise au point de l'EPR a lui-même contribué à la progression des connaissances sur le comportement des matériaux.

Cependant pour optimiser l'effort de maintien à haut niveau de la performance et de la sûreté des matériels, il faut que les hommes qui les utilisent soient eux-mêmes au meilleur niveau de compétence.

Voilà quelques années, les organisations internationales comme l'AIEA et l'AEN OCDE relayaient l'inquiétude que le secteur nucléaire rencontre des difficultés à pallier les départs en retraite des générations qui ont construit les parcs actuels et à maintenir un volume de commandes suffisant pour garder en activité les constructeurs et les entreprises de service indispensables. Cette inquiétude se

trouvait déjà atténuée par l'observation que la prolongation de la durée de vie des réacteurs, en générant des bénéfices considérables, était, en soi, suffisante pour recruter les spécialistes et pérenniser la qualité technique du personnel, à condition bien sûr que les conditions de rémunération consenties par l'industrie et les exploitants soient suffisamment attractives.

Mais le renouveau mondial de l'intérêt pour l'énergie nucléaire, en ouvrant une perspective de construction de nouveaux réacteurs, est désormais de nature à empêcher l'effondrement en capital humain du secteur. En France, les principaux acteurs industriels, comme EDF et AREVA, n'ont de fait jamais rencontré de problèmes de recrutement.

La pérennité de la qualité du tissu des sous-traitants demeure en revanche un sujet d'attention. Il ne s'agit pas d'une question annexe car elle concerne en France environ 25000 employés répartis dans 1000 entreprises. Le développement de relations de longue durée avec les fournisseurs, veillant à les aider à lisser leur volume d'activité tout au long de l'année, contribue cependant à maintenir un haut niveau de compétence de leur main-d'œuvre.

Le lien avec le déploiement des nouveaux réacteurs

Le choix d'une technologie de production de l'électricité revêt souvent une importance critique et peut soulever de grandes difficultés. On l'a bien vu dans notre pays à la fin des années 1960, lorsqu'il a fallu opérer une révision déchirante de nos options nucléaires initiales et abandonner la filière graphite-gaz au profit des réacteurs à eau pressurisée.

Mais la possibilité de combiner harmonieusement la prolongation de la durée du parc en service et la préparation d'une solution de remplacement permettent de se garantir au mieux des aléas techniques, réglementaires et économiques.

Pour ne pas être obligé de rééditer le "sprint" de 10 à 15 ans qui a été effectué par l'industrie nucléaire française dans les années 1980, il fallait que de nouveaux réacteurs puissent entrer en fonctionnement, c'est-à-dire en service industriel, dès 2020. Ceci impliquait que la France dispose, dès 2015, d'un réacteur ayant déjà fonctionné pendant quelques années.

La construction du démonstrateur EPR, prévue par l'article 9 de la loi du 13 juillet 2005 de programme



Rapport de l'OPECST sur l'évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie – Mars 2009

fixant les orientations de la politique énergétique, puis autorisée par le décret du 10 avril 2007, a répondu pleinement à cette préoccupation. La voie est ainsi ouverte au remplacement progressif du parc des réacteurs de deuxième génération, à un rythme d'autant plus facile à moduler que les unités susceptibles d'arriver les premières en fin de vie produisent 900 MWe alors que les réacteurs EPR ont une puissance de 1600 MWe, presque double.

L'effet de série pourra en outre jouer pleinement puisque, après avoir annoncé officiellement, à la fin de janvier 2009, la construction du deuxième EPR à Penly, le Président de la République a indiqué, lors de son discours du 6 février à Flamanville, que le projet d'un troisième chantier EPR était déjà à l'étude.

Le fait de disposer transitoirement d'une capacité excédentaire n'est pas perçu comme une contrainte puisque le renforcement du marché unique européen permet d'orienter les flux excédentaires vers l'exportation.

À moyen terme, un relèvement de la capacité de production en base devrait répondre en outre au besoin d'accroître l'électrification de la consommation énergétique pour lutter contre l'effet de serre, ainsi que l'a montré le récent rapport que nous



avons publié au nom de l'OPECST sur l'évaluation de la stratégie de recherche en matière d'énergie³. Le développement futur d'un parc de véhicules hybrides rechargeables nécessitera en effet une augmentation sensible de la production d'électricité sans émission de dioxyde de carbone. Par ailleurs, M. Bernard Bigot, Haut commissaire à l'énergie atomique, a montré comment des excédents saisonniers d'électricité pourraient être stockés sous forme de biocarburants obtenus par voie thermo-chimique, grâce à un apport d'hydrogène obtenu par électrolyse.

La consolidation ainsi décidée du potentiel électro-nucléaire de la France permet de poursuivre de manière sereine les recherches sur les réacteurs de quatrième génération, dont la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a prévu que le premier prototype devait être mis en exploitation avant la fin de l'année 2020.

Plusieurs sauts technologiques devront être réussis pour cette nouvelle génération, de façon à encore améliorer la sûreté d'exploitation, à réduire la quantité de déchets radioactifs produits, à transmuter les déchets à haute activité issus des précédentes filières, mais aussi à confirmer la possibilité d'une conception éventuellement modulaire afin de pouvoir s'adapter à tous types de réseau et à élargir autant que possible les débouchés de l'énergie nucléaire à la cogénération de chaleur et d'électricité, à la désalinisation de l'eau de mer et à la production d'hydrogène à partir de l'eau.

La mise en œuvre des recommandations

Notre rapport de mai 2003 sur la durée de vie des centrales nucléaires, qui traitait aussi des nouveaux types de réacteurs, comportait en fait trois recommandations spécifiques relativement à ce premier sujet : renforcer les recherches sur l'amélioration des performances des réacteurs en service ; adapter le contexte juridique des visites décennales ; affirmer le principe d'une prolongation de durée de vie au cas par cas.

La première recommandation a trouvé sa concrétisation dans un soutien appuyé de l'État aux

recherches sur l'amélioration de la compétitivité et la sûreté du parc actuel ; elles mobilisent plus de 135 millions d'euros dans la loi de finances pour 2009, le CEA assurant le pilotage d'un effort coordonné impliquant également EDF et AREVA.

Le contexte juridique des visites décennales, qui relevait pour partie de la simple pratique, a été consolidé par l'article 29 de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire. Le décret d'autorisation de création d'une installation nucléaire ne fixe pas une limitation à la durée de vie, mais un réexamen de sûreté est prévu tous les dix ans.

Toutefois, comme notre rapport de mai 2003 l'avait souhaité, le décret d'autorisation peut fixer une périodicité différente si les particularités de l'installation le justifient.

C'est l'exploitant de l'installation qui procède au réexamen de la sûreté de son installation. Il adresse à l'ASN et aux ministres chargés de la sûreté nucléaire un rapport comportant les conclusions de cet examen et, le cas échéant, les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation. Après analyse du rapport, l'ASN peut imposer de nouvelles prescriptions techniques ; elle communique aux ministres chargés de la sûreté nucléaire son analyse du rapport.

Cette procédure permet d'ériger en règle générale la poursuite de l'activité, et en exception la mise à l'arrêt définitif, sous réserve du principe fondamental de l'examen au cas par cas de chaque réacteur.

Elle garantit aussi que chaque visite décennale concluant à la poursuite de l'activité se traduit par un progrès de la sûreté des installations, par intégration des dernières avancées scientifiques et technologiques, "*en prenant en compte les meilleures pratiques internationales*", précise la loi du 13 juin 2006.

Ainsi le rapport de mai 2003 de l'OPECST a ouvert la voie à une gestion équilibrée de la durée de vie de nos centrales nucléaires, permettant de concilier au mieux l'avantage commercial de l'exploitant, l'intérêt économique du consommateur, le développement technologique de la filière, l'indépendance énergétique du pays, sans mettre aucune en cause la priorité absolue de la sûreté nucléaire. ■

3. "Rapport sur l'évaluation de la stratégie nationale de recherche en matière d'énergie", mars 2009. Il est disponible à l'adresse suivante : <http://assemblee-nationale.fr/13/pdf/rap-off/1493.pdf>

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

par **Nicolas Barber**, adjoint au chef du bureau production électrique, Direction générale de l'énergie et du climat – Ministère de l'Écologie, de l'Énergie du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire

Dans un contexte énergétique en évolution rapide, la France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre. Ainsi, la politique énergétique française doit conjuguer, dans le cadre de l'intégration des marchés européens, l'impératif de la lutte contre le changement climatique, la nécessité d'assurer la sécurité de notre approvisionnement et la maîtrise de l'impact de la hausse des prix des énergies fossiles. La France dispose d'outils de programmation permettant de décliner ses objectifs stratégiques en termes de production d'électricité et de chaleur et d'infrastructures gazières.

La révision des programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production d'électricité et de chaleur et du plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP), demandée par Jean-Louis Borloo, Ministre d'État, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, est le moyen privilégié pour établir notre feuille de route en matière énergétique à l'horizon 2020 en cohérence avec les objectifs européens et les ambitions affichées en conclusion du Grenelle de l'environnement.

Les PPI et le PIP déclineront ainsi les objectifs ambitieux d'économie d'énergie fixés dans la loi de programme pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, notamment les objectifs structurant de réduction de la consommation du parc bâti et de développement massif des énergies renouve-

lables (notamment pour la biomasse et l'éolien). Les PPI et le PIP intégreront une dimension européenne et concrétiseront la contribution française aux objectifs européens notamment en portant la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale française à 23%.

En ce qui concerne l'électricité, la PPI fixera des objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie et, le cas échéant, par zone géographique à l'horizon 2020. Les objectifs intégreront les nombreuses incertitudes en ce qui concerne l'offre et la demande notamment s'agissant de l'évolution et de la durée de vie du parc nucléaire actuel ou du rythme de concrétisation des scénarios de rupture voulus par le Grenelle de l'environnement en terme de développement des énergies renouvelables ou d'économie d'énergie. La PPI électricité 2009 veillera ainsi à disposer des marges de manœuvre nécessaires pour permettre de garantir une sécurité de l'approvisionnement en électricité tout en préservant la capacité de prendre toute décision relative à la sûreté de l'exploitation de notre parc nucléaire.

Enfin, les régions Bretagne et Provence Alpes Côtes d'Azur (PACA) ayant été identifiées par le gestionnaire de réseau électrique (RTE) comme des zones de forte fragilité électrique, la PPI portera une attention toute particulière à la sécurité d'approvisionnement en électricité de ces régions à court terme et à l'horizon 2020. ■



Le vieillissement des cuves de réacteurs nucléaires à eau sous pression

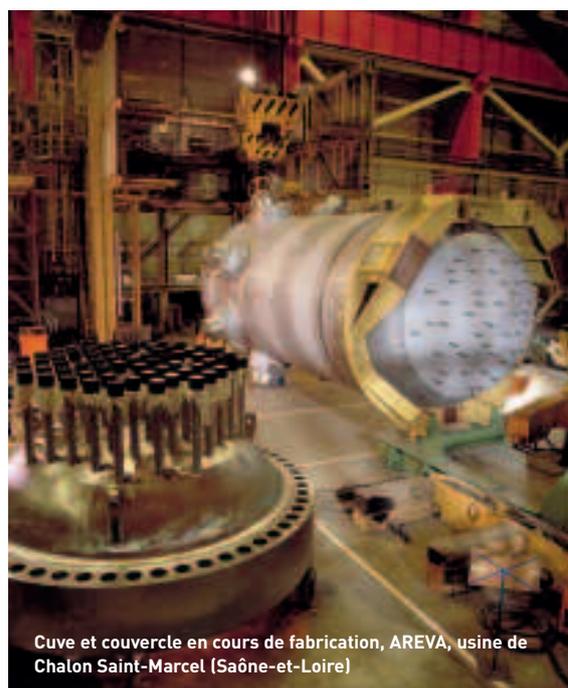
The aging of pressurized water nuclear reactor vessels

par **Laure Monin**, chargée d'affaires à la Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN) et **Bernard Monnot**, adjoint au chef du Bureau d'analyse des matériels mécaniques (IRSN)

Les cuves de réacteurs 900 MWe

Dans les centrales électronucléaires à eau sous pression, la chaleur est produite par la fission des noyaux d'uranium du combustible placé dans le cœur du réacteur. Ce cœur, formé par l'ensemble des assemblages de combustible, est contenu dans la cuve du réacteur.

Cette cuve constitue une partie du circuit primaire principal, qui contient le fluide dit primaire circulant à travers le cœur du réacteur dans la cuve, et qui assure le confinement des éléments radioactifs. La cuve permet également l'introduction des barres de contrôle du cœur et de différents dispositifs de mesure (neutronique, température). Elle joue donc un rôle essentiel vis-à-vis des trois fonctions de sûreté de l'installation : confinement, maîtrise de la réactivité et refroidissement. Son intégrité doit donc être garantie et démontrée dans toutes les situations de fonctionnement, normal et accidentel, et pour toute la durée de son exploitation. À l'inverse d'autres appareils du circuit primaire et des circuits secondaires, tels les générateurs de vapeur, EDF n'envisage pas le remplacement de la



Cuve et couvercle en cours de fabrication, AREVA, usine de Chalon Saint-Marcel (Saône-et-Loire)

cuve. La durée d'exploitation d'un réacteur est par conséquent intrinsèquement liée à la justification de l'aptitude à l'emploi de la cuve.

Description

La cuve est composée d'un corps de cuve et d'un couvercle (photo ci-avant). Le corps de cuve des réacteurs 900 MWe est un ensemble mécanosoudé de grande dimension, environ 13 mètres de haut et 7 mètres de diamètre pour un poids de 330 tonnes. Il est relié aux trois boucles du circuit primaire via six tubulures. Le fond de la cuve ainsi que le couvercle sont munis de traversées permettant le passage de l'instrumentation du cœur et des mécanismes de commande des grappes.

La cuve est constituée de pièces forgées et usinées (figure 2) : viroles (B et C), calotte de fond (F), brides

Executive Summary

In pressurized water nuclear power plants, heat is produced by the fission of the uranium cores, a constituent of the fuel rods placed in the reactor core. This core formed by the set of fuel assemblies is contained in the reactor vessel.

As a part of the second confinement barrier of the radioactive elements, the vessel enables the reactor core to be cooled the primary fluid, to be controlled by the control rods, and to be supervised. Its role is of prime importance for the safety of the plant.

Its integrity must therefore be guaranteed and must be demonstrated under all operating conditions and for the entire duration of its operation. Contrary to other devices of the primary circuit, like the steam generators, the replacement of a vessel is not an operation considered by EDF. The working life of the facility is consequently linked to the justification of the suitability of the vessel's use.

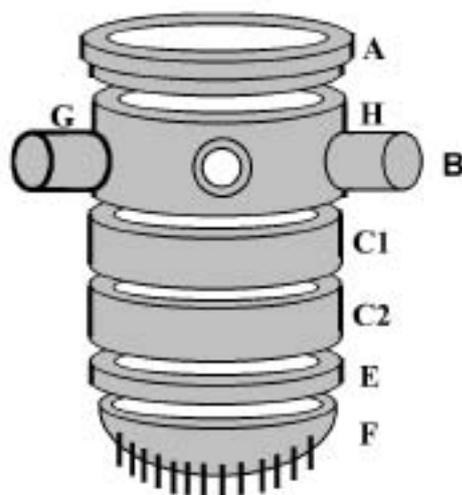


Figure 2 : pièces constitutives du corps de cuve

(A et E) et tubulures (G et H). Ces pièces sont en acier faiblement allié (nuance 16MND5), soudées entre elles et protégées de la corrosion par un revêtement mince en acier inoxydable déposé par soudage sur la surface intérieure. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve atteint 200 mm.

Fonctionnement

Le cœur du réacteur est refroidi par l'eau du circuit primaire principal dont la pression est égale à 155 fois la pression atmosphérique. L'eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290 °C et en ressort à environ 325 °C en évacuant l'énergie produite par le cœur. La cuve d'un réacteur à eau sous pression est donc soumise aux conditions de température et de pression du circuit primaire principal, ainsi qu'à l'irradiation neutronique engendrée par les réactions nucléaires se produisant dans le cœur. Ces réactions se traduisent notamment par l'émission de neutrons d'énergie importante.

Effets de l'irradiation sur le matériau de la cuve

Une partie des neutrons émis parviennent jusqu'à la cuve ; ils entrent en collision avec les atomes de l'acier de la cuve et, sous l'effet du choc, créent des désordres au sein de la structure microscopique du métal. Ces désordres constituent le dommage d'irradiation en s'accumulant au fil du temps. Les viroles de cœur, constituant la partie cylindrique de la cuve située au niveau du cœur, sont particulièrement touchées par ce phénomène.

Ce dommage d'irradiation provoque une augmentation de la dureté ainsi qu'une augmentation des caractéristiques de traction, limite d'élasticité et charge à la rupture. Le dimensionnement de l'épaisseur de la cuve qui repose sur le respect d'une contrainte admissible définie à partir des caractéristiques de traction de l'acier n'est donc pas remis en cause par le dommage d'irradiation.

Par contre, l'augmentation des caractéristiques de traction s'accompagne d'une fragilisation du matériau, se manifestant par une diminution de la ténacité de l'acier de cuve notée K_{IC} : cela signifie que sa capacité à résister à un effort mécanique en présence d'un défaut, qui dépend fortement de la température, diminue avec l'importance de l'irradiation, donc avec la durée d'exploitation du réacteur. En d'autres termes, la température en dessous de laquelle l'acier de la cuve a un comportement fragile — représentée par la température de transition RTNDT — augmente au cours de l'exploitation du réacteur (figure 3). L'hypothèse de la rupture de la cuve n'ayant pas été retenue à la conception des réacteurs à eau sous pression pour la définition et le dimensionnement des systèmes de sauvegarde, la fragilisation due à l'irradiation ne doit en aucun cas conduire à un risque de rupture de la cuve lors d'un événement sollicitant. Cette fragilisation sous irradiation doit donc, pour rester acceptable, conduire, jusqu'à la fin de l'exploitation du réacteur, à une ténacité du matériau suffisante pour permettre la justification de la résistance à la rupture brutale de la cuve en toute situation de fonctionnement, compte tenu de marges de sécurité prévues par la réglementation française. Si tel n'est plus le cas, le haut niveau de sûreté exigé pour la cuve n'est plus garanti et la mise à l'arrêt définitif du réacteur doit être effectuée.

Programme de surveillance de l'irradiation

Le phénomène de fragilisation sous irradiation étant connu depuis plusieurs décennies, l'irradiation et l'évolution des caractéristiques mécaniques de l'acier des cuves du parc français font l'objet, depuis l'origine, d'un programme de surveillance d'irradiation (PSI). Imposé à l'origine dans la réglementation française¹, il a été décliné spécifiquement sur chaque cuve, dès leur fabrication.

1. Article 41 de l'arrêté du 26 février 1974 relatif à la construction du circuit primaire principal des chaudières nucléaires à eau, puis article 12 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression.



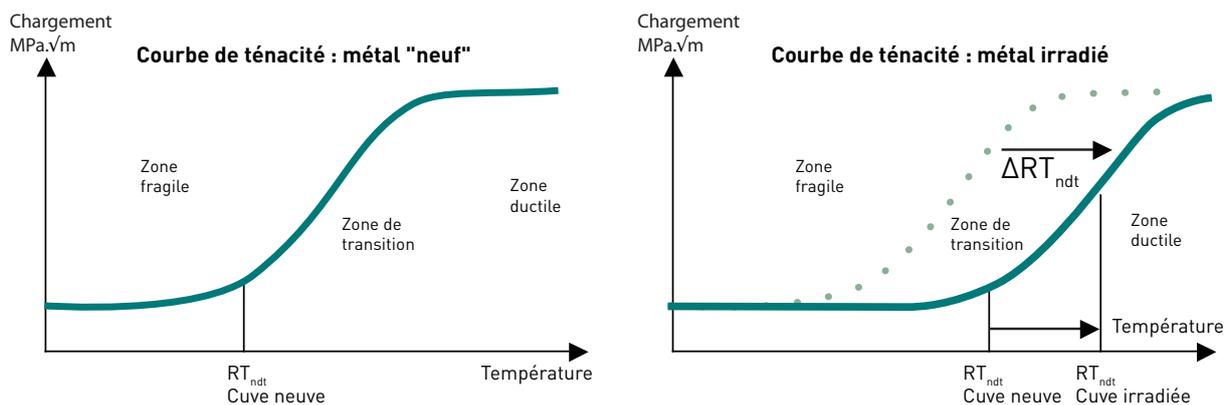


Figure 3 : effets de l'irradiation sur la ténacité du matériau de la cuve

Le PSI est un élément essentiel de l'analyse de la tenue en service des cuves. Il permet de vérifier en permanence la validité des hypothèses utilisées dans la démonstration de l'intégrité de la cuve en toute situation de fonctionnement : niveau d'irradiation, effet du vieillissement sur les métaux, formules de prévision du vieillissement et caractéristiques des matériaux.

Le PSI est basé sur l'étude d'une série d'éprouvettes d'essais mécaniques qui ont été insérées dans le réacteur avant sa mise en service, et qui sont prélevées périodiquement au cours de l'exploitation du réacteur. Ces éprouvettes servent à réaliser en laboratoire "chaud" — où sont manipulés des matériaux irradiés — des essais de résilience, de traction et de ténacité.

