

**IRSN**

INSTITUT  
DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

*Faire avancer la sûreté nucléaire*

RAPPORT

# LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SÛRETÉ ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS EN 2013





**Photo en couverture** / *Vue d'ensemble de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, au bord du Rhône.*  
© Grégoire MAISONNEUVE/IRSN



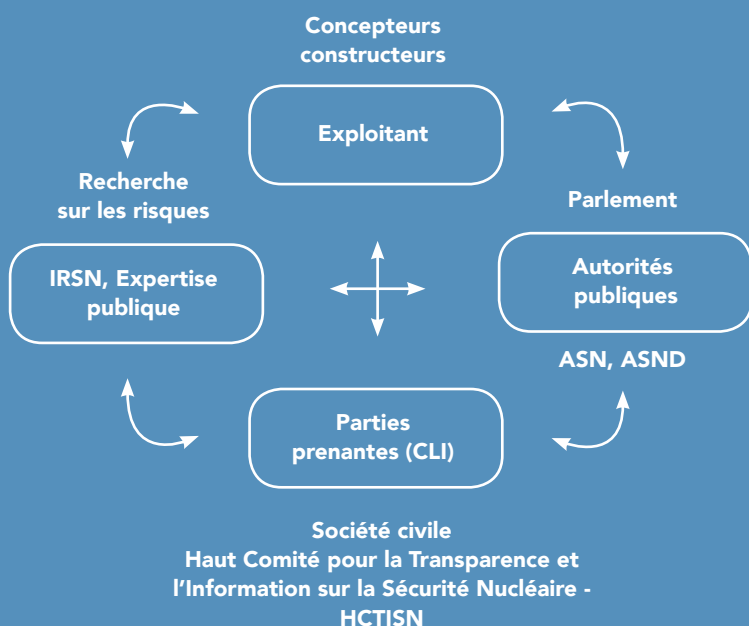


**FAIRE AVANCER  
LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE  
EN FRANCE ET DANS  
LE MONDE**

# FAIRE AVANCER LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE EN FRANCE ET DANS LE MONDE

**L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.** L'IRSN a été créé par l'article 5 de la loi n° 2001-398 du 9 mai 2001 et son fonctionnement a été défini par le décret n° 2002-254 du 22 février 2002, modifié le 7 avril 2007 pour tenir compte de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006, relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire. C'est un établissement public industriel et commercial autonome placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la défense, de l'environnement, de l'industrie, de la recherche et de la santé.

**Il contribue à la mise en œuvre des politiques publiques relatives à la sûreté et à la sécurité nucléaires, à la protection de la santé et de l'environnement contre les effets des rayonnements ionisants.** Organisme de recherche et d'évaluation, il agit en concertation avec toutes les parties concernées par ces politiques tout en préservant son indépendance de jugement.



## + ORGANISME FRANÇAIS DE SÛRETÉ, SÉCURITÉ ET RADIOPROTECTION NUCLÉAIRES

- › **Les exploitants** sont responsables de la sûreté de leurs installations. Ils doivent démontrer la pertinence des solutions techniques et organisationnelles retenues à cet effet (dossiers de sûreté et études d'impact des rejets).
- › **Les pouvoirs publics** (les ministères, l'Autorité de sûreté nucléaire ASN, le Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant la Défense ASND) définissent les politiques de sûreté, de sécurité et de radioprotection nucléaires. Ils organisent et mettent en œuvre des contrôles conformément à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sûreté en matière nucléaire.
- › **L'IRSN** évalue les dossiers soumis par les exploitants et fournit ses avis et recommandations aux différentes autorités compétentes. Il analyse en permanence les retours d'expérience concernant l'exploitation des installations. Il évalue l'exposition de l'homme et de l'environnement aux rayonnements et propose des mesures pour protéger la population dans l'hypothèse d'un accident. La sûreté nucléaire étant essentiellement basée sur la science, l'IRSN renforce constamment son expertise par des activités de recherche, habituellement dans un cadre international.
- › **Les Comités locaux d'information (CLI) et le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sûreté nucléaire (HCTISN)** réunissent les acteurs sociétaux concernés par les installations nucléaires. Ils constituent des organes privilégiés pour l'accès à l'information en matière de sûreté, de sécurité, de santé publique et de protection de l'environnement.