Ces éprouvettes sont disposées dans des capsules insérées dans le réacteur et réparties en périphérie du cœur à une distance plus proche du cœur que ne l'est la surface intérieure de la cuve (figure 4). Ces capsules sont ainsi soumises à un flux de neutrons plus important que la paroi de la cuve. Elles sont irradiées plus rapidement que la cuve et permettent donc de connaître à l'avance ce que deviendront les caractéristiques de l'acier de cuve.

Connaissant la composition chimique de chaque virole de cœur et la fluence maximale d'irradiation pendant toute la vie du réacteur (la fluence F , exprimée en neutron.cm⁻² correspond à la quantité maximale de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV reçue par unité de surface de la cuve au cours de la durée de fonctionnement considérée), la température de transition RT_{NDT} correspondant à la fin de vie de la virole est alors estimée de la façon suivante :

$$RT_{NDT} \text{ en fin de vie} = RT_{NDT} \text{ en début de vie} + \Delta(RT_{NDT})$$

La RT_{NDT} initiale des viroles de cœur d'une cuve est mesurée lors de la fabrication. Le décalage de la température de transition lié à l'irradiation dans le temps, ΔRT_{NDT} , est une grandeur qui représente la fragilisation de la cuve et que l'on évalue à partir de formules de prévision empiriques qui font intervenir la fluence et les teneurs des principaux éléments favorisant la fragilisation sous irradiation de l'acier de la cuve : phosphore (P) — cuivre (Cu) — nickel (Ni) :

$$\Delta RT_{NDT} (\text{°C}) = 8 + [24 + 1537 (P - 0,008) + 238 (Cu - 0,08) + 191 Ni^2.Cu].[F/10^{19}]^{0,35}$$

où les teneurs des éléments de l'acier sont exprimées en pourcentage massique.

Une autre formule empirique de même type est appliquée pour le métal fondu des soudures :

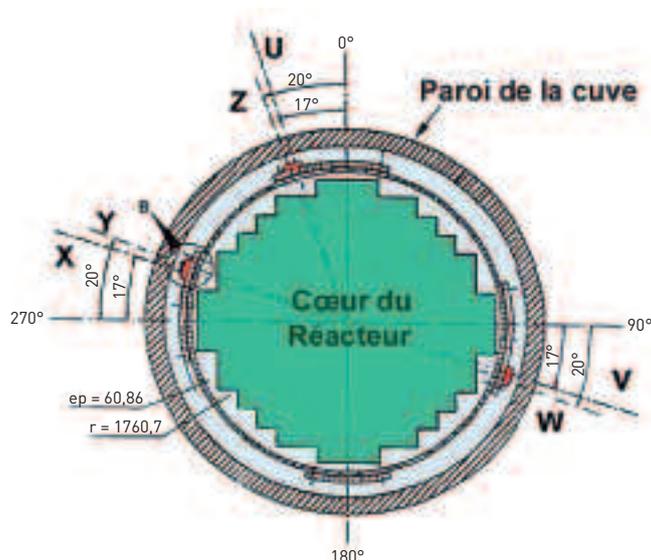
$$\Delta RT_{NDT} (\text{°C}) = 22 + [13 + 823 (P - 0,008) + 148 (Cu - 0,08) + 157 Ni^2.Cu].[F/10^{19}]^{0,45}$$

Par définition, une cuve neuve a une fluence et une fragilisation ΔRT_{NDT} nulles. Après 40 ans d'exploitation, les études prévoient :

- une fluence de l'ordre de $6,5.10^{19}$ neutron.cm⁻² (valeur maximum retenue aujourd'hui pour toutes les cuves) ;
- une fragilisation conduisant à des RT_{NDT} après irradiation de l'ordre de 40 °C à 80 °C (une valeur propre a été établie pour chaque cuve).

Le PSI permet de vérifier que la fragilisation mesurée par le décalage de température de transition ΔRT_{NDT} reste inférieur à la fragilisation prévisionnelle donnée par les formules empiriques.

Les résultats des capsules des réacteurs de 900 MWe représentant 40 années d'irradiation ont été récemment intégrés à l'examen de la justification de l'aptitude au service des cuves de ces



Calendrier de retrait						
Repère des capsules	Non irradiée	U	V	Z	W*	X*
Temps de séjour en réacteur (an)	0	4	7	9	14	
Temps équivalent cuve (an)	-	11,2	19,5	28,1	39,1	

*Capsules de réserves

Figure 4 : emplacement des capsules du PSI dans un réacteur 900 MWe CPY

réacteurs. Des capsules complémentaires ont également été introduites afin de disposer d'informations sur les caractéristiques mécaniques des cuves au-delà de 40 années d'exploitation. Sont également pris en compte des éléments nouveaux résultant d'expertises, d'études et de programmes de recherche importants dont certains sont toujours en cours.

Justification de la tenue en service

Cette justification passe par la démonstration de la capacité de la cuve à résister aux contraintes mécaniques engendrées par les situations de fonctionnement normal et accidentel, étudiées dans le rapport de sûreté. Cela revient à démontrer l'absence de risque de rupture fragile et d'amorçage à la déchirure dans le domaine ductile, comme la réglementation² l'exige.

Cette démonstration prend en compte les dégradations, redoutées ou constatées, tels les défauts

sous revêtement (DSR), qui augmentent le risque de rupture brutale. Plus précisément un défaut critique est étudié et positionné dans la zone d'irradiation maximale de la cuve (point chaud). Il présente des dimensions supérieures au seuil de détection de la méthode par ultrasons utilisée pour l'inspection en service des cuves ce qui permet de s'assurer de la non-nocivité de l'ensemble des défauts trop petits pour être observés lors des contrôles.

Les situations les plus pénalisantes vis-à-vis de cette démonstration sont notamment les chocs thermiques en pression correspondant aux accidents de petites brèches sur le circuit primaire, au cours desquels de l'eau froide peut arriver en contact avec la paroi interne de la cuve qui est encore chaude et toujours sous pression.

La démonstration de la tenue en service des cuves repose donc sur la comparaison de deux valeurs :
 – le facteur d'intensité de contrainte : K_{CP} .

Obtenu par calcul, il caractérise le champ des contraintes subies par l'acier de cuve au niveau du défaut considéré sous le chargement donné. Il

2. Articles 4.II.g et 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression.



		Domaine fragile	Domaine ductile
2 ^e catégorie	Situations de fonctionnement normal ou perturbé	2	1,5
3 ^e catégorie	Situations accidentelles peu fréquentes (10^{-2} à 10^{-4} par an)	1,6	1,3
4 ^e catégorie	Situations hautement improbables ($> 10^{-4}$ par an)	1,2	1,1

Tableau 1 : coefficients de sécurité du RSE-M

intègre les coefficients de sécurité du code RSE-M³, dérivés des coefficients imposés par la réglementation⁴ (tableau 1):

– la ténacité, ou facteur d'intensité de contrainte "critique" : K_{IC} (domaines fragile et de transition) ou K_{JC} (domaine ductile).

K_{IC} et K_{JC} représentent les caractéristiques mécaniques minima les garanties pour les cuves. L'évaluation de la ténacité du matériau est basée sur une courbe de référence de ténacité $K_{IC} = f(T - RT_{NDT})$ codifiée aujourd'hui dans le code RCC-M⁵ (figure 5). La ténacité donnée par cette courbe est fonction de la position relative de la température de fonctionnement par rapport à la température de référence RT_{NDT} .

K_{JC} , considéré comme indépendant de la température, est obtenu par calcul.

La démonstration de sûreté est basée sur le calcul de la marge vis-à-vis du risque de rupture fragile et ductile qui s'exprime par le rapport K_{IC}/K_{CP} . Pour toutes les situations de fonctionnement et en tout point de la structure, il doit être vérifié que K_{IC} ou $K_{JC} > K_{CP}$, alors la tenue en service de la cuve est acquise.

Explications sur les défauts sous revêtements

Les défauts sous revêtement (DSR) sont des fissures dans le métal de base de la cuve — en dehors des soudures — situées juste sous le revêtement (acier inoxydable). Elles se sont formées à la fabrication des cuves, lors du refroidissement consécutif à la pose du revêtement, par un phénomène de fissuration à froid.

Ce phénomène de fissuration à froid a été observé dès 1978, lors de la fabrication de plaques tubulaires de générateurs de vapeur et de tubulures de

3. Règles de Surveillance en Exploitation des matériels Mécaniques des îlots nucléaires REP.

4. Article 13 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

5. Règles de Conception et de Construction des matériels Mécaniques des îlots nucléaires REP.

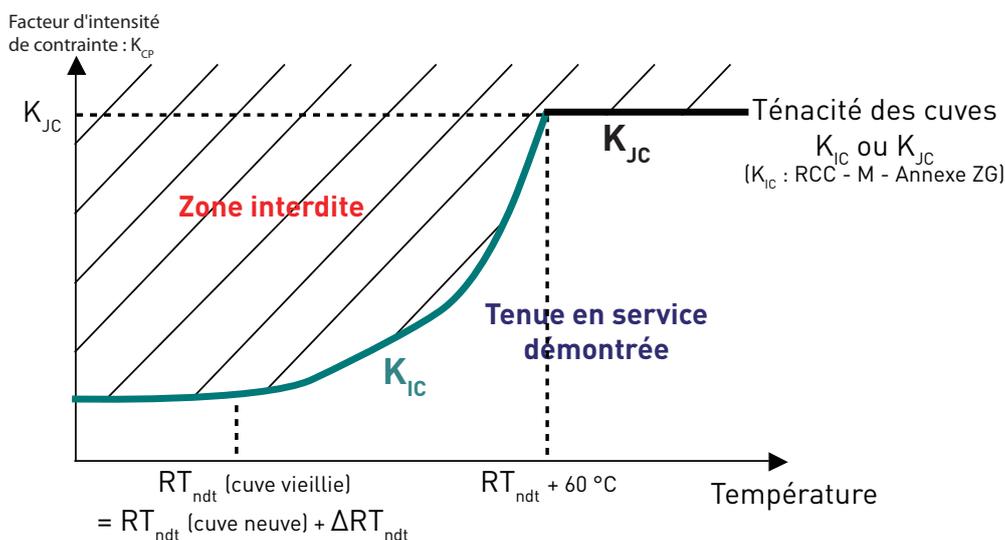


Figure 5 : principe de la courbe de référence de la ténacité de l'acier en fonction de la température



■ Contrôle télévisuel ■ Contrôle ultrasons ■ Contrôle courants de Foucault ■ Contrôle gammagraphique

Figure 6 : machine d'inspection en service et zones contrôlées (source EDF)

cuve. Depuis 1985, les tubulures des cuves considérées comme sensibles ont été régulièrement contrôlées, ce qui a permis de détecter puis de suivre un certain nombre de DSR de tubulures de cuve.

Concernant les viroles de cuve, les contrôles effectués à la fabrication n'avaient rien révélé et elles n'étaient théoriquement pas concernées par ce type de défaut ; moins massives que les tubulures, le risque d'apparition y était considéré comme très faible. Cependant les contrôles effectués en exploitation, lors des visites décennales, ont mis en évidence quelques DSR sur un nombre limité de viroles de cuves, en particulier celles du réacteur 1 de la centrale du Tricastin.

La découverte de DSR et l'étude du phénomène de fissuration à froid ont amené le constructeur à faire évoluer ses modes opératoires de revêtement par soudage, pour empêcher l'apparition de ces défauts. Les défauts présents sur des cuves de réacteurs en fonctionnement font l'objet d'une attention particulière, notamment dans le cadre du programme d'inspection des cuves.

Programme d'inspection

La cuve fait l'objet de nombreux contrôles :

- inspections télévisuelles ;

- contrôles ultrasonores ;
- examens radiographiques ;
- examens par ressuage et contrôles par courants de Foucault des goujons et écrous.

Une grande partie des contrôles effectués sur le corps de la cuve (ultrasonores, gammagraphiques et par courants de Foucault) reposent sur la Machine d'inspection en service (MIS). La MIS se positionne à l'intérieur de la cuve et permet de réaliser les contrôles dans la cuve (métal de base des viroles de cœur et joint soudé, ainsi que sous le revêtement) et dans les tubulures (parties courantes, coins et arrondis de tubulure). La figure 6 présente un schéma de la MIS en position dans la cuve ainsi que les zones qu'elle permet de contrôler.

Ces contrôles sont prévus à chaque visite décennale. Dans le cas particulier du suivi des DSR du réacteur 1 de Tricastin, une visite supplémentaire de la zone de cœur est programmée 5 ans après la VD3.

Par ailleurs, les soudures circulaires entre les autres viroles cylindriques de la cuve sont également contrôlées par ultrasons par précaution.

Pour la zone de cœur, ces contrôles ont pour objectif de détecter des défauts (DSR ou autres) qui n'auraient pas été vus ou qui seraient apparus depuis le



dernier contrôle (l'ensemble de la zone est contrôlé), et de vérifier l'absence d'évolution des défauts existants.

Conclusion

Aujourd'hui l'ASN juge que la justification de la tenue des cuves est acceptable pour l'ensemble des cuves des réacteurs 900 MWe, sur la base des études mécaniques évoquées ci-avant. Ces résultats favorables sont toutefois soumis à des sources d'incertitudes multiples liées à la complexité des paramètres thermohydrauliques des transitoires étudiés ou à la complexité des phénomènes métallurgiques intervenant dans la fragilisation sous

irradiation des grosses pièces forgées de cuve. Ces incertitudes sont jusqu'à présent couvertes par des marges issues d'hypothèses conservatives qui peuvent apparaître pénalisantes.

EDF a donc entrepris d'importants travaux qui ont déjà permis de réduire ces incertitudes. De plus, face à la volonté d'EDF d'étendre l'exploitation de certains réacteurs significativement au-delà des 40 années initialement prévues à la conception, des travaux restent à mener afin de quantifier les marges existantes concernant les cuves et ainsi prouver leur capacité à être exploités en toute sûreté significativement au-delà de 40 ans d'exploitation. ■

L'obsolescence des pièces et des matériels de rechange : les solutions mises en œuvre par EDF pour la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de quarante ans

The obsolescence of spare parts and materials: the solutions implemented by EDF for the continued operation of nuclear power plants beyond forty years

par Denis Cangini, chef de mission à l'état-major de la Division production nucléaire – EDF

Comme tout industriel, EDF est confrontée à l'obsolescence des matériels et des pièces de rechange nécessaires à la réalisation de la maintenance de ses centrales.

L'obsolescence est caractérisée par l'indisponibilité à l'achat d'une pièce ou d'un matériel de rechange. Le risque encouru est de ne pas en disposer pour réaliser une opération de maintenance, avec des conséquences potentielles sur la sûreté ou la disponibilité des installations. L'obsolescence est souvent due à l'arrêt de commercialisation d'un produit par un fournisseur, à l'arrêt de fabrication d'une pièce, à une restructuration industrielle, voire à la disparition d'un fournisseur.

Cette année, les centrales nucléaires d'EDF débutent leurs premières "troisièmes visites décennales" par le palier 900 MW (Tricastin et Fessenheim). Après 30 ans de fonctionnement, et à l'heure où EDF lance un programme industriel destiné à rendre techniquement possible l'extension de la durée de fonctionnement de ses tranches significativement au-delà de 40 ans, les questions concernant l'obsolescence des matériels et la sécurisation de l'approvisionnement des pièces de rechange jouent un rôle stratégique. Il est en effet nécessaire de disposer des matériels et des équipements capables d'assurer cette durée de fonctionnement soit en les remplaçant, soit en ayant les moyens de les entretenir pour garantir pleinement leur fonctionnement optimum.

La nécessité de sécuriser l'approvisionnement des pièces de rechange et de gérer le risque lié à l'obsolescence est donc au cœur de la stratégie de poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires.

À cet effet, EDF a mis en place un processus renforcé pour la gestion des pièces de rechange et le management de l'obsolescence, notamment au sens de l'anticipation, dans un contexte réglementaire nouveau avec la mise en application de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN).

La pérennité de l'approvisionnement des pièces de rechange est cruciale dans la stratégie de durée de fonctionnement des centrales nucléaires

Le stock de pièces de rechange du parc nucléaire comporte 275 000 articles, ainsi que 60 000 articles banalisés. Le catalogue actuel des pièces de rechange pour l'ensemble des centrales nucléaires d'EDF contient donc au total 335 000 références. Parmi celles-ci, 120 000 pièces environ sont montées par an dans l'ensemble des 19 CNPE d'EDF, à partir des stocks centralisés par EDF au niveau national ou dans les magasins de chaque site. D'autres pièces sont approvisionnées en direct auprès des fournisseurs identifiés.

Executive Summary

Operating EDF's nuclear plants for a period extending beyond 40 years will involve the strict, advance management of the obsolescence of spare parts and equipment, to ensure that the necessary supplies are available when maintenance operations are carried out. EDF has introduced appropriate, robust systems to anticipate and best deal with these increasingly important issues. The management system concerned requires very precise analyses to ensure that regulatory requirements are respected (particularly those defined by the recent nuclear law "TSN") and to guarantee the installations' long-term safety and performance.



Trois catégories de pièces de rechange pour une gestion adaptée

L'organisation de la gestion des pièces de rechange du parc nucléaire d'EDF a séparé celles-ci en trois catégories. Objectif : disposer pour chaque catégorie du mode de gestion le plus adapté :

- les pièces de "catégorie 1", pour lesquelles EDF a édicté ses propres spécifications techniques. C'est en particulier le cas pour toutes les pièces qui nécessitent une qualification aux conditions accidentelles. Leur fabrication fait l'objet d'une surveillance de la part d'EDF. Il y a actuellement 55000 références de pièces de rechange de catégorie 1 dans le catalogue national ;

- les pièces de "catégorie 3" et "3 imposée" ("3 imposée" signifie qu'EDF impose la filière d'approvisionnement) ; l'assurance-qualité des fournisseurs des pièces de cette catégorie est indispensable. Il s'agit de pièces industrielles courantes, disponibles sur catalogue chez les fournisseurs.

Il y a actuellement 220000 références de pièces de rechange de "catégorie 3" et "3 imposée" dans le catalogue de pièces utilisées par EDF.

- la dernière catégorie est celle des pièces dites "banalisées" : ce sont des articles et des pièces de consommation courante sans affectation prédéterminée sur l'installation, non raccordés à un système élémentaire particulier. Il y a actuellement 60000 articles banalisés répertoriés.

Depuis plusieurs années, le nombre moyen de pièces confirmées obsolètes est de 1000 par an, regroupées pour traitement en environ 100 cas par couples produits / fournisseur.

Résoudre les questions d'obsolescence : une problématique éminemment transverse

Résoudre un problème d'obsolescence peut engager de multiples acteurs, internes à EDF et externes, selon la nature et la complexité du problème à régler. Leur coordination nécessite une organisation rigoureuse en interne. Dès la découverte d'un cas nouveau, EDF analyse la situation dans une instance spécifique de type "task-force". Puis, chaque dossier est attribué, pour étude, à l'entité compétente pour la résoudre.

L'Unité technique opérationnelle d'EDF (UTO) est la plaque tournante de cette organisation : elle centralise l'ensemble des dossiers, elle ordonnance et



elle priorise leur traitement selon les analyses de risques (enjeux sûreté, disponibilité notamment) et les conclusions de chaque task-force métier, puis elle suit le déroulement du traitement des dossiers. Pour cela, elle a mis au point un processus global de traitement de l'obsolescence et en assure le pilotage, le contrôle de ses performances et le retour d'expérience au travers de revues techniques annuelles.

Le pilotage rapproché de l'ensemble des dossiers est effectué par le Directoire Obsolescence d'EDF qui examine tout particulièrement les affaires à enjeux, engageant des études de conception, la définition d'une politique industrielle et les budgets associés.

Le Directoire Obsolescence est présidé au plus haut niveau de la Division production nucléaire d'EDF, par son Directeur Délégué Maintenance. Il rassemble les représentants des exploitants, de l'ingénierie et les équipes des achats en charge de la gestion des appels d'offres.

Les actions lancées pour sécuriser les stocks

Pour résoudre un problème d'obsolescence, plusieurs méthodes sont possibles.

Dans certains cas, EDF met au point un "contrat de pérennité" qui engage tant EDF que le fournisseur et dont l'objectif est de garantir la poursuite et le maintien des fabrications dans la durée. EDF peut aussi constituer un "stock de raccordement" (en attendant qu'une autre solution soit trouvée pour disposer des pièces nécessaires) ou un "stock de fin de vie" (qui consiste à constituer le stock nécessaire jusqu'à la fin de fonctionnement de l'installation concernée).

Une autre solution mise en œuvre consiste à transférer et faire reprendre la fabrication de la pièce par un autre fabricant (mêmes machines, procédés de fabrication et savoir-faire transférés). Cela a été le cas par exemple pour le transfert de la fabrication des sondes de températures et capteurs de pression.

EDF remplace dans d'autres cas une pièce obsolète par une nouvelle pièce. Si ce remplacement nécessite une nouvelle qualification pour la nouvelle pièce, le délai peut aller jusqu'à 5 ans pour en disposer au plan opérationnel.

Enfin, il reste toujours la solution de rénover tout ou partie de l'équipement touché par l'obsolescence d'une de ses pièces de rechange. Il s'agit alors de réaliser une intervention sur l'installation *in situ*, comme ce fut le cas par exemple pour le changement complet de la chaîne de mesure et de protection électrique de la survitesse des turbo-pompes du système d'eau alimentaire de secours des centrales du palier 1300 MW P'4 en 2007.

EDF aujourd'hui en position de détecter plus à l'avance les obsolescences futures

Au-delà de l'organisation dédiée au traitement des problèmes d'obsolescence identifiés, EDF travaille aujourd'hui au renforcement de la détection de l'obsolescence et à son anticipation. En effet, jusqu'à récemment, les obsolescences étaient détectées par les utilisateurs au moment du besoin d'une pièce, donc trop tardivement.

Par conséquent, une organisation dédiée à l'anticipation de la détection des problèmes d'obsolescence a été créée. Elle s'attache à analyser toute la chaîne, depuis les lignes de fabrication chez les fournisseurs, jusqu'à l'utilisateur dans les centrales nucléaires. Dans un premier temps, 9000 articles, particulièrement sensibles car à stock nul et qualifiés aux conditions de séisme et/ou accidentelles, ont été passés au crible. Cette étape, terminée fin 2007, a permis de détecter par anticipation 500 articles potentiellement critiques, qui ont été intégrés dans le processus de traitement normal de l'obsolescence cité plus haut.

Une seconde étape consiste en une anticipation plus exhaustive et pérenne. Une organisation transversale intégrant toutes les entités de l'Entreprise concernées sous l'égide du Directoire Obsolescence a été créée, afin de mettre au point

les méthodes et les outils nécessaires. Cette organisation a été renforcée dans le cadre du projet AMÉLIE (Améliorer avec les MÉtiers la Logistique des pièces de rechange en Intégrant les Évolutions) chargé de transformer la logistique des pièces de rechange.

D'ores et déjà, à partir d'extractions multicritères du listing général des pièces de rechange, une analyse des stocks vis-à-vis de l'obsolescence est en cours et sera terminée en 2009.

En complément, l'Observatoire du vieillissement des matériels électriques (OVME) et l'Observatoire du Vieillessement du contrôle commande (OVCC) traitent simultanément les questions de vieillissement et d'obsolescence de ces matériels.

De plus, les analyses de risques ont été renforcées en y intégrant les résultats des données de criticité des composants issus de l'Advanced Process INPO n° 913 ("AP 913"), afin de consolider les priorités de traitement des obsolescences de matériels importantes pour la disponibilité des tranches.

Enfin, EDF participe au Comité pérennité inter-groupe (CPIG) aux côtés d'autres industriels tels que EADS, AREVA, etc.. L'objectif de ce comité est d'échanger des informations, de comparer les organisations internes et les processus mis en place, et, le cas échéant, de mener ensemble des réalisations pratiques.

La loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) implique des évolutions réglementaires dans la gestion de l'obsolescence

Le processus de traitement de l'obsolescence des matériels entrant dans le champ de la loi TSN (pour ceux qui y entrent, ce qui n'est pas le cas de tous) doit s'inscrire dans le processus réglementaire fixé par cette loi et par son décret associé n° 2007-1557 du 2 novembre 2007.

Dans le cadre de sa responsabilité d'exploitant nucléaire qu'il veut exercer de façon exemplaire, EDF effectue, pour les matériels en question, pour chaque cas d'obsolescence et en fonction du mode de traitement retenu, un examen précis de son impact sur la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28 de la loi TSN, et en déduit les modalités réglementaires qui s'y appliquent.



Selon cet impact, deux cas peuvent être distingués :

- la constitution de stocks ou le remplacement de matériels par des matériels à iso-fonctionnalité et sans remise en cause de la qualification aux conditions accidentelles : il en est ainsi lorsqu'il y a la constitution à l'identique d'un stock de raccordement ou d'un stock de fin de vie, ou bien transfert et reprise de la fabrication par un autre fabricant (mêmes machines, procédés de fabrication et savoir-faire transférés). Il en est également ainsi lorsqu'il y a remplacement d'une pièce obsolète par une autre pièce, à condition que le remplacement se fasse aux conditions d'iso fonctionnalité : respect des exigences de fabrications (codes RCCM, RCCE...), respect des spécifications fonctionnelles initiales en situations normale ou accidentelle (maintien de la conformité aux exigences de sûreté), pas d'impact sur le référentiel d'exploitation, pas d'introduction d'un nouveau matériel qualifié, pas d'introduction dans un matériel classé de logiciel ni d'une technologie nouvelle sans retour d'expérience disponible ;
- la constitution de stock ou le remplacement de matériels par des matériels ne respectant pas une ou plusieurs des conditions ci-dessus.

Obsolescence d'un matériel ne signifie pas forcément modification de l'installation de nature à affecter les intérêts protégés par la loi TSN

Les exemples ci-dessus montrent que les différents traitements des cas d'obsolescence peuvent entraîner des impacts différents sur les intérêts protégés par la loi, sachant que, dans aucun cas, l'un des critères de "modification notable" de l'article 31 du décret n° 2007-1557 n'est atteint à l'occasion de tels traitements d'obsolescence.

Ces traitements relèvent donc, soit de l'application de l'article 26 du décret n° 2007-1557 (modification avec déclaration préalable à l'ASN) en cas d'impact de nature à affecter les intérêts protégés par la loi TSN, soit du simple cadre normal d'assurance-qualité mis en place par EDF au titre de sa responsabilité d'exploitant nucléaire sans opérer de déclaration particulière.

La ligne de conduite d'EDF consiste à déterminer les impacts avec vigilance et discernement, afin d'éviter la production automatique et injustifiée d'un nombre important de dossiers nécessitant déclaration à l'ASN et analyse préalables, ce qui entraînerait un risque de banalisation de la déclaration au sens réglementaire et donc de déresponsabilisation.

L'objectif poursuivi par EDF est d'accorder de l'importance aux actions réellement sensibles ou significatives et de porter les efforts sur ce qui le mérite pour apporter une réelle plus-value en matière de sûreté.

En particulier, EDF sera extrêmement vigilante sur le fait que, dès qu'il y a remise en cause de l'une des conditions d'iso-fonctionnalité et de la qualification aux conditions accidentelles dans la mise en œuvre du traitement d'un cas d'obsolescence, il y ait déclaration selon les modalités de l'article 26 du décret n° 2007-1557.

Concernant les situations de rénovation de tout ou partie d'un équipement, un logigramme d'analyse de l'impact sur les intérêts tels que décrits par la loi a été mis au point. Il permet de discerner les cas où il faut effectuer une déclaration selon les modalités de l'article 26 du décret 2007-1557, et ceux pour lesquels la responsabilité de l'exploitant permet d'engager l'opération sans déclaration.

De manière générale, pour la mise en œuvre pratique de ces modalités, EDF a fait des propositions qu'elle veut pragmatiques à l'ASN, adaptées à chaque situation.

Conclusion

Une industrie de long terme comme la filière nucléaire est confrontée à l'évolution des matériels et des pièces de rechange, qui plus est souvent de plus en plus rapide. Elle rencontre des situations de fin de vie commerciale de certains produits industriels, sur des matériels des plus divers et souvent sans préavis. Tous ces facteurs conduisent à une augmentation prévisible des cas d'obsolescence. Par ailleurs, les temps de traitement de ces problèmes d'obsolescence potentiellement longs, notamment pour qualifier de nouvelles pièces ou pour procéder à des rénovations d'installation, peuvent avoir des conséquences importantes sur la disponibilité des matériels.

La maîtrise de l'obsolescence des composants et des matériels des CNPE d'EDF nécessite donc une vigilance permanente. EDF s'est dotée des moyens et de l'organisation adaptés à ce challenge dans la durée et au nouvel horizon de temps considéré, à l'heure où elle lance un programme industriel destiné à rendre techniquement possible l'extension de la durée de fonctionnement de ses tranches significativement au-delà de 40 ans. ■

Assurer la pérennité des compétences d'exploitation des centrales d'EDF

Ensuring the sustainability of EDF power plant operating capacity

par **Jeffroy François**, chef du Service d'étude des facteurs humains – Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

L'IRSN a examiné à plusieurs reprises la manière dont EDF assure la gestion des compétences des personnels en charge de l'exploitation des centrales nucléaires. La perspective de la prolongation de la durée de vie des centrales a en partie motivé cet examen. En effet, l'exploitation prolongée des installations exige de maîtriser les phénomènes de vieillissement des matériels et équipements. Ceci passe par un renforcement de leur surveillance à travers des examens (examens non destructifs, expertises de composants déposés) réalisés par EDF pour détecter et caractériser les effets du vieillissement. Le volume et le contenu de ces examens sont susceptibles de faire apparaître de nouvelles exigences en matière d'effectifs et de compétences à mettre en œuvre par les agents de maintenance.

Cette exploitation prolongée des centrales est envisagée alors que l'arrivée à 60 ans des premières générations du baby-boom entraîne une accélération du rythme des départs en retraite. Pour la division d'EDF chargée de l'exploitation des centrales nucléaires, le pic des départs devrait se situer au cours de la décennie 2010-2020, avec un renouvellement cumulé qui concernera plus de 50% de l'effectif.

EDF doit donc faire face à un renouvellement important de ses personnels. Or, celui-ci apparaît dans un contexte marqué par une évolution profonde de l'image de l'entreprise EDF auprès de ses salariés et des candidats potentiels au recrutement. Des éléments qui historiquement rendaient l'entreprise attractive ont tendance à s'estomper (statut des agents, conditions de départ en retraite), parallèlement certaines caractéristiques des centrales nucléaires sont perçues de manière négative. Ainsi le rapport 2008 de l'inspecteur général d'EDF pour la Sûreté Nucléaire indique que la localisation des centrales constitue un obstacle au recrutement. De même, on note un décalage croissant entre la conception ancienne des matériels et

équipements des centrales et les attentes des jeunes qui ont reçu une formation sur des technologies beaucoup plus récentes.

La mise en place progressive d'un système de gestion des compétences

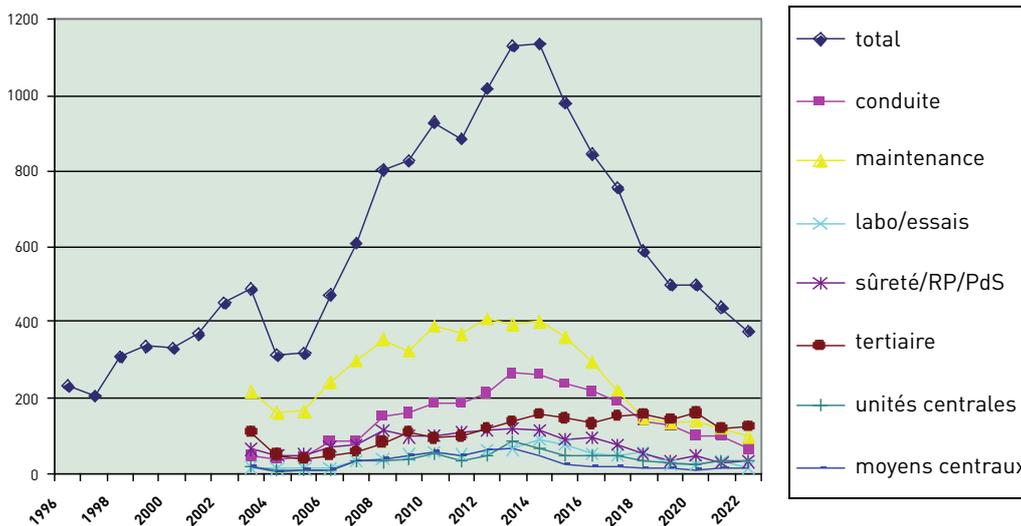
À la fin des années 1990, EDF fait le constat que sa politique de formation ne prend pas suffisamment en compte les réalités du terrain. Dans un contexte marqué par une augmentation de la demande de formation liée notamment aux embauches réalisées dans le cadre de l'aménagement et la réduction du temps de travail, la décision est prise de décentraliser la formation vers les sites de production. Il s'agit de renforcer les liens entre formateurs et exploitants de manière à permettre l'identification des besoins par la hiérarchie directe et l'élaboration de réponses adaptées au contexte local.

Pour soutenir cette orientation, les services centraux d'EDF élaborent un certain nombre d'outils de gestion des compétences, par exemple : *les référentiels métiers* qui positionnent un métier par rapport aux autres, décrivent les activités à réaliser et les compétences à maîtriser, *les guides nationaux*

Executive Summary

The life extension of the power plants is considered whereas EDF must face an acceleration of the retirement rates due to the fact that the first generations of the baby-boom are ageing 60 years, now. Between 2000 and 2006, EDF gradually set up a system of management of competences. On the one hand, EDF moved from logic of relatively standardized training to a more individualized logic of acquisition of competences. In addition, the objective of maintenance of internal competences defined in 2000 was supplemented in 2003 by a prospective dimension intended to anticipate the departures in inactivity. Then in 2006 competences of sub-contractors were taken into account. During this period IRSN has assessed 3 times this system of management. This article briefly presents the principal lessons driven from these evaluations. It accounts for the undeniable effort made by EDF to ensure the maintenance of its competences. However, it stresses that a high level of vigilance is still needed because it is not stabilized already.





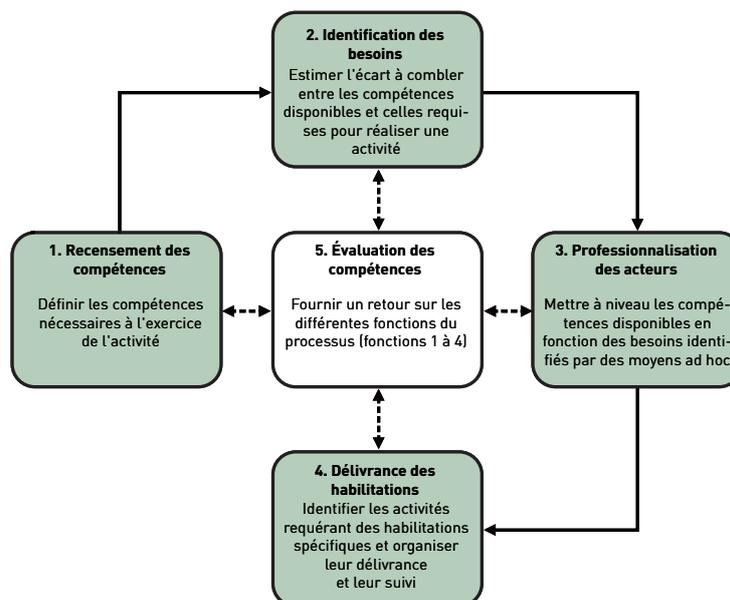
Départs en inactivité (données 2005)

des capacités et connaissances qui explicitent, en regard des compétences exprimées dans un référentiel métier, les moyens et outils disponibles pour les acquérir. Parallèlement, il est prévu la mise en place sur chaque site, d'un système local de développement des compétences (SLDC) regroupant des représentants de chaque service opérationnel et des spécialistes de la formation.

Constatant que le déploiement de la nouvelle politique de gestion des compétences s'effectue de manière hétérogène selon les sites et prend globalement du retard, EDF décide en 2000 de lancer le projet "Un système de développement des compétences performant". Jusqu'en 2005, ce projet va

contribuer au renforcement du système de gestion des compétences suivant trois axes :

1. des éléments spécifiques sont introduits dans la formation des managers de proximité pour favoriser leur implication dans le management des compétences ;
2. afin d'aider à la mise en place et au fonctionnement des SLDC, des antennes du service de formation professionnelle d'EDF sont implantées sur chaque site, les relations entre maîtrise d'ouvrage (les managers) et maîtrise d'œuvre (antenne formation) font l'objet d'une contractualisation ;
3. pour faciliter l'élaboration des outils nationaux de gestion des compétences, une fonction d'animateur national est créée pour chaque métier.



Principales fonctions d'un processus de gestion des compétences

En 2003, EDF décide de lancer le projet "*Renouvellement des compétences*" pour traiter de manière spécifique les effets du départ en retraite des générations du baby-boom. Ce projet confie à chaque animateur métier la mission d'élaborer puis de mettre à jour périodiquement un document de prospective caractérisant le rapport entre compétences nécessaires et compétences disponibles et sa projection à 3/5 ans et à 10 ans. Le projet vise également à identifier les "compétences sensibles", c'est-à-dire les compétences longues à constituer, acquises le plus souvent à travers des parcours professionnels transverses à plusieurs divisions d'EDF, portées par un petit nombre de personnes et qui doivent faire l'objet d'actions de management spécifiques. Parallèlement, le projet comprend des actions qui visent à favoriser la mobilité d'agents EDF vers la Division Production Nucléaire et à améliorer le processus d'acquisition des compétences.

Enfin, EDF lance en 2006 le projet "*Adapter et renouveler les compétences*" (ARC) qui poursuit les actions engagées dans le cadre des projets précédents. Les parcours professionnels et les rythmes d'apprentissage continuent de se diversifier. Le principe de l'alternance entre la formation en salle et en situation de travail est généralisé dans les *Académies de métiers* qui, pour un métier, organisent des formations par promotions constituées d'agents issus de plusieurs sites et avec une mutualisation des moyens (formateurs, tuteurs, compagnons) de ces sites.

Le projet ARC introduit par ailleurs une évolution significative puisqu'un de ses objectifs est d'intégrer les activités sous-traitées dans le processus de gestion des compétences. Cette intégration passe par la prise en compte de ces activités dans l'élaboration des prospectives de certains métiers considérés comme sensibles. Elle prévoit également qu'EDF agisse en partenariat avec les prestataires pour créer de nouvelles formations initiales (par exemple un BAC professionnel "environnement nucléaire"), pour mettre en place des parcours de professionnalisation croisés, avec des périodes chez EDF et d'autres chez les prestataires. Plus globalement EDF souhaite renforcer la communication sur les métiers du nucléaire auprès des jeunes et des demandeurs d'emploi.

Ce rapide historique permet de dégager deux grandes évolutions de la gestion par EDF des compétences des personnels qui exploitent les centrales nucléaires. D'une part, EDF est passé d'une logique

de formation relativement standardisée à une logique d'acquisition de compétences beaucoup plus individualisée et adaptée aux besoins locaux. D'autre part, l'objectif de maintien des compétences internes affiché en 2000 a été complété en 2003 par une dimension prospective destinée à anticiper les départs en retraite, puis en 2006 par une prise en compte des compétences des prestataires.

Les défis à relever par EDF

À trois reprises, l'IRSN a procédé à l'évaluation du système de gestion des compétences d'EDF, au cours de son évolution, afin de fournir un avis à l'ASN. En 2003, l'IRSN a examiné plus particulièrement les actions engagées par EDF pour faire face à l'effet "baby-boom". En 2006, c'est l'ensemble du système de gestion des compétences qui a fait l'objet d'une analyse par l'IRSN. Enfin, en 2008, l'IRSN s'est intéressé à la gestion intégrée des compétences internes et externes dans le domaine de la maintenance, domaine qui présente la caractéristique de faire largement appel à la sous-traitance. Dans ce paragraphe, nous présentons succinctement les principaux enseignements de ces évaluations.

Passer d'une logique de formation à une logique d'acquisition de compétences

Cette évolution se traduit par une diversification des moyens mis œuvre, donnant une plus grande place à la mise en pratique. Pour les métiers liés à la conduite de la centrale, EDF est passé au début des années 2000, de 3 à 19 simulateurs de conduite, avec l'implantation d'un simulateur dans chaque centrale en exploitation. Ceci permet d'assurer les entraînements périodiques à la conduite accidentelle, mais offre désormais la possibilité de "jouer" des transitoires de conduite normale peu fréquents de manière à mieux préparer les équipes. De même, pour les métiers de la maintenance, EDF développe des chantiers écoles qui permettent de reconstituer avec réalisme les futures conditions d'intervention. L'apprentissage "en situation" est également favorisé à travers le compagnonnage.

Cette évolution répond à un réel besoin. On observe en effet une tendance à recruter des personnes qui disposent globalement d'un niveau de formation supérieur (les BEP sont remplacés par des BAC pro, eux-mêmes remplacés par des BTS). Si ces diplômés donnent des bases théoriques plus solides, ils laissent le plus souvent une place réduite à l'expérience pratique.



Le passage à une logique d'acquisition des compétences donne au manager de proximité un rôle essentiel, car c'est à lui que revient la mission d'évaluer la compétence des agents de son unité. L'entretien annuel est le moment de synthèse de cette évaluation et débouche sur des actions de professionnalisation. Mais l'essentiel de l'évaluation doit avoir lieu sur le terrain, là où la compétence est effectivement mise en œuvre. Il s'agit d'un véritable défi car cette évaluation nécessite que les managers acquièrent des capacités d'observation et disposent du temps pour les mettre en application.

Prévoir les besoins futurs en compétences

La prévision de l'évolution des besoins de compétences est fondamentale dans le domaine nucléaire, car pour la plupart des métiers, les parcours de professionnalisation sont longs du fait de leur fort contenu technique. Dans les "prospectives métiers", les animateurs nationaux doivent analyser les différents projets engagés par les directions opérationnelles et identifier leurs impacts sur les métiers. Il s'agit d'un exercice difficile car les projets sont nombreux et leurs effets combinés souvent difficiles à anticiper. Il s'agit par exemple d'envisager les effets sur le volume et la nature des opérations de maintenance de la réduction de la

durée des arrêts périodiques des tranches, de l'adoption de nouvelles méthodes de maintenance et de la prolongation de la durée de vie des centrales. La prévision est également difficile en ce sens qu'elle doit être suffisamment globale pour dégager des grandes orientations, mais sans faire totalement disparaître les spécificités locales (type de réacteur, nombre de réacteurs par site, âge de la centrale).