# + DOMAINES DE COMPÉTENCES ESSENTIELS DE L'IRSN : R&D ET EXPERTISE OPÉRATIONNELLE

- › **Sûreté et sécurité nucléaires** : réacteurs, cycle du combustible, gestion des déchets, transports des substances radioactives, sources radioactives
- › **Radioprotection des personnes** (y compris les patients) et de l'environnement
- › **Gestion des urgences nucléaires et radiologiques** et capacité d'intervention opérationnelle
- › **Formation et éducation**
- › **Gestion de l'information** et interaction avec les parties prenantes et le public

## Octeville-Cherbourg

- › Environnement

## Saclay

- › Sûreté des installations nucléaires

## Orsay

- › Environnement

## Pierrelatte

- › Intervention
- › Protection de l'homme

## Agen

- › Intervention

## Les Angles-Avignon

- › Intervention
- › Sûreté des installations nucléaires

## Vairo-Tahiti

- › Environnement

Tahiti - Polynésie française

## Le Vésinet

- › Environnement
- › Protection de l'homme

## Fontenay-aux-Roses (siège social)

- Directions fonctionnelles*  
*Activités opérationnelles*
- › Expertise nucléaire de défense
  - › Environnement
  - › Crise et intervention
  - › Protection de l'homme
  - › Sûreté des installations nucléaires
  - › Sûreté de la gestion des déchets
  - › Sûreté des transports

## Cadarache

- › Environnement
- › Protection de l'homme
- › Sûreté des installations nucléaires

## La Seyne-sur-Mer

- › Environnement

EN 2013  
1790 COLLABORATEURS RÉPARTIS  
SUR 11 SITES ET UN BUDGET  
DE 307 M€



# AVANT-PROPOS

L'IRSN consacre des moyens et des ressources importantes à une veille technique permanente de l'état de sûreté des réacteurs électronucléaires français et ce rapport, publié annuellement, a pour objectif d'informer les parties prenantes et plus largement le public en présentant le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection de ces centrales. La nouvelle présentation de ce rapport se veut plus pédagogique et vise à faciliter sa lecture ainsi qu'à aider à la compréhension des enjeux concrets de sûreté et de radioprotection associés à l'exploitation des centrales nucléaires.

Cette édition 2013 ne met pas en exergue d'évolution notable par rapport à 2012 concernant les événements significatifs, même si on peut constater la poursuite de l'augmentation du nombre des événements significatifs pour la radioprotection observée depuis 2010. L'IRSN note que la grande majorité des événements survenus en 2013 n'ont pas eu d'impact significatif sur la sûreté des installations et n'ont pas eu de conséquences pour la santé des travailleurs et du public. Si l'analyse réalisée permet de constater que les efforts menés par EDF pour traiter les principales causes de certains types d'événements (essais périodiques...) qui étaient en hausse ces dernières années semblent porter leurs fruits, une vigilance reste de mise notamment sur les aspects organisationnels et humains, dans un contexte de renouvellement massif du personnel.

Dans ce rapport, l'IRSN expose également son analyse de quelques événements et anomalies qu'il a considérés les plus marquants sur l'année 2013. Il s'agit, en particulier, des écarts constatés susceptibles de mettre en cause la tenue aux séismes d'équipements importants pour la sûreté des réacteurs, dont le nombre est en hausse ces dernières années.



Jacques REPUSARD  
Directeur Général de l'IRSN

L'IRSN présente aussi une synthèse de plusieurs expertises qui ont conduit ou vont conduire EDF à mettre en œuvre des modifications sur ses réacteurs afin d'en améliorer le niveau de sûreté. Il s'agit, en particulier, de la protection des centrales contre les agressions d'origine interne et externe, qui est un des thèmes importants du troisième réexamen décennal des réacteurs de 1300 MWe.

Enfin, l'IRSN continue à apporter une attention toute particulière aux travaux menés par EDF pour améliorer la sûreté des réacteurs suite aux évaluations complémentaires de sûreté, décidées à la suite de la catastrophe survenue à la centrale japonaise de FUKUSHIMA-DAIICHI le 11 mars 2011.

Souhaitant que ce rapport réponde à vos attentes en matière d'information, je vous en souhaite une agréable lecture et reste à votre écoute dans une perspective d'amélioration continue.