Parallèlement, les managers de proximité se voient confier une mission essentielle de constitution et de mise à jour de la cartographie des compétences des personnels de leur unité. Cette cartographie permet de faire apparaître pour chaque métier d'une unité, le rapport entre l'existant et le souhaité, sur le plan de l'effectif global du métier mais aussi sur le plan du niveau de maîtrise atteint ("prend en charge", "maîtrise", "optimise", "fait référence") pour chaque compétence clé du métier. En faisant apparaître les mouvements de personnel et l'évolution des compétences liée à l'expérience et aux formations, les cartographies permettent d'élaborer des prévisions et d'anticiper de manière relativement fiable les besoins en compétences sur une période de 5 ans. Ceci permet de couvrir la durée de la majorité des parcours de professionnalisation.

Dans le principe, l'agrégation des cartographies de compétences au niveau de chaque centrale, puis au niveau national doit permettre de dégager des tendances par métiers. Ces éléments doivent ensuite être intégrés dans les prospectives métiers nationales et déclencher les actions d'ajustement qui s'avèreraient nécessaires. Les outils apparaissent à la hauteur de l'enjeu, mais la complexité de leur mise en œuvre exige des ressources significatives et un effort soutenu de la part d'EDF.

Être capable de faire face aux besoins en compétences

Les prévisions d'EDF font apparaître une augmentation du rythme des cessations d'activité dans la période 2010-2020, avec pour certains métiers des rythmes 3 à 4 fois supérieurs au rythme du début des années 2000. Pour faire face à cette situation, EDF a engagé des actions dans trois directions :

- pour favoriser les recrutements, EDF a pris des initiatives destinées à soutenir le développement des enseignements liés au nucléaire. Ces actions ont permis la mise en place de cursus spécifiques (BAC professionnel "environnement nucléaire") et la création de places supplémentaires dans des formations existantes (doublement du nombre de



Rapport de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2007

places dans les promotions de la formation en Génie Atomique dispensée par l'Institut national des sciences et techniques nucléaires). Il faut souligner qu'EDF n'est pas le seul industriel à devoir faire face à un important besoin de recrutement compte tenu de l'augmentation du rythme de construction de centrales observé actuellement au plan international. Dans le même temps, après une période de moindre attractivité du secteur nucléaire au début des années 2000, le projet EPR et les différents programmes internationaux semblent susciter l'intérêt des jeunes diplômés ;

- des mesures ont également été prises afin de favoriser la mobilité interne des personnels entre les directions et divisions d'EDF intervenant dans le domaine nucléaire. Dans son rapport 2008, l'Inspecteur Général d'EDF pour la Sûreté Nucléaire souligne toutefois que : "les mouvements de personnels entre ces unités sont plus faibles qu'attendu, chacun cherchant à garder ses compétences, compte tenu de la rareté des ressources qualifiées" ;
- enfin, des actions ont été engagées afin d'accroître la capacité du système de formation. Nous citerons tout d'abord la création des Académies des métiers qui assurent sur un site, la formation des nouveaux recrutés par promotions constituées de personnels issus de 2 ou 3 sites. Ce dispositif permet de mutualiser les ressources en formateurs qui sont elles-mêmes fortement sollicitées. Par ailleurs, le développement des habilitations progressives permet à la fois de disposer de manière plus précoce de personnels opérationnels, tout en favorisant la motivation des stagiaires par une mise en pratique des compétences acquises.

EDF fait un effort incontestable pour assurer la pérennité de ses compétences. Cependant, la vigilance doit rester de mise car le système reste encore sous tension. Ainsi, dans son rapport 2008, l'Inspecteur Général d'EDF souligne que : *"la gestion des compétences de trois métiers intéressants directement la sûreté reste très tendue : les chefs d'exploitation, les ingénieurs de sûreté et les formateurs"*.

Faire intervenir des sous-traitants compétents

La maîtrise de la compétence des sous-traitants représente un enjeu très important pour EDF. Dans le domaine de la maintenance, les 17 000 intervenants prestataires issus d'environ 400 entreprises sous-traitantes représentent près de 2/3 des effectifs. Dans le domaine de l'ingénierie et du démantèlement, EDF fait également largement appel à des sous-traitants.

Depuis 2004, EDF a structuré les prestations de maintenance en 10 "segments". Pour chacun d'eux, des panels d'entreprises sous-traitantes susceptibles de répondre à des marchés nationaux ou régionaux ont été constitués. Les marchés passés sont des "marchés cadre" correspondant à un volume d'activité sur les 5 années à venir. Ensuite, EDF passe des commandes d'exécution. La globalisation des achats ainsi obtenue doit permettre à EDF de réduire l'effet d'émiettement du marché observé par le passé et de gagner en attractivité, tout en assurant une maîtrise des coûts grâce aux effets de volumes. De plus, EDF s'est engagé à notifier les commandes au plus tard 4 mois avant le démarrage des prestations. L'objectif est de donner aux prestataires de la visibilité pour lui permettre de mieux anticiper la mobilisation de ses effectifs.

Parallèlement, EDF a renforcé sa capacité d'évaluation de la compétence des prestataires. Lors de la constitution des panels, EDF procède à la qualification des entreprises en examinant notamment l'effectif global, la pyramide des âges, l'ancienneté moyenne, l'effort de formation, le mode de délivrance des habilitations, les modalités de compagnonnage. Chaque prestation fait ensuite l'objet d'une évaluation par des salariés EDF chargés de la surveillance et du suivi des prestataires. Les fiches d'évaluation des prestations (FEP) font l'objet de synthèses annuelles qui sont transmises aux instances en charge de la qualification des entreprises. En cas d'évaluation négative, EDF peut décider la mise sous surveillance renforcée d'un prestataire, voire la suspension de la qualification.

Par ailleurs, certaines actions destinées à soutenir le développement des enseignements liés au nucléaire qui ont été mentionnées précédemment ont été engagées par EDF en partenariat avec ses prestataires. Des actions de communication visant à renforcer l'attractivité des métiers du nucléaire sont également réalisées au plan local et régional.

À travers les différentes analyses menées par l'IRSN, nous avons constaté qu'EDF avait progressivement formalisé ses relations avec les prestataires sur un mode "client-fournisseur". Ceci a pu remettre en cause les logiques de coopération qui pouvaient exister antérieurement. EDF a pris conscience des limites de cette approche et cherche à développer de nouvelles formes de partenariat avec les prestataires, notamment pour assurer la pérennité des compétences.



Pour conclure : des questions à approfondir

Nous pouvons constater à la lecture de cet article qu'EDF a engagé des actions qui permettent un traitement relativement global de la question de la pérennité des compétences. Nous estimons que l'étude de deux sujets mériterait cependant d'être approfondie.

D'une part, la politique de gestion des compétences met à contribution de manière importante les

managers de proximité. Or, ces mêmes acteurs sont sollicités par de nombreux autres projets engagés par EDF. Auront-ils les moyens d'assurer leur mission et à quel coût pour leur santé ?

D'autre part, EDF est une entreprise dont le management se caractérise par une succession ininterrompue de nouveaux projets. Pour plusieurs d'entre eux, la prise en compte de leur impact sur les métiers et sur les compétences est apparue limitée ou tardive. Comment permettre aux projets de mieux anticiper et intégrer ces impacts ? ■

Le vieillissement des matériaux en service

Mesures préventives prises pour la conception du réacteur EPR

The aging of equipment in service: Preventive measures taken in the design of the EPR reactor

par **André Lefrançois**, responsable du département "matériaux, technologie et chimie" AREVA NP

Cet article présente les bases de la sélection des matériaux des composants du réacteur EPR. Il donne notamment quelques exemples des dispositions prises pendant la fabrication pour prévenir le vieillissement thermique et sous irradiation, la fatigue et la corrosion sous contrainte.

In fine, il apparaît que la conception du réacteur EPR bénéficie des connaissances significatives issues de la R&D relative aux mécanismes de vieillissement des matériaux. Elle tire également bénéfice de l'expérience acquise et des solutions retenues pour la réparation ou le remplacement de composants des tranches en service. Toutes ces dispositions permettent d'être confiant concernant la résistance au vieillissement des matériaux du réacteur EPR sur la durée de vie prévue de 60 ans.

Principes pour la sélection des matériaux

Généralités

La sélection des matériaux doit prendre en compte certaines contraintes spécifiques aux Réacteurs à Eau sous Pression (REP). Celles-ci peuvent être résumées comme suit :

- des composants de grandes dimensions, tels que la cuve, la pompe primaire (GMPP) ou les générateurs de vapeur ;
- utilisation de divers modes de fabrication pour ces composants : forgeage, soudage, revêtement ;
- besoin d'assurer une bonne résistance à la corrosion pour les aciers inoxydables, en relation avec des impositions strictes relatives à la chimie des fluides ;
- nécessité d'avoir une connaissance approfondie du comportement de ces matériaux dans les conditions de service, ceci afin de répondre aux exigences réglementaires.

Tous ces points conduisent à retenir pour les matériaux des nuances commerciales, faciles d'usage et bien connues des fabricants, plutôt que des matériaux à "hautes performances".

De façon à obtenir le niveau de qualité requis, les impositions des codes de construction nucléaires (RCC-M, ASME ou autres) intègrent :

- des fourchettes de compositions chimiques réduites pour les composants principaux ;
- un contrôle strict des impuretés et inclusions ;
- des examens non destructifs sévères aux différentes étapes de la fabrication ;
- des essais détaillés pour le premier composant fabriqué (qualification technique) ;
- la définition de paramètres essentiels, gouvernant les propriétés des matériaux, dans les programmes techniques de fabrication des fournisseurs.

Executive Summary

The design of a new Pressurized Water Reactor (PWR) has to take into account past experience, and in particular the lessons drawn from aging of components already in operation. The benefit of this process for long term operation can be exceptionally high in the case of an evolutionary design such as that of the EPR™ reactor, for which the materials and the manufacturing conditions are the result of a very long term optimization.

Aging of materials in operation encompasses several damages, from the embrittlement caused by irradiation or thermal aging to the generation of cracks by fatigue or corrosion. These damages are known and characterized through international field experience and through a lot of laboratory studies performed worldwide, in France mainly by EDF, CEA and AREVA NP.

Even if some damage mechanisms are not fully understood, good practice rules or empirical models were developed in order to give accurate predictions of damage kinetics and consequences. All this experience was taken into account during the design phase of the EPR™ project to define materials and/or service conditions allowing to prevent or to minimize aging.



Rupture brutale

Parmi les impositions réglementaires, l'une des plus importantes est la prévention du risque de rupture brutale, celle-ci étant définie comme une rupture survenant spontanément, sans être précédée par une déformation globale significative. Pour ce qui est propre au matériau, la résistance à la rupture brutale est contrôlée au travers des mesures de résilience (Charpy) à plusieurs températures (à minima 0 °C) et la mesure de l'allongement à rupture et de la striction.

De façon à se prémunir de la rupture brutale, des impositions strictes sont appliquées aux matériaux lors de l'approvisionnement. À titre d'exemple, pour les gros composants, des marges supplémentaires vis-à-vis du risque de rupture brutale ont été introduites par la spécification d'une valeur maximale de RT_{NDT} égale à -20 °C. Cependant ceci n'est pas suffisant dès lors que des phénomènes de vieillissement peuvent réduire, avec le temps, la résistance à la rupture brutale, soit en accroissant la température de transition, soit en diminuant la ténacité. Des mesures complémentaires ont été prises pour limiter le vieillissement, comme indiqué aux paragraphes 3 et 4 ci-après.

Corrosion

La corrosion des matériaux est également un facteur important non seulement du point de vue de la disponibilité, mais également du point de vue des produits de corrosion.

Les matériaux inoxydables austénitiques choisis pour le réacteur EPR sont dits "à très bas carbone" ou stabilisés au Titane ou Niobium de façon à se prémunir contre la sensibilisation intergranulaire lors de la fabrication.

Ces matériaux doivent garantir un haut niveau de protection non seulement vis-à-vis de la corrosion généralisée mais également vis-à-vis de la corrosion localisée telle que la corrosion sous contrainte, la piqûration ou la corrosion caverneuse.

Les effets indésirables du transport des produits de corrosion sont également un facteur prédominant. Le dépôt de ces produits sur les assemblages combustibles ou sur les surfaces d'échangeurs peut conduire à la dégradation du transfert de chaleur ou induire la formation d'isotopes radioactifs après activation dans le cœur du réacteur.

Pour ce qui est de la limitation des teneurs en Cobalt en regard de la réduction de la dosimétrie, des efforts particuliers ont été appliqués aux faisceaux tubulaires des Générateurs de Vapeur, où une limitation à 0,015% a été imposée pour le matériau des tubes. En outre, pour les matériaux inoxydables des principaux composants en contact avec le fluide primaire, la teneur en Cobalt est maintenant limitée à 0,060%.

Le relâchement potentiel a également conduit à des efforts de développement de produits alternatifs aux matériaux à base Cobalt pour les revêtements durs. Ces produits sont aujourd'hui proposés aux fabricants, particulièrement pour la robinetterie.

Conclusion

La sélection des matériaux du réacteur EPR découle des sélections réalisées dans le passé pour les réacteurs français (N4) et allemands (Konvoi). Les impositions relatives à ces matériaux prennent en compte le retour d'expérience et l'évolution des connaissances. Elles sont *de facto* plus sévères que celles retenues par le passé.

L'irradiation neutronique

L'irradiation neutronique des matériaux génère des défauts ponctuels causés par le déplacement dans la structure cristalline des atomes soumis au bombardement des neutrons incidents. La température d'irradiation est un paramètre essentiel, car pour des températures inférieures à 250 °C, le potentiel de recombinaison des défauts ponctuels (réparation) est réduit. Par contre à haute température d'autres phénomènes, comme la formation des cavités provoquant le gonflement des structures peuvent survenir. Aux températures de service des REP (de l'ordre de 300 °C), le comportement des matériaux est principalement influencé par la création de défauts ponctuels.

La cuve

Pour le matériau de cuve, les éléments résiduels cuivre et phosphore interagissent avec les défauts ponctuels et sont responsables de la fragilisation. En plus du matériau et de sa microstructure, les autres paramètres importants sont la dose neutronique et la température. L'impact de l'irradiation sur les matériaux subissant une fluence neutronique élevée (zone du cœur) est un accroissement de la limite d'élasticité qui augmente la température

de transition ductile-fragile et par conséquent le risque de rupture brutale.

Les éléments fragilisant (cuivre, phosphore ainsi que le nickel qui peut renforcer certains effets) ont depuis longtemps été limités de façon stricte dans les spécifications d'approvisionnement.

Dans le cas du réacteur EPR, du fait du diamètre important de la cuve, la fluence neutronique pour la cuve est réduite à de faibles valeurs, comme dans le cas des réacteurs allemands Konvoi. Le choix d'un réflecteur lourd pour les internes de cuve améliore davantage encore la situation par rapport aux réacteurs Konvoi. Les impositions chimiques relatives au cuivre et phosphore ont par ailleurs été renforcées. Le résultat final est que la température RT_{NDT} de transition ductile-fragile anticipée est inférieure à 30 °C après 60 ans de service.

Les internes

Le matériau des structures internes entourant le cœur du réacteur est un acier austénitique inoxydable. Ces structures internes sont refroidies par le fluide primaire mais, du fait de l'échauffement, leur température de service est comprise entre 300 °C et 400 °C. Certaines zones sont soumises à des irradiations très élevées. La structure des aciers inoxydables austénitiques les rend plus résistants à l'irradiation que l'acier de cuve. Cependant, le niveau d'irradiation élevé peut engendrer de profonds changements des propriétés de ces matériaux. Le premier effet visible est le durcissement

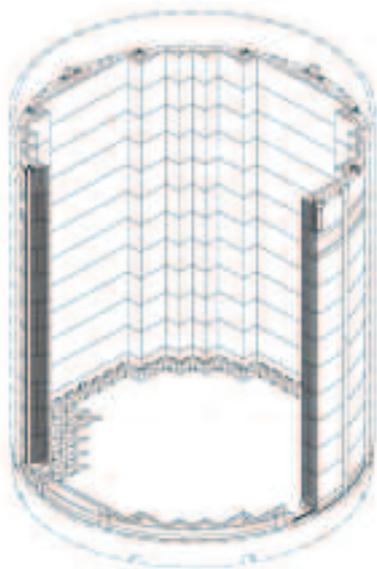


Figure 1 : vue schématique des internes inférieures du réacteur EPR (réflecteur lourd)

qui croît lorsque la température d'irradiation décroît. D'importantes modifications de la microstructure, particulièrement près des joints de grains, sont causées par la diffusion des éléments d'alliage sous irradiation. Celles-ci peuvent rendre le matériau sensible à diverses formes de corrosion. Pour l'EPR, un réflecteur lourd en acier inoxydable austénitique a été choisi pour les internes inférieurs (figure 1), ce qui réduit les fuites neutroniques et contribue à la réduction de la fluence pour l'enveloppe sous pression de la cuve. La conception basée sur le choix de blocs forgés, maintenus par des tirants éloignés du cœur, permet de réduire le risque d'avoir des vis ou des soudures exposées à des fluences élevées.

Le vieillissement thermique

Pour certains matériaux, les phénomènes de précipitation après diffusion sont activés même aux températures de service. Ce processus, appelé "vieillissement thermique", conduit à une perte de ductilité et de ténacité. Les deux cas les plus significatifs sont: la précipitation de phosphore aux joints de grains pour les aciers ferritiques et la démixion du chrome dans la ferrite pour les aciers inoxydables austéno-ferritiques.

Les aciers faiblement alliés

Les aciers faiblement alliés choisis pour l'enveloppe sous pression des gros composants (cuve, GV, pressuriseur) peuvent être affectés par le vieillissement thermique associé à la ségrégation du phosphore aux joints de grains, sous certaines conditions. Le phénomène est d'autant plus marqué que la teneur en éléments fragilisants (P, Sn, Sb et As) est élevée, que la température est élevée et que la microstructure est grossière (ZAT). Pour ce qui concerne ce dernier point, des améliorations de fabrication (soudage) ont été introduites depuis de nombreuses années, pour minimiser l'effet.

Dans le cas du réacteur EPR, les spécifications chimiques ont été rendues encore plus sévères pour limiter les éléments fragilisants. Les progrès effectués au niveau de l'élaboration de l'acier ont rendu possibles ces évolutions.

Les aciers inoxydables austéno-ferritiques moulés

Les aciers inoxydables austéno-ferritiques moulés ont été historiquement principalement utilisés pour les tuyauteries primaires et la volute des pompes primaires. Ces aciers se caractérisent par une



teneur en ferrite de l'ordre de 10% à 25%, permettant d'une part d'éviter les phénomènes de fissuration à chaud et d'autre part de bénéficier de propriétés mécaniques améliorées.

Avec la température et avec le temps, la ferrite durcit et se fragilise. Il est alors possible d'observer des phénomènes de clivage, même à haute température (300 °C).

De très importantes études de compréhension du phénomène ont été réalisées dans les années 80, conduisant à des formules de prédiction des caractéristiques de ténacité.

Au cours des dernières décennies, les choses ont beaucoup évolué. Tout d'abord, la propreté inclusionnaire de ces aciers s'est beaucoup améliorée et d'autre part les nuances au molybdène les plus sensibles au vieillissement ont été exclues pour les fonctionnements à température supérieure à 250 °C.

Dans le cas du réacteur EPR, la nuance austéno-ferritique sans molybdène (Z4 CN 20-09M) moins sensible au vieillissement a été maintenue exclusivement pour la volute de pompe. Les niveaux de ténacité, garantis au travers de programmes expérimentaux importants, sont jugés aujourd'hui satisfaisants.

Le point le plus remarquable, est l'abandon complet des nuances austéno-ferritiques moulées pour les branches primaires au profit de nuances austénitiques forgées (photo ci-dessous), insensibles au vieillissement thermique.

Aciers inoxydables martensitiques

Les aciers martensitiques sont principalement utilisés pour les internes et la boulonnerie externe, ainsi que pour des tiges de commandes d'organes de robinetterie. Les effets du vieillissement thermique ont été observés en service, principalement par des ruptures de tiges de vannes. Il est à noter

que dans certains cas, celui-ci peut se manifester très rapidement (2 ans) pour les températures les plus élevées (350 °C).

En conséquence, les aciers inoxydables martensitiques contenant plus que 13% de chrome ont été proscrits pour des équipements, sollicités sous certaines conditions à basse température et fonctionnant en général à plus de 250 °C. Pour les applications nécessitant les caractéristiques mécaniques les plus élevées, une nouvelle nuance a été développée. Le réacteur EPR bénéficie de cette amélioration.

La fatigue

Un autre mécanisme d'endommagement bien connu est le phénomène de fatigue. Les sollicitations cycliques peuvent affecter la durée de vie des composants. L'accumulation de déformations en fatigue conduit à la formation de bandes de glissement en surface et à l'apparition de fissures.

Le phénomène de fatigue est essentiellement relié aux chargements mécaniques, thermiques mais également au milieu (effets d'environnement).

La prévention de l'amorçage de fissure est assurée par le respect de règles de bonnes pratiques en conception (congés de raccordement...), également au travers d'analyses de fatigue, pour les zones les plus contraintes, en considérant l'ensemble des chargements, sans oublier l'inspection en service.

Ceci a pour conséquence que les problèmes de fatigue rencontrés en service ne concernent généralement pas les transitoires de la chaudière mais plutôt des phénomènes non prévus. On peut citer parmi ceux-ci: les vibrations de tuyauteries, les fluctuations thermiques dans les zones de mélange de fluides de températures différentes, la stratification et les fluctuations de niveau.

Les leçons tirées du retour d'expérience ont été prises en compte pour la conception du



Exemple de branche forgée avec coude et piquage intégrés

réacteur EPR. Entre autres, pour certaines zones, des spécifications complémentaires, relatives aux états de surface, ont été introduites pour améliorer la tenue en fatigue. En parallèle, des méthodes ont été développées pour mieux appréhender les phénomènes survenant dans les zones de mélange. Ceux-ci peuvent être considérés aujourd'hui correctement appréhendés et maîtrisés.

La corrosion sous contrainte

La corrosion sous contrainte peut apparaître en service sous diverses formes lorsque les contraintes de service ou résiduelles de fabrication sont élevées :

- la corrosion sous déformation des aciers au C-Mn ou faiblement alliés ;
- la corrosion par les chlorures, en présence d'oxygène, pour les aciers inoxydables austénitiques ;
- la corrosion intergranulaire des alliages à base Nickel et des aciers austénitiques en milieu caustique ;
- la corrosion sous contrainte intergranulaire des alliages à base Nickel (alliage 600) en eau pure à température élevée. Ce type d'endommagement fut observé en premier lieu pour les tubes de générateurs de vapeur dans la zone de transition. Il fut observé ensuite dans les piquages d'instrumentation des pressuriseurs et dans les adaptateurs des couvercles de cuve.

Après 15 ans d'essais accélérés dans divers laboratoires, incluant le CEA, EDF et AREVA, il a pu être démontré que les alliages 690, ainsi que 52 et 152 pour les métaux déposés, étaient résistants à la corrosion sous contrainte en milieu primaire.

Pour la conception du réacteur EPR, l'alliage 690 et les métaux déposés associés ont été choisis pour le faisceau tubulaire de GV, les pénétrations de cuve et les supports d'internes. En imposant dans les spécifications d'approvisionnement des compositions chimiques strictes et des traitements

thermiques plus précis, la garantie d'une bonne reproductibilité peut être assurée. Il peut être considéré que ces matériaux sont très proches de leur optimum.

Conclusions

Les impératifs industriels et les impératifs de sûreté imposent que les composants des réacteurs REP puissent être fabriqués à partir de matériaux bien connus et faciles d'usage. Les évolutions sont appliquées avec précaution et sont généralement limitées aux compositions chimiques et à l'optimisation des traitements thermiques.

À partir des premiers choix réalisés sur les premiers réacteurs, les matériaux ont connu une optimisation progressive, prenant en compte le retour d'expérience de leur comportement : les fourchettes de composition chimiques ont été réduites et les teneurs en impuretés réduites grâce aux progrès effectués dans l'élaboration des matériaux. Il peut être affirmé aujourd'hui que la plupart des matériaux utilisés pour les principaux composants sont proches de l'optimum et garantissent une excellente reproductibilité de leurs propriétés.

Bien que les matériaux aient peu changé, la connaissance de leurs propriétés a été améliorée considérablement grâce aux travaux réalisés au cours des trente dernières années. Des études d'approfondissement ont été réalisées par AREVA, en impliquant les fabricants, de façon à identifier les paramètres de fabrication susceptibles de modifier les propriétés en service.

Les choix retenus pour le réacteur EPR reposent essentiellement sur des solutions éprouvées en France et en Allemagne. Ces choix permettent d'être confiants dans la résistance au vieillissement du réacteur EPR sur la durée de vie prévue de 60 ans. ■



POUR SUIVRE L'EXPLOITATION EN AMÉLIORANT LE NIVEAU DE SÛRETÉ : LES RÉPONSES À APPORTER

La prise en compte du vieillissement sur les centrales nucléaires espagnoles

Allowance for aging in Spanish nuclear power plants

par **Carmen Rodriguez**, inspectrice de l'Autorité de sûreté nucléaire espagnole (CSN) mise à disposition de la direction des centrales nucléaires (DCN) de l'ASN dans le cadre d'un partenariat entre les deux autorités de sûreté

Le parc nucléaire espagnol assure 20% de la consommation électrique de ce pays. Il est composé de 8 réacteurs qui sont répartis en 6 sites. Ces installations sont des réacteurs du type eau sous pression (PWR, *Pressurized Water Reactor*) et eau à ébullition (BWR, *Boiling Water Reactor*), et leur design est américain (7 réacteurs) et allemand (1 réacteur).

Par ordre d'ancienneté, pour les PWR, les réacteurs sont : Trillo (1978), Almaraz (I : 1980, II : 1983), Ascó (I : 1982, II : 1985) et Vandellós (1987). Pour les BWR, le réacteur le plus ancien est Garoña (1970), suivi de Cofrentes (1984).

Pour l'Autorité de sûreté nucléaire espagnole (*Consejo de Seguridad Nuclear, CSN*), le vieillissement des centrales nucléaires est une préoccupation de sûreté importante, quelle que soit la durée d'exploitation. Depuis sa création en 1980 (Loi 15/1980 de création du CSN, modifiée par la loi 33/2007), le CSN assure le contrôle et l'évaluation continue de la sûreté nucléaire et de la radioprotection des exploitants. À cette fin, le CSN s'appuie sur des inspections de surveillance et de contrôle, ainsi que sur l'examen des rapports périodiques que l'exploitant lui transmet en application des autorisations d'exploitation. Ces rapports périodiques portent sur l'expérience d'exploitation, les modifications, l'application des nouvelles normes et réglementations, les programmes de formation continue du personnel, le programme de surveillance radiologique de l'environnement, la dosimétrie du personnel des centrales nucléaires et les programmes de maintenance et de gestion du vieillissement.

Concernant le vieillissement, les centrales nucléaires espagnoles ont l'obligation de soumettre au CSN un rapport annuel qui inclut les activités réalisées dans le cadre d'un programme de gestion du vieillissement et des réexamens décennaux de sûreté (*Revisiones Periódicas de Seguridad*).

Les réexamens de sûreté

En Espagne, la réglementation ne fixe pas de durée maximale d'exploitation, mais les exploitants doivent solliciter tous les dix ans une autorisation pour

Executive Summary

In Spain, as in most European Union countries, the nuclear power plants (NPP) operation license is open regarding its duration, there being no legal restrictions for extending the operational life of the NPP by renewing their licenses. Plant operation permits are renewed every ten years, following the performance of periodic safety reviews, which constitute a reasonable guarantee that safety conditions will be maintained throughout the next ten years period.

Plant ageing management programmes in Spain started in mid 80's with a joint programme shared by all Spanish utilities through their common organisation, UNESA, and the Spanish nuclear regulatory Authority (CSN). The development of the methodology was based mainly in technical documents from IAEA and from USNRC rulemaking and documents, as well as in the international experience available.

CSN is interested in realising an effective management of components ageing processes. Therefore CSN has introduced within its inspection and control functions specific requirements related to ageing management.

The regulatory requirements related to NPP lifetime management are basically the following:

- NPP operation license requires preparing and submitting to the CSN an annually updated report on the ageing control activities or the Lifetime Management Programme;
- continuous NPP safety evaluation process by CSN, complemented with periodic safety reviews, to be performed every 10 years, including: a) review of components behaviour (identify degradation mechanism and current corrective measures adopted by the plant for ageing mechanisms control and mitigation) and b) updating of the safety evaluation and improvement programmes (Lifetime management programme is included among them). In the case the period of validity of a new operation permit exceeds the lifetime considered in the initial design of the plant, the periodic safety review process remains valid, but it must be supplemented with additional information regarding ageing management, and described in the American standards.



poursuivre l'exploitation, réaliser des réexamens décennaux de sûreté, et développer une démarche spécifique pour la gestion du vieillissement.

Prenant en compte les pratiques internationales, en 1992 le CSN a imposé aux exploitants la réalisation d'un réexamen décennal de sûreté de ses installations. Ces réexamens doivent permettre d'apprécier l'état de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente. L'objectif à atteindre est d'établir un diagnostic du vieillissement de chaque centrale nucléaire.

Il est important de noter que ces réexamens décennaux ne se substituent pas aux contrôles que l'exploitant doit effectuer de façon continue sur son installation.

En 1995, le CSN a publié le guide GS 1.10, "*Revisiones Periódicas de la Seguridad de las Centrales Nucleares*" (révisions périodiques de sûreté aux centrales nucléaires), qui s'inspire du *Safety Guide "Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants"* de l'AIEA.

En 2008 le CSN a publié une mise à jour de ce guide, pour prendre en compte les nouvelles exigences intégrées dans la mise à jour du *Safety Guide NS-G-2.10 "Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants"* de l'AIEA et, aussi, les problématiques d'exploitation au-delà de 40 ans mentionnées dans le 10 CFR 54 "*License Renewal*" des États Unis.

Ce guide du CSN fixe les objectifs associés à la poursuite d'exploitation, ainsi que les conditions de réalisation des réexamens décennaux de sûreté des centrales nucléaires espagnoles. Il décrit également la procédure pour solliciter une autorisation pour poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans

d'exploitation, durée d'exploitation prévue pour la conception des installations.

L'application des guides du CSN est obligatoire, sauf si l'exploitant est capable de démontrer qu'une autre solution permet de respecter les objectifs attachés à ces guides.

Calendrier et contenu des réexamens de sûreté

Un an avant que l'autorisation d'exploitation en vigueur n'expire, l'exploitant doit présenter au CSN un document de réexamen décennal de sûreté accompagné d'une mise à jour des études probabilistes du sûreté, (EPS) prenant en compte toutes les modifications importantes pour la sûreté mises en œuvre depuis le dernier réexamen décennal de sûreté.

Six mois après l'examen du document de réexamen décennal par le CSN, l'exploitant remet à jour ce document, en incorporant tous les modifications demandées par le CSN à la suite de son instruction.

Les réexamens décennaux de sûreté comprennent notamment les sujets suivants :

• L'analyse du retour d'expérience d'exploitation

L'objectif de l'analyse du retour d'expérience d'exploitation est de détecter les éventuels écueils dans le processus de recueil du retour d'expérience, d'identifier les signaux faibles pouvant indiquer une dérive du niveau de sûreté et également de vérifier la pertinence et la pérennité des actions correctives mises en œuvre.

Cette analyse doit englober le retour d'expérience acquis au cours de l'exploitation sur la sûreté et la radioprotection, sur le contrôle des rejets liquides et gazeux, sur la surveillance radiologique de l'environnement et sur la gestion des déchets radioactifs.

• L'analyse des composants, structures et systèmes

Cette analyse doit être orientée vers l'identification des dégradations éventuelles pour la sûreté du fonctionnement des équipements. Pour les équipements requis dans les spécifications techniques, l'exploitant doit identifier tous les défaillances qui surviennent pendant le fonctionnement normal de l'équipement ainsi que lors de la réalisation des





Centrale nucléaire Almaraz à Cáceres (Espagne). Le réacteur 1 a été mis en service en 1980 et le réacteur 2 en 1983

essais périodiques et susceptibles de provoquer une panne ultérieure. Ensuite, l'exploitant doit entreprendre une analyse des taux de défaillances, des tendances, des analyses de causes profondes et des actions correctives à mettre en œuvre.

• Modifications de la conception initiale

L'exploitant doit lister les modifications implémentées, leurs objectifs, les améliorations obtenues et les défaillances détectées, et évaluer leur impact sur les systèmes où ces modifications ont été réalisées, ainsi que globalement sur toute l'installation.

• Réglementation

L'exploitant doit vérifier sa conformité vis-à-vis des normes internationales, en particulier les standards et les guides de l'AIEA, des normes du pays d'origine de l'installation, ainsi que les prescriptions techniques du CSN.

• L'analyse du système de management

Le CSN est particulièrement attentif à la gestion des formations du personnel, la prise en compte des facteurs organisationnels et humains, le développement de la "culture de sûreté", la gestion des procédures d'exploitation et des situations d'accidents graves, l'amélioration et la mise à jour des

spécifications techniques, la gestion du vieillissement, la gestion de la qualité, la réduction des doses, le contrôle et la surveillance des rejets, la protection radiologique de l'environnement et la gestion des déchets radioactifs.

Plan de gestion du vieillissement

La méthodologie suivie par UNESA (Association des exploitants des centrales de production d'énergie électrique espagnoles) pour la définition des programmes de gestion du vieillissement, approuvée pour le CSN, se décompose en plusieurs étapes.

Pour chaque composant ou groupe de composants similaires considérés comme importants pour la sûreté, l'exploitant établit des fiches de vieillissement qui identifient les mécanismes potentiels de dégradation, en considérant les caractéristiques de conception et de fabrication des matériels ainsi que leurs conditions de fonctionnement et de maintenance.

L'exploitant élabore des fiches des pratiques de maintenance, qui décrivent, pour chaque composant ou groupe de composants similaires, les actions à réaliser pour assurer le contrôle de leur vieillissement.

L'exploitant analyse les fiches des composantes et les fiches de maintenance. Cette analyse lui permet

d'identifier d'éventuelles lacunes dans son programme de gestion du vieillissement.

Le cas échéant, l'exploitant entreprend la modification des programmes de maintenance et la réparation ou le remplacement de composants ou même la modification des procédures d'exploitation, afin que les conditions de fonctionnement des composants permettent de garantir une gestion maîtrisée des phénomènes liés au vieillissement.

Tous les ans, les centrales nucléaires espagnoles doivent soumettre au CSN les résultats de leurs programmes de gestion du vieillissement.

De plus, le CSN réalise périodiquement des inspections sur les centrales nucléaires pour vérifier l'application et la mise à jour de ces programmes de gestion du vieillissement. Ces inspections sont incluses dans le programme annuel de base d'inspection du CSN.

La gestion du vieillissement et la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans

Dans le passé, le CSN traitait le processus de gestion du vieillissement des structures, systèmes et composants au cas par cas avec chaque exploitant.

Dans le but d'harmoniser les critères appliqués, le CSN développe actuellement un projet de texte réglementaire relatif à la gestion du vieillissement des centrales nucléaires, applicable à toutes les centrales espagnoles de types PWR et BWR. Les exigences mentionnées dans ce texte s'appliqueront à toutes les centrales nucléaires espagnoles.

Ce texte réglementaire détaille les conditions qui doivent être atteintes pour le contrôle du vieillissement des composants nucléaires, pendant l'exploitation sur la durée de 40 ans prévue à la conception de l'installation, et au-delà.

Ce texte réglementaire définit les critères applicables pour la définition d'un programme de gestion du vieillissement, et il mentionne les différents types de rapports que les exploitants doivent soumettre au CSN au cours de l'exploitation :

a. Fonctionnement pendant la période d'exploitation prévue à la conception :

- Des rapports annuels, qui doivent être envoyés au CSN pendant le premier semestre de chaque année. Le contenu de ces rapports doit répondre, a



Centrale nucléaire Trillo à Guadalajara (Espagne) mise en service en 1978

minima, aux exigences de la réglementation américaine 10 CFR 54 "Requirement for renewal of operating licenses for nuclear power plants", articles 54.3, 54.4 et 54.21, à l'exception des points 54.3a et 54.21c.

- Tous les dix ans, des rapports qui mentionnent les activités réalisées et les résultats obtenus dans le programme de gestion du vieillissement entre deux réexamens de sûreté.

b. Fonctionnement entre 30 et 40 ans d'exploitation (lié au dépôt de la demande de nouvelle autorisation d'exploitation qu'implique l'exploitation au-delà de 40 ans) :

- Trois ans avant la date d'expiration de l'autorisation d'exploitation en vigueur, l'exploitant doit soumettre au CSN Le plan intégré de l'évaluation et de la gestion du vieillissement, qui doit être composé des études de gestion du vieillissement et des analyses réalisées en considérant les hypothèses de vie limitée.

c. Le fonctionnement pendant la période "au-delà de 40 ans d'exploitation" :

- Des rapports annuels, qui devront être envoyés au CSN pendant le premier semestre de chaque année.

Le contenu de ces rapports est défini dans la réglementation américaine 10 CFR 54 "Requirement for renewal of operating licenses for nuclear power plants", articles 54.3, 54.4 et 54.21.

Conditions complémentaires applicables aux réexamens décennaux de sûreté liées à la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans

Trois ans avant la date d'expiration de l'autorisation d'exploitation en vigueur, il est nécessaire que les



analyses ou les propositions de mise à jour des documents suivants soient présentées au CSN :

- le plan intégré de l'évaluation et de la gestion du vieillissement ;
- la proposition de supplément d'étude de sûreté, que doit comprendre des études et des analyses que justifient l'opération sûre de la centrale au-delà 40 ans ;
- la proposition de mise à jour des spécifications techniques, qui doit inclure les changements nécessaires pour garantir l'opération sûre de la centrale au-delà 40 ans d'exploitation ;
- l'étude de l'impact radiologique lié au fonctionnement après 40 ans d'exploitation ;
- la proposition de mise à jour du plan de gestion de déchets, en considérant le fonctionnement au-delà de 40 ans d'exploitation.

Les documents ci-dessus doivent alors intégrer les conclusions de l'examen du CSN et être soumis à nouveau au CSN, un an avant la date d'expiration de l'autorisation d'exploitation en vigueur.

Si le document du réexamen de sûreté a été présenté au CSN plus d'un an avant la date d'expiration de l'autorisation d'exploitation en vigueur,

l'exploitant doit présenter une nouvelle mise à jour de ce document avant la date d'expiration de l'autorisation d'exploitation en vigueur.

Si l'autorisation pour l'entreposage du combustible irradié dans la centrale est limitée à un nombre d'assemblages de combustible inférieur au nombre d'assemblages prévus à la date de la nouvelle autorisation d'exploitation, il est nécessaire que, au plus tard trois mois après avoir sollicité la nouvelle autorisation d'exploitation, l'exploitant sollicite aussi l'autorisation pour l'augmentation de la capacité d'entreposage du combustible irradié. Cette demande d'autorisation doit être accompagnée des analyses justificatives nécessaires.

Le CSN considère la bonne gestion du vieillissement comme un enjeu majeur pour accorder la poursuite d'exploitation des réacteurs espagnols. Aujourd'hui, le CSN instruit les documents transmis par la centrale nucléaire Santa Maria de Garoña en vue de la poursuite de son exploitation au-delà de 40 ans. Ce sera la première fois que l'autorité nucléaire espagnole se prononce sur ce sujet conformément à la réglementation en vigueur. ■

POUR SUIVRE L'EXPLOITATION EN AMÉLIORANT LE NIVEAU DE SÛRETÉ : LES RÉPONSES À APPORTER

Le vieillissement des installations nucléaires : un processus mal maîtrisé et insuffisamment encadré

The aging of nuclear facilities: a badly managed and inadequately supervised process

par Yves Marignac, directeur de WISE-Paris¹, membre de Global Chance²

Comme tout équipement construit par l'homme, les réacteurs nucléaires subissent l'usure du temps. Derrière ce constat d'évidence se cache une question complexe: quand un réacteur devient-il vieux, et plus précisément trop vieux pour continuer à produire de l'électricité ?

Un enjeu crucial pour l'industrie

Cette question est aujourd'hui d'une importance cruciale pour l'industrie nucléaire. D'un côté, le parc nucléaire installé dans son âge d'or, des années soixante-dix au début des années quatre-vingt, approche voire dépasse les durées de vie présentées comme garanties lors de sa conception. De l'autre, la chute brutale du nombre de nouveaux réacteurs construits dans les deux décennies suivantes prive les exploitants de renouvellement de leurs capacités de production.

L'allongement de la durée de vie des centrales revêt dans ces conditions un double enjeu. Le premier, classique du point de vue économique, est de prolonger – fût-ce au prix de dépenses conséquentes de mise à niveau – l'exploitation d'un outil de production dont l'investissement a été amorti après 20 à 30 années de fonctionnement. Le second, crucial du point de vue industriel, est de retarder un déclin que le niveau actuel de commandes, dans le cadre de l'auto-proclamée

“renaissance” du nucléaire, ne suffira pas à enrayer.

La pression de l'industrie est donc très forte pour obtenir des autorités toute extension de durée possible. Aux États-Unis, où les réacteurs ont été initialement autorisés pour une durée de 40 ans à partir de leur permis³, une campagne de réexamen se poursuit depuis dix ans environ pour accorder au cas par cas une autorisation pour vingt années supplémentaires. En avril 2009, le 52^e réacteur pour lequel une telle demande a été présentée à ce jour – soit exactement la moitié des 104 réacteurs en exploitation dans ce pays – a obtenu cette autorisation. Un second tour d'extensions portant la durée à 80 ans semble même déjà envisagé par certains.

En France, où aucune durée n'a été autorisée a priori, et où la poursuite d'exploitation est accordée réacteur par réacteur tous les dix ans, à l'issue d'une inspection approfondie par l'Autorité de

La vieillesse. C'est la seule maladie dont on ne peut espérer guérir.