**FAITS  
MARQUANTS  
EN 2013**

# FAITS MARQUANTS EN 2013

La mise en service des 58 réacteurs à eau sous pression du parc national électronucléaire d'EDF, implantés sur 19 sites, s'est échelonnée de 1977 à 1999. Ces réacteurs sont regroupés en paliers, chacun d'entre eux rassemblant des réacteurs de même puissance et de conception standardisée. Des nouveautés technologiques ont été introduites au fur et à mesure de la conception et de la réalisation des centrales, ce qui explique les différents "types" de réacteurs par palier.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués, elles ne sont jamais définitivement acquises, doivent rester une priorité et toujours progresser, l'exploitant conservant, en tout état de cause, la responsabilité de la sûreté de ses réacteurs. Pour l'IRSN, progresser passe toujours par l'examen attentif et la prise en compte,

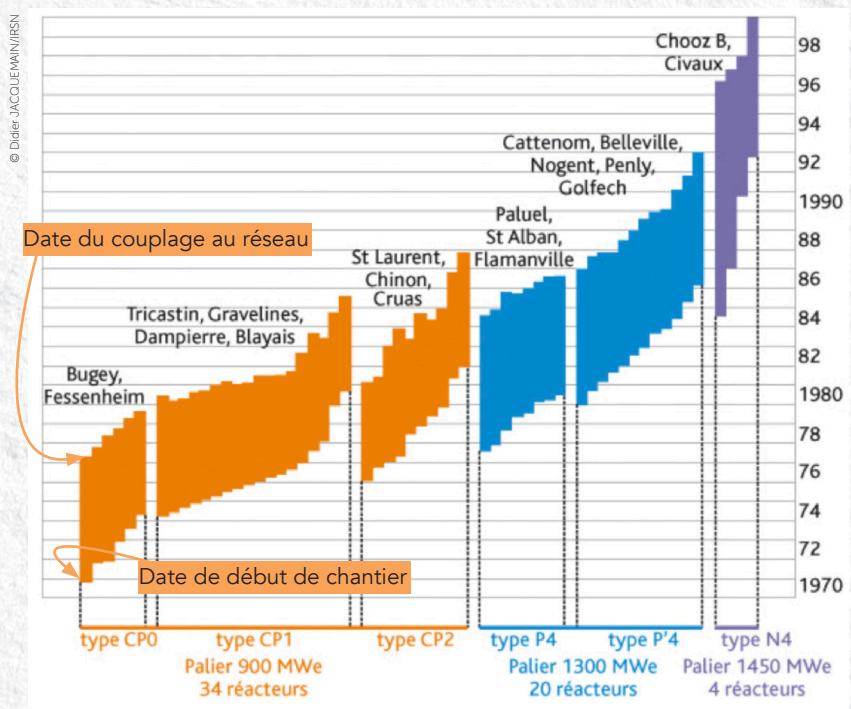
d'une part du retour d'expérience national et international, d'autre part des connaissances scientifiques nouvelles issues de la recherche. Cette approche est nécessaire pour s'assurer, par exemple, que le vieillissement des équipements ne constitue pas un facteur pouvant abaisser le niveau de sûreté des réacteurs. Tous les ans depuis 2008, l'IRSN rend public son point de vue sur la sûreté et la radioprotection des réacteurs électronucléaires français, en soulignant les principales évolutions constatées par rapport aux précédentes analyses réalisées, de façon à mettre en exergue aussi bien les améliorations observées que les axes de progrès à développer.

Ces rapports de l'IRSN visent à informer le public sur les risques liés à l'exploitation des centrales électronucléaires en France et contribuent à apporter des réponses à ses préoccupations vis-à-vis du nucléaire. En effet, comme le montrent les résultats de l'enquête menée en 2013 par l'IRSN avec l'institut BVA\* sur la perception par les Français des risques et de la sécurité, dont les risques liés à la radioactivité, les

**Pour les Français, les accidents de Fukushima (38 %) et de Tchernobyl (23,2 %) restent les deux événements catastrophiques les plus effrayants loin devant d'autres catastrophes d'origine non nucléaire (pour en savoir plus : » Baromètre IRSN 2014)\***

crainces relatives à un accident grave dans une centrale nucléaire restent fortes, même si l'on peut observer un léger recul (- 8 points par rapport à 2011) sur les réponses à la question "Selon vous, un accident dans une centrale nucléaire ayant la même ampleur qu'à Fukushima peut-il se produire en France ?".