Orson Welles, dialogue du film *Citizen Kane*, 1941

Executive Summary

Faced to the ageing of their nuclear capacities, utilities like EDF are pushing to develop and obtain life extension schemes. There is, however, only too little experience with reactors operating for more than 40 year. The ageing processes have not been fully included in the original design of the reactors, and there are still important gaps in understanding some of them. Ageing, however, might affect various performances of virtually all components participating to the safety of the reactor, leading to an increased number of incidents and an increased risk of more serious accidents that become significant after two decades or more of operation. Corrective action can only be limited, and has to be considered in a global set of factors including ageing design, obsolescent technologies, and evolving capacities in terms of human resources, industrial services or financial means. This all points to the need to set simple, applicable and verifiable criteria defining the conditions for shutting-down ageing reactors that don't exist as such in current regulations.

1. WISE-Paris, créée en 1983, est une agence d'information, d'étude et de conseil sur le nucléaire et l'énergie. WISE-Paris est totalement indépendant de tout autre organisme portant le nom de WISE.

2. Global Chance est une association de scientifiques et d'experts développant des analyses indépendantes sur les questions de développement et d'environnement global au service d'une expertise publique multiple et contradictoire.

3. Ce point rend les durées affichées non directement comparables à celles d'autres pays, comme la France, où les durées sont calculées à partir de la mise en service industrielle.



sûreté nucléaire (ASN) – la “visite décennale” –, EDF ne cache pas ses intentions. L'exploitant de l'ensemble des 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) français a ainsi annoncé en décembre 2008, dans le cadre d'une opération à la bourse de Londres, être “confiant dans l'obtention de l'autorisation de fonctionnement à 40 ans” de ses réacteurs, dont les premiers vont passer l'inspection des 30 ans en 2009, et viser de “porter la durée de vie du parc français significativement au-delà” (c'est-à-dire 60 ans), envisageant pour cela un programme de 400 M€ d'investissement par tranche sur plusieurs années⁴.

Un manque de retour d'expérience

Cette confiance étonne, car l'industrie entre en réalité en territoire inconnu. Cela fait seulement 55 ans, depuis la mise en service du premier réacteur de production électronucléaire, en 1954 en Union Soviétique, que le parc nucléaire se développe. Et le retour d'expérience sur le comportement des réacteurs aux durées de vie que certains exploitants semblent tenir pour techniquement acquises est proche de zéro.

Régulièrement mis à jour, le *World Nuclear Industry Status Report*⁵ fournit des chiffres sans appel. La moyenne d'âge des 436 réacteurs en exploitation

dans le monde atteint aujourd'hui à peine 25 ans, et seules six unités restant en exploitation ont atteint ou dépassé 40 ans. Le plus ancien réacteur en exploitation, Oldbury A1 (Royaume-Uni), fonctionne depuis 41,5 ans⁶. De plus, un total de 121 réacteurs ont été définitivement arrêtés, avec une durée de vie moyenne qui ne dépasse pas 23 années. Seuls 14 d'entre eux avaient atteint lors de leur fermeture une durée de vie de 40 ans. Le réacteur ayant fonctionné le plus longtemps, Calder Hall (Royaume-Uni), avait atteint 46,5 années d'exploitation lors de son arrêt définitif.

Le retour d'expérience n'est pas meilleur sur la filière des réacteurs à eau pressurisée (REP), à laquelle appartient l'ensemble des 58 réacteurs exploités par EDF en France. Il s'agit en effet d'une filière “jeune”, qui équipe une fraction large

4. EDF, *Investor Day*, Londres, 4 décembre 2008. On peut par ailleurs noter qu'EDF, en affichant d'emblée une durée de vie de 60 ans pour le nouveau réacteur EPR en construction à Flamanville, tente d'imposer cet horizon comme un nouveau standard.
 5. Schneider, M. (dir.), Froggatt, A., Thomas, S., Koplou, D., *World Nuclear Industry Status Report 2009*, commandité par le Ministère allemande de l'Environnement, de la Protection de la Nature et de la Sûreté des Réacteurs, à paraître. Mycle Schneider, ancien directeur de WISE-Paris, publie régulièrement des mises à jour de ce rapport dont la première édition était publiée en 1992 par le Worldwatch Institute à Washington, WISE-Paris et Greenpeace International.
 6. L'arrêt des réacteurs Oldbury A1 et 2, “doyens” du parc nucléaire mondial avec respectivement 41,5 et 41 ans de durée de vie, est prévu en 2010.

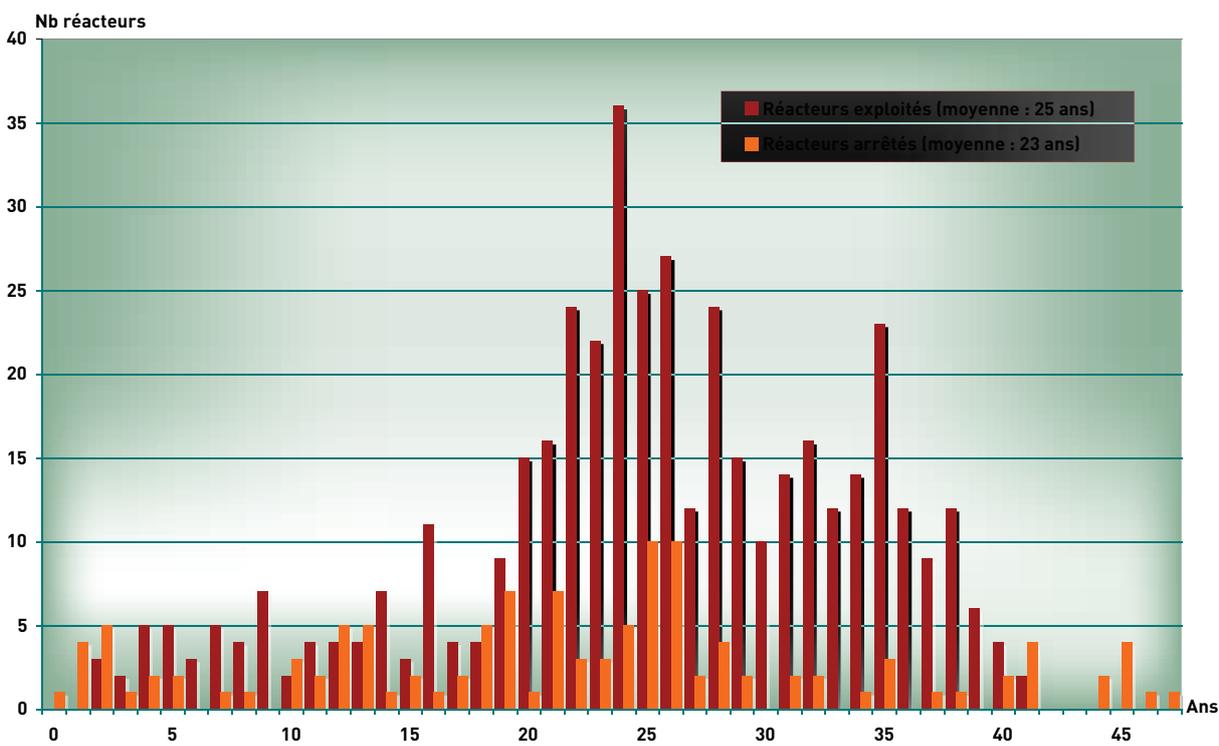


Figure 1 : distribution par âge des réacteurs en exploitation dans le monde, avril 2009

(60% des réacteurs et 65% de la capacité installée) mais récente du parc nucléaire mondial (seulement 15% des réacteurs fermés). La moyenne est de 25 ans pour les REP en exploitation, et 23 ans pour les REP fermés, comme pour l'ensemble du parc. Mais aucun REP n'a encore atteint une durée de vie de 40 ans. Le plus âgé est Beznau (Suisse), encore en exploitation, qui atteindra 40 années depuis son couplage au réseau en juillet 2009. En France, la moyenne atteint 22 années, et le plus ancien réacteur est Fessenheim 1, connecté au réseau en mars 1977 et dont se prépare actuellement la troisième visite décennale.

Un déficit de conception et de connaissances

Au manque de retour d'expérience s'ajoute un déficit de conception. Le vieillissement a bien sûr été considéré dans le design des réacteurs. La cuve des réacteurs d'EDF, par exemple, a ainsi été dimensionnée pour résister à l'équivalent de 30 années à pleine puissance d'irradiation. Mais des études poussées n'ont pas été menées sur l'ensemble des composants, et des durées plus longues n'ont pas été prises en compte.

Enfin, le vieillissement des réacteurs reste, sur le plan des connaissances techniques, l'objet de larges incertitudes. Comme le note l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), *"les matériels des centrales électronucléaires sont conçus, réalisés et exploités de telle sorte que leur vieillissement prévisible (...) n'affecte pas les critères de sûreté. (...) L'expérience d'exploitation, notamment les résultats des contrôles et des visites périodiques, met cependant en évidence des phénomènes d'endommagement inattendus. (...) Dans d'autres cas, la cinétique de l'endommagement a été plus rapide qu'il n'avait été prévu"*⁷.

Des processus complexes mais critiques

Le vieillissement affecte ainsi l'ensemble des systèmes intéressant la sûreté :

– le système de confinement, basé sur l'étanchéité d'enceintes successives, dont les éléments structurels du réacteur que sont la cuve et son

couvercle, le circuit primaire avec les générateurs de vapeur, et l'enceinte en béton du bâtiment réacteur ;

– le système de conduite du réacteur, incluant l'ensemble des pièces mécaniques internes au cœur qui maintiennent sa géométrie (ancrages, grilles) et contrôlent sa réactivité (barres de contrôle), le câblage et le système de contrôle-commande lui-même ;

– le système de sauvegarde, comprenant les différents équipements intervenant en cas d'incident ou d'accident, tels que les circuits et pompes de secours ou les générateurs diesel.

On peut citer, parmi les principaux processus de vieillissement observés sur ces différents composants :

– les mécanismes de fragilisation, par irradiation ou par contrainte thermique, des tuyauteries, pouvant entraîner une perte de résistance à la rupture, une propagation plus rapide d'éventuelles fissures et une augmentation de la température de transition ductile-fragile⁸. Un phénomène de vieillissement thermique non prévu a ainsi été observé dès les années quatre-vingt sur certaines parties en acier inoxydable austénoferritique moulé du circuit primaire des réacteur français. Aujourd'hui, malgré un important programme de R&D ayant permis de mieux caractériser le phénomène et de développer sa surveillance par des mesures *in situ*, l'évolution à long terme reste incertaine et préoccupante ;

– les mécanismes de fissuration par corrosion sous contrainte au niveau des couvercles de cuves. Les processus de cette nature restent mal connus et constituent l'un des principaux facteurs d'aggravation non prévue de la sûreté liée au vieillissement. Des fissures ont ainsi été détectées au niveau des adaptateurs des couvercles de cuve par EDF, notamment au Bugey en 1991 et à Fessenheim 2

en 1996. Ce même phénomène a été observé dans d'autres réacteurs, notamment sur celui de Davis Besse, aux États-Unis, où une telle fissure s'est développée pendant plus de 10 ans avant d'être détectée de façon fortuite. Une cavité de 15 cm de profondeur et 17 cm de large s'était formée, la résistance de la cuve ne tenant plus en ce point

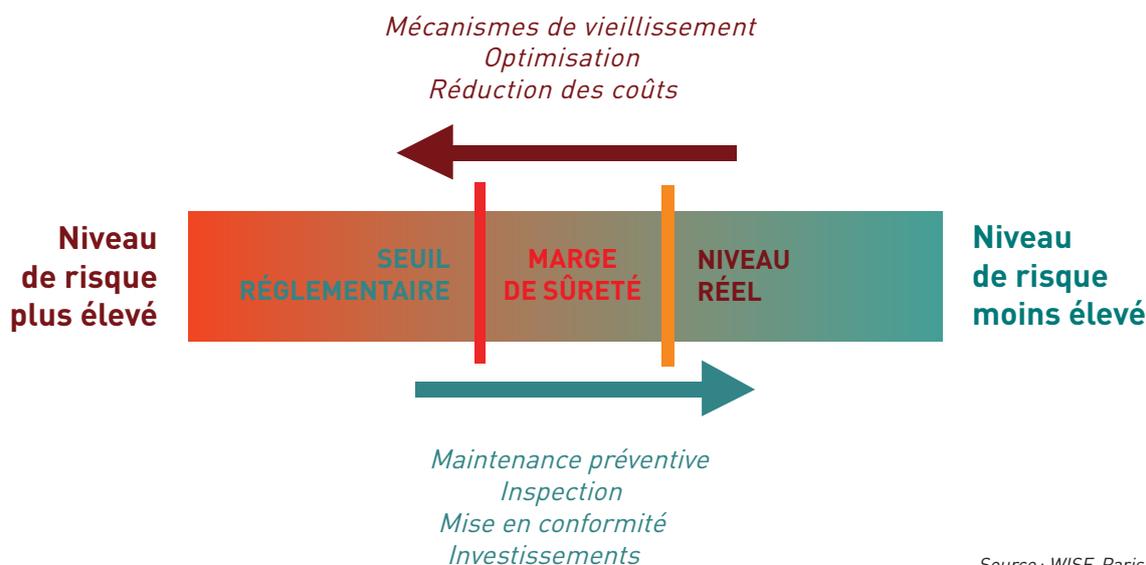
***Nous désirons tous
atteindre la vieillesse, et
nous refusons tous d'y être
parvenus.***

**Francisco de Quevedo, *Política
de Dios y Gobierno de Cristo*,
1619**

7. IRSN, "Le vieillissement des réacteurs nucléaires", in *Rapport scientifique et technique 2002*, pp. 19-27.

8. Température à laquelle le métal perd son élasticité pour devenir cassant.





Source : WISE-Paris

Figure 2 : paramètres opposés contribuant à la détermination du niveau de risque d'une installation nucléaire

qu'aux 3 mm d'épaisseur de l'enveloppe externe en acier inoxydable ;

- les différents phénomènes de corrosion, d'usure, de dépôt qui s'exercent au niveau des générateurs de vapeur, entraînant des effets divers, tels que des fissurations traversantes et donc un risque de rupture des tubes de ces générateurs, ou un colmatage des plaques qui les maintiennent, empêchant la circulation d'eau et dégradant donc les performances et la sûreté du fonctionnement. Ces phénomènes touchent aujourd'hui les générateurs de vapeur du parc EDF dans des proportions inattendues, conduisant à un programme lourd d'actions correctives⁹ ;
- l'altération, sous l'effet des conditions de température et d'irradiation, des gaines des câbles électriques. Le vieillissement prématuré de câbles de contrôle-commande, dits "câbles Crosne", suite à un défaut de qualité, a été à l'origine d'un des plus graves incidents connus par le parc nucléaire, le 14 avril 1984 sur le réacteur Bugey 5¹⁰ ;
- l'évolution des bétons, susceptible d'entraîner une perte d'étanchéité des enceintes en situation accidentelle. La tenue de l'enceinte de confinement des réacteurs 1300 et 1450 MWe d'EDF, caractérisée par une double enveloppe en béton sans peau étanche métallique, repose sur la résistance de la première enveloppe à une rupture brutale du circuit primaire. Cette résistance est obtenue par une précontrainte à la construction, dont l'efficacité diminue en réalité plus vite que prévu à la conception du fait du retrait et du fluage du béton.

Ainsi le vieillissement physique se traduit essentiellement par deux tendances :

- une augmentation progressive du nombre d'incidents ou d'événements significatifs tels que fissures, fuites, court-circuits, etc.¹¹ ;
- un affaiblissement croissant des matériaux pouvant déclencher des situations accidentelles ou aggraver leurs conséquences.

Bien que non linéaires et aléatoires pour beaucoup, ces phénomènes deviennent assez vite statistiquement significatifs, et réduisent réellement le niveau de sûreté des réacteurs à partir d'une vingtaine d'années de fonctionnement¹².

Des mesures correctrices limitées

On voit donc à la fois les conséquences graves que le vieillissement peut avoir sur la sûreté, et la difficulté à prévoir, surveiller et remédier les différents phénomènes en jeu. On distingue en général trois types de mesures envisageables pour lutter contre le vieillissement :

- la surveillance, dont l'efficacité est limitée par le caractère potentiellement diffus, aléatoire ou non

9. Voir notamment l'analyse menée dans Wiroth, P. / EDF, *Rapport de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection 2008*, janvier 2009.

10. Une perte d'isolement des câbles a conduit à une baisse brutale de tension sur l'alimentation d'un tableau de contrôle-commande et au blackout complet de la tranche, dont la sauvegarde n'a été permise qu'avec le démarrage du second moteur diesel de secours.

11. On observe d'ailleurs actuellement une telle augmentation sur le parc nucléaire français. Voir à ce sujet le chapitre consacré à la sûreté dans *Global Chance*, "Nucléaire, la grande illusion - Promesses, déboires et menaces", *Les Cahiers de Global Chance*, n° 25, septembre 2008.

12. Hirsch, M. [dir.], Becker, O., Schneider, M., Froggatt, A., *Nuclear Reactor Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century*, rapport commandité par Greenpeace International, avril 2005.

linéaire de certains processus, et par les contraintes d'accessibilité des différents composants ;

– la réduction des charges, qui consiste à mettre en place des dispositifs de compensation ou à faire évoluer le domaine de fonctionnement du réacteur pour diminuer les effets liés notamment aux contraintes thermiques et d'irradiation. Ce type d'action peut avoir un effet négatif sur la productivité du réacteur ;

– le remplacement des composants, qui est une solution coûteuse et limitée dans tous les cas aux équipements techniquement remplaçables – ce qui n'est pas le cas de la cuve et de l'enceinte notamment.

Il est à noter que la problématique du vieillissement et la démarche envisageable pour en maîtriser les conséquences ne se limitent pas aux seules centrales. Elle s'applique également aux grandes installations de R&D et surtout aux usines, dont la diversité est toutefois aussi marquée en France que l'est la standardisation des réacteurs. Cette hétérogénéité rend l'acquisition de connaissances, l'élaboration de mesures correctives et l'application de bonnes pratiques encore plus difficiles.

Une vision plus globale du vieillissement

Les difficultés et les coûts engendrés par une action à l'efficacité limitée peuvent conduire à laisser se réduire la marge de sûreté, c'est-à-dire l'écart supposé entre le niveau de sûreté minimal de sûreté du réacteur requis par les autorisations et le niveau réel, censé être supérieur¹³. La figure 2 illustre la façon dont le vieillissement et sa gestion, parmi d'autres facteurs, peuvent influencer sur cette marge. Cette réflexion appelle également à développer une vision plus large du vieillissement.

En premier lieu, le vieillissement d'un réacteur est aussi celui de sa conception et de son dimensionnement, largement figés à la construction alors que les connaissances et l'acceptabilité évoluent, et les exigences de sûreté avec elles. L'écart croissant qui se crée au fil de l'exploitation ne peut être que partiellement compensé par les rééquipements et les mises en conformité.

Les difficultés éprouvées pour renforcer la résistance des réacteurs d'EDF face à l'évolution des normes sismiques illustrent ce phénomène. L'impossibilité d'intégrer a posteriori, après le 11 septembre 2001, de nouvelles exigences de

résistance des réacteurs ou des autres installations aux chutes d'avion démontre les limites d'une démarche d'adaptation.

Un autre facteur de vieillissement est l'évolution des technologies, qui peut conduire à l'obsolescence d'équipements choisis au moment de la conception. Le cas le plus critique est peut-être en France celui du contrôle-commande des réacteurs 900 MWe, reposant sur une technologie dite de relayage électro-magnétique dont la discipline n'est plus pratiquée ni même enseignée aujourd'hui. Outre la difficulté à conserver une compétence pour utiliser et contrôler les équipements obsolètes se pose la question des capacités techniques et industrielles pour en assurer la maintenance, voire le remplacement.

La question du maintien des capacités nécessaires à la maîtrise d'un réacteur peut se poser plus globalement. Elle concerne d'abord les ressources humaines, c'est-à-dire l'existence en nombre suffisant d'ingénieurs et de techniciens qualifiés et expérimentés. Elle s'applique ensuite au tissu industriel. L'IRSN pointait en 2003 les incertitudes sur les possibilités de remplacement de matériels usés ou obsolètes après les troisièmes visites décennales¹⁴. Le problème se pose en réalité déjà à EDF, qui doit de plus en plus remettre en place des équipements démontés lors des arrêts de tranche pour être remplacés, faute de disposer des pièces de rechange¹⁵. Ce problème résulte également d'une gestion en flux tendu liée à une exigence croissante de rentabilité. Cet aspect souligne la nécessité, pour finir, d'intégrer également une préoccupation sur la capacité financière des exploitants à faire face à tout moment de la vie d'un réacteur à l'ensemble des coûts correspondant à sa durée de vie projetée.

La nécessité de règles et critères clairs

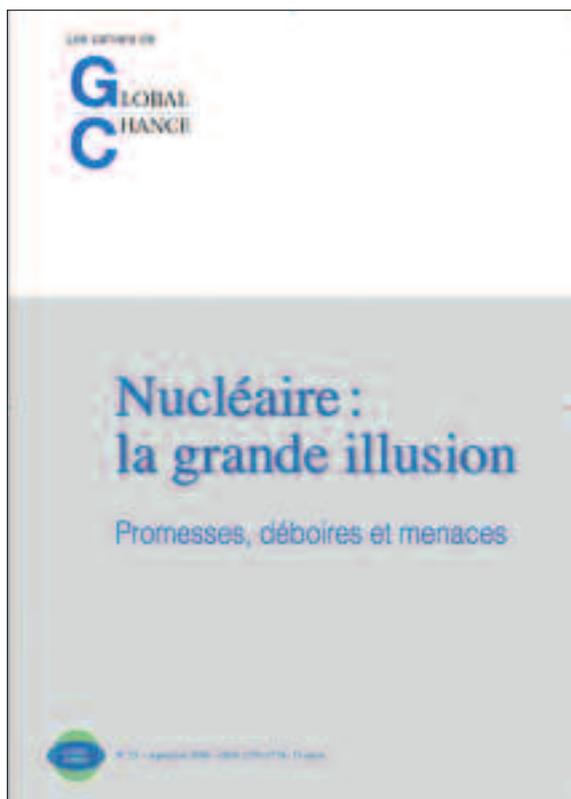
Les mécanismes en jeu dans la gestion du vieillissement appellent au vu de ce tableau général un contrôle vigilant. Le problème est qu'aucun pays n'a développé un ensemble cohérent de critères pour définir les conditions entraînant un arrêt pour

13. Sans entrer ici dans une discussion, ni sur la définition du minimum souhaitable, ni sur la fiabilité de l'estimation du niveau réel.

14. Résumé présenté en avril 2004 sur le site internet du Ministère de l'écologie du rapport de l'IRSN sur le réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des 34 réacteurs de 900 MWe.

15. Wiroth, P., *op. cit.*





Publication n° 25 de Global Chance de septembre 2008

cause de vieillissement. Les autorités procèdent en réalité à l'inverse, en accordant, selon des modalités qui varient d'un pays à l'autre, des extensions d'exploitation.

L'échéance à laquelle parvient en 2009 le parc nucléaire français, avec les premiers exercices de troisième visite décennale, aurait dû permettre d'engager ce débat fondamental avec l'ensemble de la société : selon quelles règles, sur la base de quels critères ces réacteurs seront-ils autorisés à poursuivre leur exploitation ou au contraire arrêtés ?

Lorsqu'on se souvient, par exemple, que l'ASN affirmait dès 1995 la nécessité, au vu de l'évolution des exigences de sûreté, d'appliquer un standard plus élevé que celui des plus récents réacteurs du palier N4 pour de nouvelles constructions¹⁶, il ne paraît pas trivial de laisser des réacteurs de conception plus ancienne encore et fatigués par le vieillissement fonctionner sans se poser une question de cohérence.

WISE-Paris a développé en 2004, dans le cadre de débats sur ce type de question en Suisse, une étude pour identifier différentes bases envisageables pour l'élaboration de critères d'arrêt des réacteurs vieillissants¹⁷.

Les pistes proposées portaient notamment sur :

- l'établissement de critères quantitatifs directement basés sur des limites de dégradation par des processus physiques des différents composants, structures et systèmes,
- une approche quantitative plus fine basée sur des seuils d'augmentation de probabilité d'accident à ne pas dépasser dans le cadre des évaluations probabilistes de sûreté ;
- en complément, l'application de critères qualitatifs liés à la mise en œuvre ou non de bonnes pratiques de l'exploitant dans l'ensemble des tâches de gestion, voire d'auto-surveillance attachées à la maîtrise du vieillissement (par exemple en matière d'information, de contrôle, de planification, etc.) ;
- enfin, le développement de critères relatifs à la capacité financière de l'exploitant à faire face aux différentes charges, y compris celles résultant de la gestion du vieillissement. On pourrait étendre ces critères aux capacités techniques et industrielles, c'est-à-dire par exemple à l'existence de personnels hautement qualifiés en nombre suffisant, ou encore à la disponibilité des services de maintenance et des pièces de rechange.

Ces propositions n'ont qu'un caractère exploratoire. Elles constituent néanmoins une première base pour développer avec les parties prenantes une véritable réflexion visant à élaborer des critères d'arrêt simples, clairs, acceptables et vérifiables – et lutter contre la tendance spontanée à laisser le vieillissement grignoter les marges de sûreté. Il vaudrait mieux, dans l'intérêt de tous, qu'une telle démarche aboutisse avant que les défaillances inéluctables qu'il s'agit d'éviter ne surviennent. ■

16. D'où le développement du réacteur EPR. Il s'agissait en fait de la Direction de la sûreté des installations nucléaires (DSIN), prédécesseur de l'ASN. Voir Global Chance, *op. cit.*

17. Marignac, Y., Coeytaux, X., *Propositions pour le développement de critères d'arrêt pour les réacteurs nucléaires – Une contribution au débat suisse*, WISE-Paris, Rapport commandité par Greenpeace Suisse, juin 2004.

Un plan d'action pour la maîtrise du vieillissement dans les installations industrielles

An action plan for the management of aging in industrial facilities

par **Kristel Hermel**, adjointe au chef du bureau des risques technologiques et des industries chimiques et pétrolières, Direction générale de la prévention des risques (DGPR) – Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire

Ouverture d'un bac dans un dépôt pétrolier en 2007, fuite d'une canalisation dans une raffinerie en 2008, fuite sur une canalisation de transport de sulfure d'hydrogène en 2008, incidents récurrents sur des composants de l'industrie pétrochimique montrant parfois une surveillance insuffisante des tuyauteries d'usines : plusieurs incidents et accidents survenus ces dernières années dans les installations industrielles françaises (voir encadrés) ont pointé du doigt la problématique du vieillissement des installations, de leur maintenance et de leur surveillance.

Ce constat a conduit la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) à lancer fin 2008 un plan pour la maîtrise du vieillissement dans les installations industrielles. Ce plan faisait également suite à une campagne d'inspection ciblée sur l'étanchéité et la résistance des cuvettes de rétention et l'état des fonds de bacs d'hydrocarbures et des canalisations d'usine menées en 2008 par l'inspection des installations classées et à une circulaire du 15 septembre 2008 prévoyant le renforcement des mesures de surveillance des points singuliers des canalisations de transport (off-site).

La problématique du vieillissement

L'objectif de la démarche lancée par la DGPR fin 2008 est de mettre en place au cours de l'année 2009 un plan d'action visant à tenir compte des effets du temps sur les installations industrielles. En effet, au fil du temps, les équipements sont susceptibles de perdre leurs caractéristiques initiales en terme de fonctionnement et de sécurité. À cela s'ajoute la problématique d'obsolescence des matériels électriques et électroniques. Tous les secteurs industriels sont concernés avec de façon plus spécifique l'ensemble de la filière du pétrole et



Tuyauteries et pipe-rack dans une installation industrielle

Executive Summary

Following several recent accidents and incidents in French plants linked with plant ageing, the Ministry of Ecology, Energy, Sustainable Development and Town and Country Planning has decided to create a working group on this topic in 2009.

The purpose of this working group is to define with operators and experts the actions to carry on in order to improve the management of equipments. It could lead to new regulations but also to evolutions in the maintenance strategy of the operators and to good practices guides that could be shared among companies.

About 130 persons are participating in this process, among them ASN, which has an experience of this topic through the plant life management of the nuclear power plants.





de ses produits dérivés ainsi que le secteur de la chimie.

Les attentes vis-à-vis du plan vieillissement

Au-delà des aspects réglementaires, la réflexion devrait déboucher en 2009 sur un ensemble comprenant :

- des guides de bonnes pratiques à établir ;
- des engagements volontaires des différentes parties sur la mise en œuvre d'actions d'amélioration ;

- des programmes d'inspections approfondies ;
- des actions de contrôle sur des cibles prioritaires, que ces actions soient menées par les exploitants sur leurs propres installations ou par les corps d'inspection.

La mise en place de la démarche

De façon à atteindre ces objectifs, une démarche de concertation a été lancée avec les fédérations professionnelles par deux bureaux de la DGPR : le

Ouverture d'un fond de bac à la Société Pétrolière du Bec d'Ambès (33 - Gironde)

Le 12 janvier 2007, le fond d'un bac de 13500 m³ de pétrole brut s'ouvre dans un dépôt pétrolier. Les merlons en terre entourant la cuvette de rétention résistent à l'effet de vague ; 2000 m³ de pétrole passent cependant au-dessus des merlons par surverse et se répandent sur les sols, les routes et les chemins les contaminant en profondeur avant de rejoindre la nappe superficielle et le réseau de fossés. Ils restent pour l'essentiel sur le site et dans les caniveaux mais 50 m³ s'écoulent dans le fleuve via un drain pluvial et le fourreau d'une ligne. Les marées successives contribuent à polluer jusqu'à 40 km de berges sur la GIRONDE, la DORDOGNE et la GARONNE. 2 km de fossés sont touchés. D'après l'exploitant et l'inspection un rapport de visite de 2006 faisait état de corrosion en fond de bac et de pertes d'épaisseur atteignant 80 %. Des réparations avaient eu

lieu en conséquence. Par ailleurs, l'inspection précise qu'aucune procédure n'était prévue dans le SGS du site pour gérer la situation d'urgence apparue la veille de la rupture. Au regard des causes possibles de l'accident, il a été demandé, par arrêté préfectoral complémentaire, à l'exploitant de communiquer à l'inspection une synthèse des conclusions et préconisations issues des rapports des contrôles décennaux de l'étanchéité et de l'intégrité des réservoirs en exploitation et de justifier des mesures correctives qui ont été mises en œuvre ou qui pourraient l'être si besoin. Un tiers-expert les évaluera. La reprise de l'activité est conditionnée à l'assèchement et à l'inspection des autres bacs. Une enquête judiciaire est effectuée.

Source : Base ARIA du BARPI (bureau d'analyse des risques et pollutions industrielles)

Fuite sur une canalisation de transfert à la raffinerie TOTAL de Donges (44 - Loire-Atlantique)

Le 16 mars 2008, lors du chargement de 31 000 m³ de fioul soute dans un navire, une fuite sur une canalisation de transfert d'une raffinerie occasionne un important épandage dans l'estuaire de la Loire. Les investigations révèlent que la fuite n'a été décelée qu'au bout de 5 heures permettant un déversement de 478 t de fioul dont 180 t rejoindront la Loire. L'examen de la canalisation montre une brèche longitudinale d'environ 16 cm² provoquée par une corrosion localisée sous calorifuge dont l'origine est liée à une fuite d'eau sur une tuyauterie située à la verticale. L'eau s'est infiltrée sous le calorifuge et a provoqué la corrosion puis la perforation de la canalisation de fioul. Malgré plusieurs anomalies décelées dans les mois précédents sur ce même rack, l'exploitant n'a pas revu son programme de contrôle pour prendre en compte les risques spécifiques présentés par cette ligne en regard de sa proximité avec les berges du fleuve. La ligne de fioul accidentée est arrêtée définitivement et les contrôles effectués sur l'ensemble du rack révéleront plusieurs points de corrosion sur d'autres lignes nécessitant des

réparations. Plusieurs actions et mesures complémentaires sont demandées à l'exploitant dont :

- l'extension des contrôles à d'autres canalisations du site avec mesures d'épaisseur au niveau des points sensibles (supports, piquages...);
- le déplacement du tracé de la ligne d'eau de service pour éviter tout aplomb avec une tuyauterie calorifugée;
- une surveillance permanente avec système de détection de fuite et report d'alarme en salle de contrôle pour les canalisations situées à proximité du fleuve;
- la modification du terrain sous le rack afin de drainer tout écoulement accidentel vers un réseau de collecte adapté;
- l'installation d'un dispositif comptabilisant les quantités de produits sortant d'un bac et celles réceptionnées en bout de la canalisation de transfert correspondante.

Source : Base ARIA du BARPI (bureau d'analyse des risques et pollutions industrielles)

Bureau des risques technologiques et des industries chimiques et pétrolières (BRTICP) et le Bureau de la sécurité des équipements industriels (BSEI). Les premiers contacts pris ont ainsi permis de préciser les attentes de l'administration et de définir les groupes de travail à mettre en place pour traiter au mieux les différentes thématiques concernées par la problématique du vieillissement. C'est ainsi qu'une demi-douzaine de groupes de travail ont été créés :

- canalisations de transport;
- enceintes et tuyauteries;
- électricité et instrumentation de sécurité;
- bacs de stockage;
- génie civil;
- refonte de la réglementation des liquides inflammables, secteur concerné fortement par ces problématiques.

Chacun de ces groupes s'attache à inscrire ses travaux dans le cadre d'un calendrier défini par une note de méthode de décembre 2008 précisant les principaux points à traiter: "état zéro" du parc industriel, techniques de surveillance et d'inspection, durée de vie des équipements. Les travaux de ces groupes seront alimentés par un benchmark que réalisera l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) sur les meilleures

pratiques en terme de prise en compte du vieillissement en France et à l'étranger.

Pour chacun de ces groupes de travail, deux coordonnateurs ont été désignés: un coordonnateur côté administration et un coordonnateur côté industriel. Au-delà des représentants du monde industriel et du ministère chargé du développement durable, il est fait appel à la contribution d'établissements publics compétents tels l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), d'experts et d'organismes reconnus ainsi que des services déconcentrés en charge de l'inspection des installations classées, du contrôle des canalisations et des équipements sous pression. Au total, ce sont près de 130 personnes qui contribuent aux différents groupes de travail. Une trentaine de réunions sont d'ores et déjà programmées pour élaborer ce plan pour la maîtrise du vieillissement.

L'apport de l'ASN

La DGPR a également fait appel à l'ASN pour participer à ces différents groupes de travail. L'objectif est de bénéficier du retour d'expérience de l'ASN sur la gestion du vieillissement des réacteurs





Bac de stockage d'hydrocarbures

nucléaires et sur les outils réglementaires mis en place par l'ASN. La réflexion lancée dans le domaine des installations nucléaires de base (INB) dans le cadre de la poursuite d'exploitation remonte en effet à une dizaine d'années et donne lieu à ce jour à un corpus de dispositifs déployés aujourd'hui dans les INB dans lequel la problématique du vieillissement est prise en compte avec notamment :

- le réexamen de sûreté, conforté dans la loi relative à la transparence et à la sécurité nucléaire

de 2006, qui est réalisé tous les dix ans par l'exploitant. Il s'agit d'une part d'évaluer la conformité de l'installation mais aussi de la réévaluer, sur la base des standards de sécurité les plus récents. À cela s'ajoutent des programmes d'investigations complémentaires (PIC) qui permettent de vérifier, au travers d'essais sur des matériaux, les hypothèses sur lesquelles le processus de maintenance de l'exploitant est basé ;

- la visite décennale qui donne lieu à une requalification complète du circuit primaire principal (CPP) ;
- le programme de gestion du vieillissement mis en place par l'exploitant avec l'établissement de fiches génériques d'analyse de la sûreté mettant en évidence les couples (matériel, mécanisme de dégradation) et les mesures correctives prises.

Importance de la transversalité des approches

Si tout n'est pas transposable en l'état au secteur des installations classées compte tenu des spécificités propres à chacun des deux domaines, ce retour

Fuite sur une tuyauterie à la raffinerie ESSO de Notre-Dame-de-Gravenchon (76 - Seine-Maritime)

Le 6 septembre 2008, peu avant 13 h 30, un agent de terrain d'une raffinerie observe une fuite gazeuse sur une canalisation alimentant le vapocraqueur en coupe C4 sous forme liquide. Il alerte la salle de contrôle. Au même moment, l'opérateur en salle de contrôle constate le déclenchement successif des alarmes "gaz" par les capteurs positionnés à proximité du point de fuite. Il déclenche le Plan d'opération interne (POI) et informe l'inspection des installations classées via le système d'alerte vers 14 h 30.

Construite il y a une quarantaine d'années, la ligne concernée, en acier au carbone, est de diamètre 4" (101,6 mm), d'une longueur de 500 m et fonctionne sous une pression de 18 à 20 bar protégée par une soupape à dilatation thermique. Elle est située sur le rack principal de l'unité à 8 m de hauteur. Ce dernier est surplombé par un autre rack dans lequel passe une canalisation d'éthylène réfrigérée. Au moment de l'événement, la ligne en cause n'est pas en service mais est en charge. La fuite ne concerne donc que le produit (coupe C4) contenu entre les vannes en position fermée situées à chaque extrémité. Le point de fuite est précisément localisé vers 15 h 50 et la ligne est vidangée puis mise en eau. Le POI est levé à 16 h.

L'enquête réalisée par l'inspection des installations classées confirmera le bon fonctionnement des

capteurs de détection de gaz qui ont réagi progressivement entre 13 h 28 et 13 h 30, de celui situé au plus près du point de fuite à celui le plus éloigné. Selon l'exploitant, la concentration en gaz a atteint 20 % de la LIE (limite inférieure d'explosivité).

L'examen de la tuyauterie en cause montre une ouverture sur la génératrice supérieure de forme longitudinale (dite en "bouche de poisson") d'environ 5 cm de longueur sur 2 cm de largeur avec une probable perte d'épaisseur significative du tube au niveau de la zone de rupture. La tuyauterie, non calorifugée, présente en outre une forte corrosion généralisée externe sur toute la section. L'hypothèse privilégiée est la corrosion occasionnée par la chute d'égouttures d'eau provenant de la fonte de la glace se formant à l'extérieur de la canalisation d'éthylène réfrigérée surplombant la conduite défectueuse. Sur le plan réglementaire, l'exploitant indique que la canalisation n'est pas soumise à requalification périodique mais uniquement à inspection périodique selon la réglementation sur les "Équipements sous pression" et que cette inspection était prévue en 2009.

Le fonctionnement du vapocraqueur est maintenu quelques jours jusqu'à la date programmée de son arrêt pour 6 semaines environ.

Source : Base ARIA du BARPI

Fuite sur une canalisation de transport de H₂S exploitée par ARKEMA près de Lacq (64 - Pyrénées-Atlantiques)

Une fuite s'est produite le 16 octobre 2008 sur une canalisation de transport de sulfure d'hydrogène (H₂S) exploitée par la Sté Arkema à Abidos (64) près de Lacq. La canalisation relie le site Arkema de Mont à la plateforme Sobegi de Mourenx. Ses caractéristiques sont : DN 50 mm, PMS 15 bar, PE 5 bar.

La fuite, repérée par un employé de la société Total qui circulait à proximité et a détecté l'odeur du H₂S, s'est produite en aval d'une passerelle qui enjambe le gave de Pau, à environ 70 m de la route D31, dans une zone clôturée et fermée à clé.

Dès l'alerte, l'exploitant a isolé, décomprimé et inerté la canalisation, et prévenu les services internes d'incendie et de secours de la plate-forme de Lacq. Le plan de surveillance et d'intervention (PSI) concernant la canalisation n'a pas été déclenché, mais les pompiers ont actionné une lance incendie afin d'abattre le rejet, établi un périmètre de sécurité, et effectué des mesures de concentration. Les concentrations mesurées ont été de 300 ppm au droit de la fuite, et de 50 ppm à 20 m (nota : VME = 5 ppm et VLE = 10 ppm). L'incident n'a eu aucune conséquence.

La fuite est liée à une corrosion externe perforante d'environ 1 mm de diamètre. Cette corrosion s'est produite 20 cm après la sortie de terre de la canalisation, sur la génératrice inférieure, à la limite de l'arrêt du revêtement en brai de houille qui assure la protection passive de la canalisation dans sa partie enterrée. Il s'agirait d'une corrosion électrochimique par aération différentielle consécutive à la stagnation d'eau pluviale.

Les opérations de surveillance (mesures d'épaisseurs, contrôles radio, contrôle de revêtement, suivi de protection cathodique) de la canalisation sont confiées à des sous-traitants de rang 2, sans cahier des charges ni procédure d'évaluation. Certaines des conclusions des dernières opérations de surveillance n'ont pas été suivies d'effet :

- le dernier rapport de mesure d'épaisseur conclut à l'absence de perte d'épaisseur significative mais signale la nécessité de procéder à un traitement antioxydant général pour éviter que les zones d'oxydation ne se transforment en zone de corrosion, traitement qui n'a pas été effectué ;
- la dernière campagne de contrôle de la protection cathodique indique une polarisation très insuffisante du réseau en raison notamment d'une isolation insuffisante vis-à-vis de la passerelle, qui n'a pas non plus été suivie par des mesures appropriées.

En outre, les suites données au dernier rapport de mesures radiographiques ont mis en évidence des erreurs d'interprétation des radios effectuées, sans pour autant que le prestataire ne soit remis en cause.

Enfin, le lieu de l'incident n'avait pas jusqu'alors été identifié par l'exploitant comme point singulier, et ne faisait donc pas l'objet d'actions de surveillance spécifiques (risques liés aux sorties de terre en zone inondable).

Suite à l'analyse de l'incident, Arkema a repris en direct la surveillance de l'intégrité de la canalisation.

Source : Base ARIA du BARPI et BSEI

d'expérience pourra être exploité par les différents groupes de travail. La démarche mise en œuvre dans le secteur des installations nucléaires de base alimentera ainsi la réflexion dans le domaine des

installations classées, à l'instar de ce qui se passe dans l'autre sens sur la thématique de maîtrise de l'urbanisation. Un temps précieux peut ainsi être gagné au profit de la sécurité (sûreté) des sites. ■

Glossaire

Installation classée : exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains. La législation des installations classées confère à l'État des pouvoirs :

- d'autorisation ou de refus d'autorisation de fonctionnement d'une installation ;
- de réglementation (imposer le respect de certaines dispositions techniques, autoriser ou refuser le fonctionnement d'une installation) ;
- de contrôle ;
- de sanction.