A l'instar des années précédentes, le présent rapport qui donne le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français sur l'année 2013 ne se veut pas exhaustif. Il vise à pointer les éléments que l'IRSN a jugés les plus marquants sur la période considérée et sur lesquels il a estimé nécessaire d'informer le public.



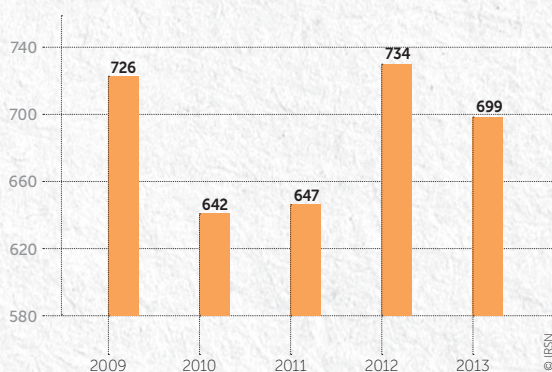
Années de mise en service des 58 réacteurs électronucléaires français.

(\*) <http://www.irsn.fr/FR/IRSN/Publications/barometre/Pages/default.aspx>

## + LES PRINCIPALES TENDANCES EN 2013...

L'examen de l'exploitation du parc des réacteurs au cours de l'année 2013 met en évidence une **légère diminution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS)**, par rapport à l'année 2012.

**Les exploitants des installations nucléaires de base doivent déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) les événements significatifs pour la sûreté (ESS), pour la radioprotection (ESR), pour l'environnement (ESE) et pour les transports (EST), quarante-huit heures au plus tard après leur détection. Les ESS peuvent conduire à des conséquences notables pour la sûreté des installations. Les ESR sont susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants. Les ESE et les EST ne sont pas traités dans le présent rapport.**



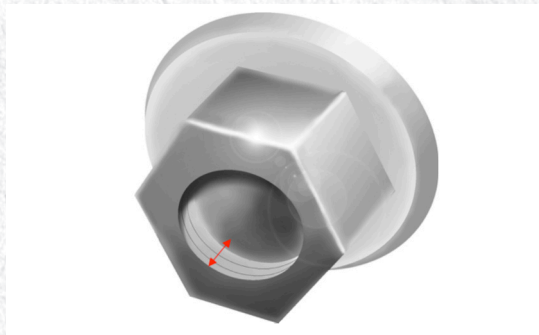
Evolution du nombre d'ESS déclarés entre 2009 et 2013.

L'analyse permet de constater une baisse notable du nombre d'événements liés à la réalisation des essais périodiques, qui est à relier aux nouveaux modes opératoires mis en place par EDF pour améliorer la rédaction des règles d'essais périodiques.

Toutefois, l'analyse de certains types d'événements, en particulier ceux liés aux défauts de pilotage des réacteurs, souligne qu'une attention particulière reste à apporter par EDF au sujet du maintien des compétences de son personnel, dans le contexte actuel de départs massifs à la retraite. La hausse du nombre de sorties du domaine de fonctionnement, dont la durée reste courte (la moitié des événements de ce type est détectée et corrigée en moins de six minutes), fait l'objet d'un suivi attentif de la part de l'IRSN.

Enfin, une augmentation du nombre de défaillances de matériels importants pour la sûreté du réacteur a été observée en 2013. La majeure partie de cette augmentation est imputable à des défauts de conformité sur des robinets qualifiés aux séismes présents dans un grand nombre de systèmes.

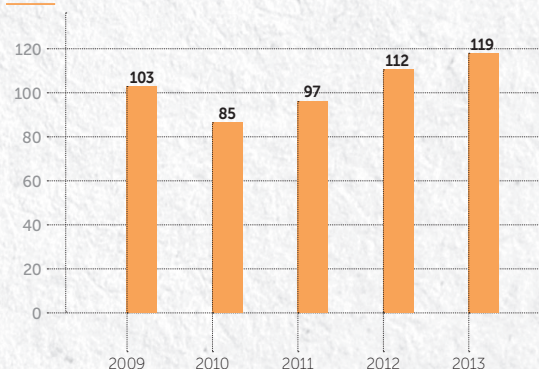
Les origines sont variées : corrosion ou fatigue mécanique d'équipements, non-conformités d'ancrages, vis trouvées desserrées ou vis absentes etc.