Canalisation de transport : canalisation destinée au transport de matières dangereuses (gaz naturel, produits pétroliers, produits chimiques). Les canalisations de transport sont implantées dans le domaine public ou dans des propriétés privées, à l'extérieur des installations industrielles qu'elles relient.

Les textes applicables confèrent à l'État des missions :

- d'autorisation de construction et d'exploitation ;
- de réglementation de la sécurité et de la maîtrise de l'urbanisation ;
- de contrôle en service et de sanction.

Instrumentation de sécurité : au titre des travaux du plan vieillissement, ce sont les équipements électriques jugés importants pour la sécurité (systèmes instrumentés de sécurité) et les équipements électriques connexes. Ainsi, un système instrumenté de sécurité est constitué d'un ensemble d'éléments comprenant principalement :

- les capteurs/détecteurs et leurs liaisons (y compris les barrières d'isolement) ;
- les actionneurs et leurs liaisons (y compris les relais de découplage et les électrovannes) ;
- les logiques (automate ou câblée) avec ou sans logiciel ;
- les sources d'alimentation en énergie.



Le vieillissement des avions de transport civil

The aging of civil transport aircraft

par Rémi Jouty, directeur adjoint de la direction de la sécurité de l'aviation civile – Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire

Les premiers avions de transport civils employés à partir des années 1920 avaient une durée de vie opérationnelle relativement faible, limitée à quelques années, parfois même quelques mois. En effet, ils disparaissaient rapidement du service, soit par accident, soit parce qu'ils étaient remplacés par des modèles plus performants. Le vieillissement des avions n'entraîne donc probablement pas dans les considérations de l'époque.

À partir de 1935, sont apparus des avions dont les performances et la fiabilité accrues (tels que le Douglas DC3) ont pu leur assurer une durée de vie plus longue. L'amélioration de la fiabilité opérationnelle de ces avions venait, entre autres, du début d'application du concept "fail safe", c'est-à-dire d'une conception redondante qui permettait la poursuite du vol après la panne d'un système ou la rupture d'un élément. En matière de structure, cette redondance s'est traduite par une conception

permettant autant que possible, en cas de rupture d'un élément de structure principal, la reprise des charges rencontrées en vol par des chemins d'effort secondaires. Par exemple, une aile ou un empennage pourront comprendre plusieurs longerons, de façon à conserver une certaine résistance à la flexion en cas de rupture d'un seul longeron.

Dans la mesure où la rupture d'un élément est détectable, celui-ci sera réparé avant qu'une rupture catastrophique ne se reproduise. Des inspections peuvent être nécessaires pour inspecter des éléments peu visibles. Dans ces conditions, la durée de vie des avions pourrait théoriquement être prolongée quasi indéfiniment, sous réserve de remplacer les éléments endommagés au fur et à mesure que des endommagements sont découverts.

Dans les années 1950, plusieurs accidents sont survenus sur le premier avion de transport à réaction, le *De Havilland Comet*. L'enquête sur ces accidents a montré qu'ils résultaient d'une rupture explosive du fuselage sous l'effet des charges de pressurisation. La géométrie de la structure autour des hublots rectangulaires introduisait des concentrations de contraintes favorisant l'apparition rapide et la propagation catastrophique de criques de fatigue.

Ces accidents ont mis en évidence l'importance de la fatigue des structures en aluminium et ont conduit les constructeurs, en complément de l'approche de conception "fail safe" évoquée précédemment, à étudier systématiquement l'effet de la fatigue, essentiellement par des essais à échelle un : les éléments principaux de la structure (fuselage, voilure, empennages, appelé "cellule d'essais de fatigue") sont soumis à des essais de chargements successifs représentant au mieux les charges rencontrées lors d'un vol. Ces essais sont répétés un nombre de fois égal au nombre de vols prévus multiplié par un coefficient multiplicateur

Executive Summary

Over the time, aging of civil aircraft structures has been subject of increasing attention by transport aircraft manufacturers, maintenance organisations, operators, and by civil aviation authorities. Initially, robustness against effects of aging was ensured mainly by the fail safe concept, where multiple load paths allow the structure to continue to carry flight loads after the loss of one primary structural element. In-service events (accidents) have shown the need for more sophisticated approaches, first by carrying out a fatigue assessment of structures based on extensive full scale fatigue testing, then with the introduction of the damage tolerance concept, where the structure and the maintenance program (structural inspections) are designed to take into account all damages likely to appear in service, whether due to fatigue, corrosion, or accidental damages. Results of inspections on in-service aircraft are assessed to update, if necessary, the maintenance program.

Robustness against aging effects on aircraft systems and equipment has mainly been ensured by the fail safe concept, which leads to install redundant systems when they perform critical functions.

A good in-service experience with respect to this issue has confirmed that this design philosophy is generally adequate. However, a few fuel tank explosions, which were suspected to be caused by electrical sparking, have led to introduce new requirements for design and maintenance of electrical systems.



Grande visite d'un A320 d'Air France

(compris entre 3 et 5) pour tenir compte des dispersions et incertitudes. Ceci conduit donc les constructeurs à définir, dès la conception de l'avion, le nombre de vols que celui-ci devra pouvoir supporter ("design service goal"). Les valeurs retenues sont de l'ordre de 10 000 à 50 000 vols, selon le type d'avion (court ou long courrier).

D'autres accidents ont montré que des ruptures ont pu se produire à la suite d'endommagements (liés à de la fatigue, de la corrosion ou à des dommages accidentels) survenus simultanément sur plusieurs pièces redondantes, remettant ainsi en cause la philosophie de la conception à chemins d'efforts multiples "fail safe".

Les programmes d'inspections structurales

Ceci a conduit à l'apparition du concept de "tolérance aux dommages" apparu dans les années 1970, qui reste encore aujourd'hui à la base de la conception des avions et de la surveillance du vieillissement de leurs structures.

L'hypothèse que des dommages (accidentels, dus à de la fatigue ou à de la corrosion) vont apparaître doit être prise en compte dès la conception des avions. Des inspections périodiques doivent être définies pour permettre de détecter et de réparer les dommages avant qu'ils ne puissent conduire à une rupture catastrophique. La cellule d'essais de

fatigue² est inspectée minutieusement à plusieurs reprises au cours des essais, les résultats de ces inspections sont utilisés pour déterminer les zones où sont susceptibles d'apparaître des dommages de fatigue et la vitesse de propagation des criques.

Un programme d'inspections structurales est élaboré en collaboration entre le constructeur, des représentants des premières compagnies clientes, et des représentants des autorités de certification, regroupées dans un groupe de travail intitulé maintenance review board (MRB)³.

Ce programme d'inspection définit les zones à inspecter, ainsi que les méthodes et intervalles d'inspections pour garantir, pendant la durée de vie prévue de l'avion, qu'aucun dommage accidentel, ou lié à de la fatigue ou de la corrosion, ne pourra se développer jusqu'à atteindre une taille dite critique, c'est-à-dire qui pourrait conduire à une rupture catastrophique. Suivant les cas, les seuils et intervalles d'inspections peuvent être définis en termes

1. Ce concept apparaît dans la réglementation américaine (FAR25.571) en 1978 et s'applique donc à tous les avions conçus après cette date.

2. Les essais de fatigue durent plusieurs mois, voire plusieurs années. Ils ne sont donc généralement pas terminés à la date d'entrée en service de l'avion. Une pratique couramment admise consiste à simuler par essais de fatigue une année d'utilisation avant l'entrée en service.

3. Pour un avion dont le constructeur est européen, l'activité MRB est coordonnée par l'agence européenne de la sécurité aérienne (AESA) située à Cologne, en tant qu'autorité de certification. En général des représentants de l'autorité américaine (FAA) y participent également. À l'inverse, dans le cas d'un avion de conception américaine, l'activité MRB est pilotée par la FAA.



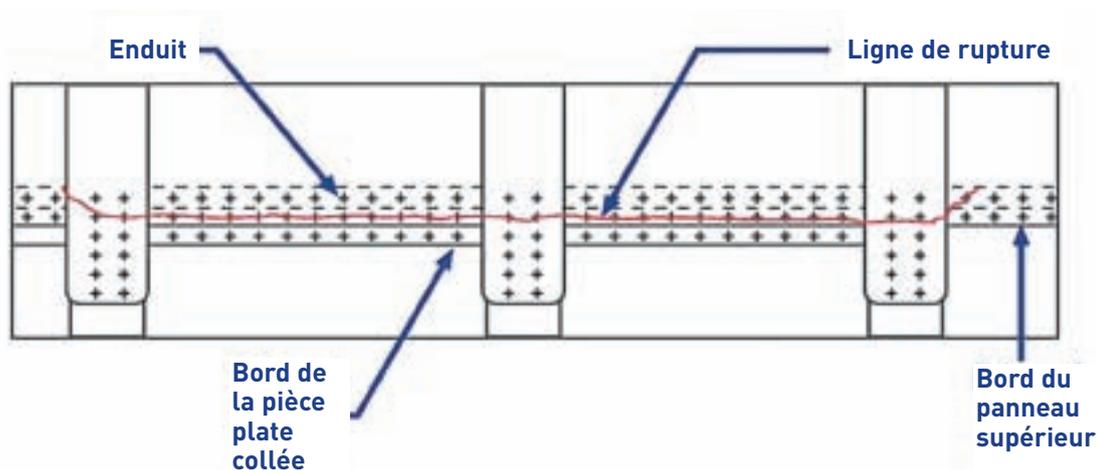


Schéma reproduisant la propagation d'une fissure survenue dans l'accident d'un B747-SR100 de Japan Airlines en 1985

de nombre de vols ou de durée cumulée de vol pour la fatigue, ou en termes de durée calendaire pour la corrosion. Les méthodes d'inspection préconisées peuvent aller de la simple inspection visuelle à des méthodes nécessitant un appareillage spécifique comme des inspections par courants de Foucault. Le constructeur doit aussi fournir, pour tous les dommages susceptibles d'être rencontrés, des méthodes de réparation approuvées par son autorité primaire de certification (l'AESA pour un constructeur européen).

L'adaptation des programmes d'inspection

Les informations issues de l'exploitation des essais de fatigue et l'expérience opérationnelle acquise par les compagnies clientes sur des avions de technologies proches sont utilisées (au moins celles disponibles à l'entrée en service de l'avion) pour élaborer ce programme.

Le respect de ce programme d'entretien est une condition nécessaire au maintien de la navigabilité des avions. Le programme d'inspection d'une compagnie aérienne particulière peut faire l'objet d'adaptations, avec l'accord de l'autorité de surveillance de l'aviation civile du pays, par rapport au programme du constructeur publié dans le rapport MRB, pour s'adapter à des conditions particulières d'utilisation par rapport aux hypothèses prises en compte dans le rapport MRB. Par exemple, une compagnie aérienne effectuant un grand nombre de vols de très courte durée pourra raccourcir l'intervalle défini en heures de vol de certaines inspections, et inversement espacer des intervalles définis en cycles. Une compagnie dont les avions sont très exposés à un environnement corrosif sera

conduite à renforcer le programme d'inspections de corrosion.

Une fois l'avion en service, les résultats de nouvelles inspections sur la cellule d'essais de fatigue, ainsi que les résultats des inspections programmées sur les avions du modèle concerné ayant accumulé le plus de vols ou le plus d'heures de vol (avions dits "fleet leaders") peuvent conduire à compléter le programme d'inspections initialement défini, voire à définir des modifications de structure pour améliorer la résistance à la fatigue. L'application de ces inspections supplémentaires ou de modifications à introduire sur les avions en service est rendue obligatoire par l'émission, par l'autorité de certification, de consignes de navigabilité ("airworthiness directives").

Le dépassement de la durée de vie des avions

Il est courant que les compagnies aériennes souhaitent conserver en service des avions au-delà de la durée de vie initiale (design life goal) prévue. Dans ce cas, le constructeur élabore, avec les compagnies clientes, un programme d'inspections structurales complémentaires, en s'appuyant essentiellement sur les résultats d'inspections acquis sur les "fleet leaders", complété par des analyses. Parfois des compléments d'essais de fatigue sont nécessaires.

Pour les avions conçus avant l'apparition de la réglementation "tolérance aux dommages", et dont une partie de la flotte a dépassé la durée de vie initialement prévue (tels que Airbus A300, Boeing B737 et B747 "classic"), les principes de tolérance aux dommages ont été appliqués de façon rétroactive en

définissant des programmes d'inspection adaptés (*supplemental structural inspection program*), en s'appuyant sur des résultats d'inspections détaillées sur des avions "fleet leaders" complétées par des analyses structurales et, le cas échéant, des essais de fatigue complémentaires.

Les limites de l'approche "tolérances aux dommages"

Mais d'autres accidents ont montré les limites de l'approche "tolérance aux dommages" telle qu'appliquée initialement.

Le 28 avril 1988, un B737-200 d'Aloha Airlines a perdu en vol toute la partie supérieure du fuselage derrière le cockpit, sur une longueur de 6 mètres environ. Par miracle, l'équipage a pu garder le contrôle de l'avion et atterrir. L'accident a fait un mort et 8 blessés. L'avion avait accumulé 89 680 cycles, bien au-delà du design service goal initial.

L'enquête a montré que la rupture (due aux charges de pressurisation) s'était initiée sur un joint longitudinal entre deux tôles d'aluminium. La liaison mécanique du joint était assurée par collage et par trois rangées parallèles de rivets. La rupture de ce joint avait deux origines distinctes :

- un défaut de collage lors de la fabrication initiale, permettant des infiltrations d'eau dans le joint



conduisant à de la corrosion ; la corrosion, associée aux charges cycliques de pressurisation, a favorisé la propagation du décollement ;

- une surcharge des rivets, résultant de la perte d'efficacité du collage. Cette surcharge a conduit à l'apparition de micro-craquelures de fatigue sur un grand nombre de trous de rivets voisins (phénomène appelé depuis "*wide spread fatigue damage*" ou dommages sur un grand nombre de sites).

Lors de l'accident, les craquelures de trous voisins se sont subitement agrandies et le fuselage s'est littéralement "découpé suivant le pointillé". L'enquête

Le vieillissement des systèmes des avions de transport

Jusqu'à très récemment, l'expérience en service n'avait pas mis en évidence des problèmes majeurs de sécurité liés au vieillissement des systèmes des avions de transport. Ceci résulte probablement de la généralisation du concept "fail safe" qui conduit à des redondances multiples des systèmes critiques. Ainsi la panne d'un élément du système, qui peut être due au vieillissement de celui-ci, ne conduit pas à une situation catastrophique et la réparation ou le remplacement de l'élément défaillant permet d'annuler l'effet du vieillissement constaté. Des procédures de tests ou d'inspections périodiques des éléments dont la défaillance n'est pas immédiatement détectable en vol permettent de s'assurer de l'intégrité de l'ensemble des systèmes critiques.

L'explosion en vol du réservoir central d'un B747-100 de la TWA, survenu en 1996, a conduit à porter une attention accrue au vieillissement des circuits électriques. En effet, l'enquête a conclu que l'explosion des vapeurs de carburant contenues dans ce réservoir

résultait probablement d'un court-circuit électrique. Des inspections détaillées sur d'autres avions après cet accident ont d'ailleurs montré de nombreux cas d'endommagements de circuits électriques, qui auraient pu dans certains cas conduire à l'apparition d'étincelles dans les réservoirs de carburant. À la suite de cet accident, une revue de conception de l'ensemble des circuits électriques de tous les types d'avions de transport a été effectuée (à la demande de l'administration américaine, demande reprise par les autorités européennes). Ces revues ont conduit à introduire des modifications électriques sur les avions de transport, à développer des exigences d'inspections nouvelles et à préciser des précautions qui doivent être prises lors d'opérations de maintenance.

Des travaux impliquant les autorités, les compagnies aériennes et les constructeurs sont toujours en cours pour déterminer l'opportunité d'introduire de nouvelles exigences relatives à la surveillance du vieillissement des systèmes et notamment des systèmes électriques.



a également montré que les inspections préconisées par le constructeur sur ces joints n'avaient pas ou mal été appliquées, et que des traces de corrosion étaient visibles à l'œil nu.

À la suite de cet accident la réglementation a été modifiée pour mieux prendre en compte le phénomène de "wide spread fatigue damages" lors de la conception des avions et de l'élaboration des programmes d'inspection.

L'évaluation du vieillissement des réparations structurales

La découverte de dommages accidentels ou dûs à de la fatigue ou de la corrosion nécessite d'effectuer des réparations structurales. L'expérience en service a montré que ces réparations elles-mêmes pouvaient poser des problèmes de vieillissement, comme illustré par l'accident décrit ci-après :

En 1985, un B747-SR100 exploité par Japan Airline a subi une rupture de la cloison de pressurisation située à l'arrière du fuselage. Cette rupture a entraîné une décompression explosive, entraînant la perte de la dérive et des circuits hydrauliques alimentant les commandes de vol, rendant ainsi l'avion incontrôlable. L'enquête a montré que la rupture était due à la fatigue d'une réparation exécutée dans cette zone 7 ans plus tôt. Il a aussi été découvert que la réparation n'avait pas été exécutée conformément aux instructions du constructeur Boeing et que ce défaut avait directement contribué à la mauvaise tenue en fatigue de la réparation.

À la suite de cet accident et d'autres événements impliquant des réparations, la réglementation a été modifiée pour imposer aux compagnies aériennes, avec le support des constructeurs, de réévaluer le vieillissement des réparations structurales réalisées sur leurs avions, selon des principes "tolérance aux dommages".

La prise en compte du vieillissement des nouvelles technologies

Les structures en matériaux composites (par exemple à base de fibre de carbone) peuvent également poser des problèmes de vieillissement. Ainsi, s'il est démontré qu'une structure en matériaux composites bien construite n'est généralement pas ou peu sensible à la fatigue, des défauts de production (tels que des collages imparfaits) ou des dommages accidentels (tels que des

dé laminages dus à des chocs ponctuels) peuvent conduire à la propagation de dommages, la vitesse de propagation des dommages étant alors imprévisible.

L'approche retenue pour la conception et la certification de ces structures consiste généralement à introduire volontairement dans la structure des défauts de production "raisonnables", c'est-à-dire qui seraient détectés lors des contrôles de production et des dommages accidentels évidents (c'est-à-dire détectable visuellement), représentatif de ceux susceptibles d'être rencontrés en service (par exemple chocs d'outils). La structure est alors soumise à des essais de fatigue pour s'assurer de l'absence de propagation des défauts introduits. Cette méthode reste bien dans la philosophie d'une conception "tolérance aux dommages" et a jusqu'à présent globalement donné satisfaction, même si l'expérience a parfois montré la difficulté à prendre en compte dès la conception tous les facteurs d'endommagement pertinents. Ceci peut être illustré par l'exemple suivant.

Le 6 mars 2005, un Airbus A310-300 exploité par Air Transat a perdu en vol de croisière sa gouverne de direction. L'équipage a pu faire demi-tour et poser l'avion sans autres dommages. Cette gouverne est en matériaux composites, fabriquée à l'aide de panneaux "sandwich" dans lesquels deux peaux en fibre de carbone sont collées de part et d'autre d'une âme en matériau composite en forme de nids d'abeille⁴.

L'enquête a conclu qu'un dommage ou défaut de petite taille sur un de ces panneaux (dont l'origine n'a pas pu être identifiée) s'est probablement propagé sous l'effet des différences de pression (dus aux variations d'altitude à chaque vol) entre l'air contenu dans les nids d'abeille et l'atmosphère extérieure. L'effet de ces différences de pression n'avait pas été pris en compte lors des essais de fatigue et de vieillissement effectués pour la certification de l'avion.

Il est à noter que des structures de ce type ont été introduites sur des gouvernes de plusieurs types d'avions de transport depuis plus de 30 ans et que cet accident était le premier événement où ce mode de propagation a été identifié. Ainsi, un temps en

4. Les structures composites de type sandwich nid d'abeille sont de moins en moins utilisées, et ne sont pas utilisées pour des éléments principaux de structure, notamment en raison de problèmes d'absorption de liquide rencontrés à plusieurs reprises avec ce type de structures.

service important peut s'écouler entre l'introduction d'une nouvelle technologie et la découverte de problèmes de vieillissement. Ceci justifie *a posteriori* la prudence dont ont fait preuve les constructeurs en introduisant très progressivement les structures composites, pour bénéficier de l'expérience acquise avant de les généraliser comme aujourd'hui sur les projets B787 et A350.

La maîtrise du vieillissement des structures d'avions de transport repose essentiellement sur les précautions prises lors de la conception et sur

la définition et la mise en œuvre effective de programmes d'inspection adaptés. Les pratiques et les règles de conception, ainsi que les méthodologies pour définir les programmes d'inspection ont évolué depuis les débuts de l'histoire de l'aviation, essentiellement grâce aux enseignements issus de l'analyse des accidents et incidents survenus, ainsi que par la transmission par les compagnies aériennes vers les constructeurs des observations issues des inspections de routine réalisées sur les avions de leurs flottes. ■