Vis d'ancrage trop courte.

Ces écarts, corrigés par l'exploitant, sont le plus souvent génériques, c'est-à-dire susceptibles d'affecter plusieurs réacteurs sur le même site ou plusieurs réacteurs de même puissance voire l'ensemble des réacteurs du parc. Les écarts sont souvent mis en évidence à l'occasion de contrôles périodiques, effectués lors des arrêts programmés des réacteurs. L'IRSN estime qu'EDF devrait accélérer le déploiement de son programme de contrôles et élargir son périmètre d'application à d'autres équipements.

En matière de radioprotection, **l'augmentation du nombre d'événements significatifs pour la radioprotection (ESR)** constatée depuis 2010 s'est poursuivie en 2013. Cependant, excepté un événement qui a entraîné une importante contamination corporelle d'un intervenant, la grande majorité des ESR survenus en 2013 n'a pas entraîné de conséquences notables sur la santé des personnes ou sur l'environnement.



Evolution du nombre d'ESR déclarés entre 2009 et 2013.

L'analyse montre une légère hausse du nombre de défauts d'accès en zone contrôlée. Pour y remédier, EDF a établi un plan d'actions qui sera décliné sur tous les sites afin d'améliorer la prise en compte des risques

radiologiques lors des travaux en **zone contrôlée** et notamment le renforcement de la préparation des activités dans ces zones.

**Zone contrôlée : zone soumise à une réglementation spéciale pour des raisons de protection contre les rayonnements ionisants et de confinement de la contamination radioactive et dont l'accès est réglementé. Le port d'un dosimètre y est obligatoire.**

De même, la réalisation d'opérations de radiographie industrielle, destinées principalement à contrôler l'état des soudures au niveau des tuyauteries en utilisant une source radioactive, a été à l'origine d'un accroissement du nombre d'ESR en 2013. Malgré la mise en place par EDF d'actions pour améliorer la préparation, la coordination, l'anticipation et la surveillance de la réalisation de ces opérations, l'IRSN estime qu'une attention particulière est à accorder par EDF aux conditions de réalisation de ces opérations (planification...). Par ailleurs, l'analyse réalisée montre que les efforts menés par EDF depuis l'année 2009 visant à un meilleur respect des règles de radioprotection par les intervenants doivent être poursuivis et renforcés, car le nombre d'événements significatifs correspondants est en augmentation. La majorité de ces événements concernent l'absence de port du dosimètre lors de l'accès des intervenants dans une zone contrôlée.

**Le nombre d'événements significatifs (ES) : quel sens donner réellement à cet indicateur ?**

**Pour l'IRSN, le nombre d'ES ne constitue pas à lui seul une "image quantifiée" de la rigueur d'exploitation et les variations de ce nombre ne peuvent pas être directement liées à une variation du "niveau de sûreté ou de radioprotection" qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Ces ES sont par contre le reflet de difficultés qu'il s'agit d'analyser et de comprendre en tant qu'alertes pour trouver les pistes pertinentes qui amélioreront la sûreté et la radioprotection des installations lors de leur exploitation.**

## **+** LE RÉEXAMEN DE SÛRETÉ ET L'AMÉLIORATION CONTINUE DES RÉACTEURS...

Les installations et leurs modes d'exploitation ne sont pas figés dans le temps. Des modifications diverses, qui relèvent de la sûreté, de la radioprotection, de la disponibilité, ou encore d'aspects économiques, entraînent des évolutions qui peuvent être d'ordre technique ou organisationnel. Le code de l'environnement impose aux exploitants français de réaliser, tous les dix ans, un **réexamen de la sûreté** de leur(s) installation(s).

**En quoi consiste un réexamen de sûreté ?**

- › **un examen de conformité de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation en vigueur ; cet examen permet de traiter d'éventuels écarts de conformité qui ont pu être détectés ;**
- › **une réévaluation de sûreté dont l'objectif est de rapprocher, autant que faire se peut, le niveau de sûreté des réacteurs les plus anciens de celui des réacteurs les plus récents ; la réévaluation de sûreté peut conduire EDF à réviser ses documents de référence ;**
- › **le déploiement des améliorations résultant de la réévaluation de sûreté.**

Le réexamen de sûreté vise à faire progresser la sûreté d'une installation tout au long de sa vie. La protection des centrales nucléaires contre les agressions d'origine interne et externe est une thématique importante du réexamen de sûreté des REP. Si les risques liés aux agressions ont été pris en compte à la conception des centrales nucléaires, un réexamen périodique est indispensable pour intégrer les évolutions des connaissances et les enseignements tirés du retour d'expérience. Le troisième réexamen décennal des réacteurs de 1300 MWe est en cours. Dans ce cadre, EDF a plus particulièrement examiné certaines agressions telles que les tornades, les projectiles générés par le vent, le **frasil**, la dérive de nappes d'hydrocarbure, l'explosion interne au site mais externe à l'îlot nucléaire. L'exter-

**Le frasil : agression externe climatique d'origine naturelle, est un phénomène de formation de cristaux de glace dans l'eau qui survient lorsque la température de l'eau est inférieure à son point de fusion.**

tise réalisée par l'IRSN des études menées par EDF sur ce sujet a mis en évidence des avancées importantes dans l'analyse des risques liés aux agressions, telles que l'étude des phénomènes et l'évaluation des vulnérabilités des installations. A la suite de ces études, EDF va procéder, dans les prochaines années, à la mise en place de dispositions complémentaires de surveillance et de protection des installations.

## + LE CONFINEMENT DES SUBSTANCES RADIOACTIVES...

Dans un réacteur, le confinement des substances radioactives est réalisé par l'interposition de "barrières" successives entre ces substances et les personnes ou l'environnement ; par exemple, le gainage des crayons combustibles et l'enceinte de confinement font partie de ces "barrières".

### Le gainage des crayons

Le cœur du réacteur est constitué par des assemblages combustibles. Chaque assemblage est composé de crayons dans lesquels sont empilées des pastilles de combustible contenues dans des tubes métalliques appelées "gainés". Ces gainés constituent la première "barrière" visant à limiter le rejet de substances radioactives dans le circuit primaire.

Au cours de leur séjour dans le réacteur, les gainés des crayons des assemblages combustibles fabriquées en zircaloy 4 (alliage métallique à base de zirconium et contenant de l'étain), se corrodent au contact de l'eau du circuit primaire, ce qui peut conduire à une fragilisation de la gaine en situation accidentelle.

De ce fait, EDF prévoit le remplacement progressif du zircaloy 4 par un alliage moins sensible à la corrosion. Dans l'attente du remplacement complet de ces gainés dans tous les réacteurs concernés (les derniers remplacements sont envisagés en 2020), l'IRSN a considéré que des mesures de restriction d'exploitation des réacteurs concernés devaient être mises en œuvre.

### L'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement d'un réacteur à eau sous pression constitue également une "barrière" visant à limiter le rejet de substances radioactives dans l'environnement.

A ce titre, l'étanchéité des enceintes de confinement (contrôle de leur **taux de fuite**) et le suivi de leur vieillissement sont essentiels. Leur surveillance est réalisée pendant le fonctionnement du réacteur, lors des arrêts programmés des réacteurs et lors des réexamens de sûreté décennaux.

**Les enceintes des réacteurs de 1300 et de 1450 MWe comportent une double paroi en béton : une paroi interne constituant "l'enceinte interne" et une paroi externe constituant "l'enceinte externe", séparées par un "espace entre-enceintes". Le taux de fuite de l'enceinte qui est contrôlé lors de l'"épreuve enceinte" correspond en réalité au taux de fuite de l'"enceinte interne".**

Ainsi, tous les dix ans, EDF réalise un essai appelé "**épreuve enceinte**" pour contrôler l'étanchéité de chaque enceinte et évaluer son comportement mécanique. EDF a effectué, pour certains réacteurs, des travaux de revêtement visant à renforcer l'étanchéité des enceintes.

**L'épreuve enceinte : afin de contrôler son taux de fuite, l'enceinte est "gonflée" en air à sa pression de dimensionnement (~ 5 fois la pression atmosphérique) par une dizaine de compresseurs pendant 3 jours. La quantité d'air qui peut s'échapper de l'enceinte est déterminée en calculant, pour différentes valeurs de pression, l'évolution de la masse d'air contenue dans l'enceinte.**

Au vu des résultats de ces essais, l'IRSN a estimé que les enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe sont actuellement robustes et aptes à remplir leur fonction de confinement. Il convient de souligner par ailleurs que, en complément des programmes de suivi et des travaux de revêtement, EDF poursuit le développement de nouvelles techniques pour améliorer l'étanchéité des enceintes, au-delà de la pression de dimensionnement.

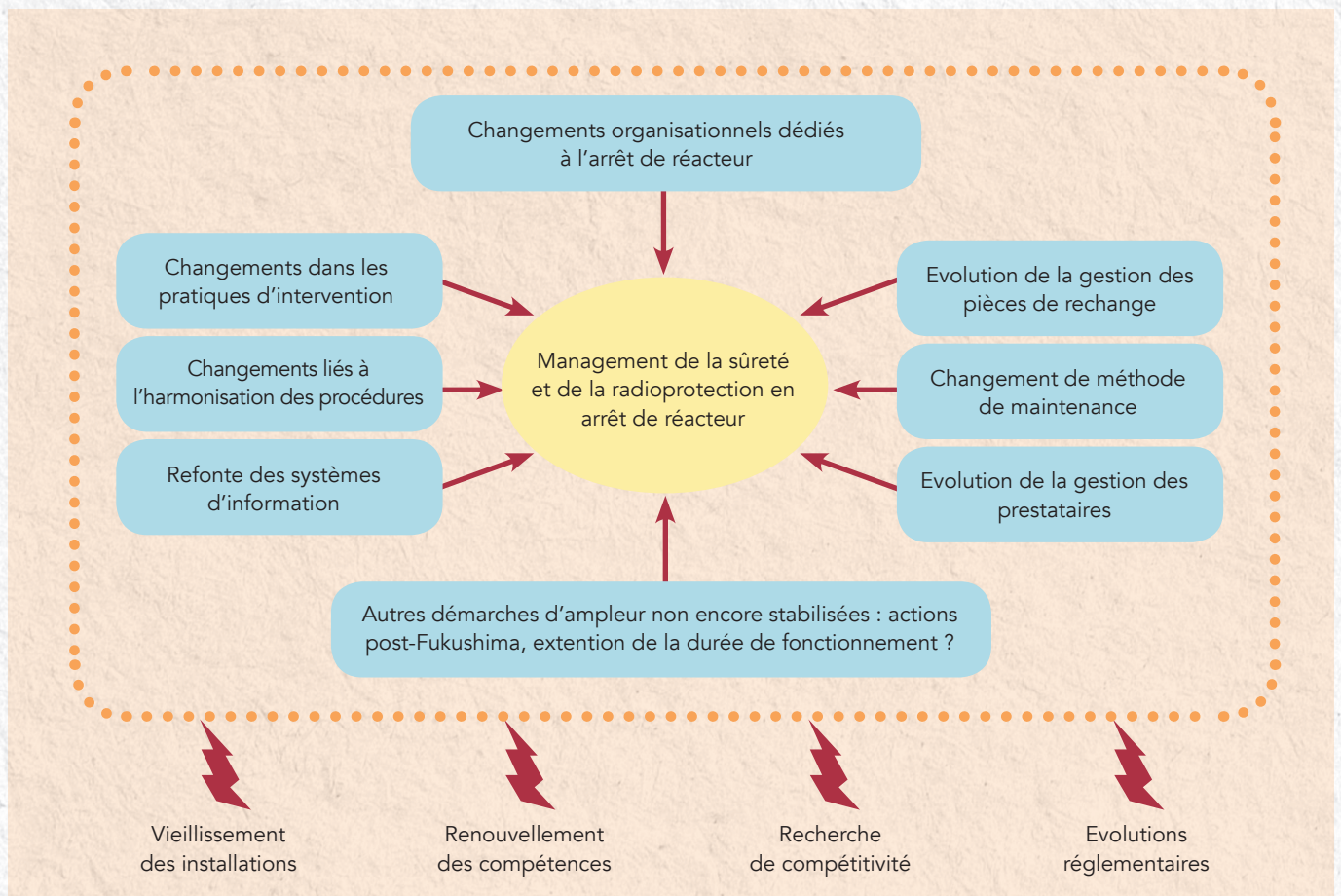


Enceinte de confinement.

## LES DISPOSITIONS ORGANISATIONNELLES LORS DES ARRÊTS DE RÉACTEUR...

EDF doit périodiquement arrêter ses réacteurs (tous les 12 à 18 mois) pour remplacer les assemblages de combustible les plus usés par des assemblages neufs, procéder à des opérations de contrôle, de maintenance et d'entretien sur les équipements, vérifier le bon fonctionnement des matériels et de l'installation en effectuant des essais périodiques, etc. Pour faire face aux risques liés aux opérations menées lors de ces arrêts, EDF a, depuis quelques années, fait évoluer significativement son organisation en charge de la préparation et du suivi des interventions de maintenance exécutées lors de ces arrêts pour en assurer un meilleur pilotage. Ces périodes d'arrêt présentent en effet des risques pour la sûreté et la radioprotection, en raison du nombre et de la diversité des opérations réalisées dans un laps de temps très contraint. A cet

égard, l'analyse du retour d'expérience montre qu'une part importante des événements déclarés chaque année par EDF se produit lors des nombreux chantiers réalisés pendant ces arrêts programmés. L'IRSN a évalué l'efficacité des dispositions de management de la sûreté et de la radioprotection retenues par EDF lors des périodes d'arrêt. Dans ce cadre, l'IRSN a mené des entretiens et des observations approfondies des activités réalisées lors de trois arrêts programmés de réacteurs. Il a pu constater que les conditions de préparation des arrêts pouvaient être dégradées (alourdissement des programmes de travaux de maintenance préventive, retards accumulés lors des campagnes d'arrêts des années précédentes...). Par ailleurs, d'autres changements d'organisation ou de méthodes de travail sont intervenus et les cumuls de ces changements ont un impact fort sur les équipes sur le terrain. Enfin, l'IRSN a estimé qu'une attention particulière sera à apporter à l'équilibre entre la charge de travail et les ressources compétentes disponibles, dans la perspective retenue par EDF d'une prolongation de la durée d'exploitation des centrales au-delà de 40 ans qui entraînerait certainement une augmentation des volumes des travaux de maintenance.



Le management de la sûreté et de la radioprotection en arrêt de réacteur à la croisée des changements.



# SOMMAIRE

1



# SOMMAIRE

<b>LE PARC DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES FRANÇAIS EN EXPLOITATION</b>	<b>17</b>
<b>ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION</b>	<b>23</b>
› La sûreté de l'exploitation : les tendances	25
› La radioprotection en exploitation : les tendances	31
<b>ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES</b>	<b>39</b>
› Pollution des systèmes de production et de distribution d'air comprimé du réacteur n° 2 de Cruas	41
› Mise en cause de la tenue aux séismes de certains matériels	44
› Déformations d'assemblages combustibles à Nogent 2	48
<b>ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES</b>	<b>53</b>
› Surveillance des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe	55
› Prise en compte des agressions à l'occasion du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe	58
› Fatigue thermique des zones de mélange	62
› Management de la sûreté et de la radioprotection lors des arrêts de réacteur	66
› Corrosion du gainage en zircaloy 4 des assemblages combustibles	69
<b>GLOSSAIRE</b>	<b>73</b>



1

**LE PARC DES  
RÉACTEURS  
ÉLECTRONUCLÉAIRES  
FRANÇAIS EN  
EXPLOITATION**



# 1 LE PARC DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES FRANÇAIS EN EXPLOITATION

## + INTRODUCTION

Le parc des réacteurs électronucléaires actuellement en service en France comprend un total de 58 réacteurs à eau sous pression (REP) dits "de génération II" par comparaison avec le réacteur EPR (European Pressurized water Reactor) en cours de construction, dit "de génération III".

Une particularité française est la standardisation du parc, avec des nombres importants de réacteurs techniquement proches implantés sur 19 sites de centrales nucléaires (figure 1.1). Chaque site comporte de 2 à 6 REP.

Le parc de réacteurs nucléaires est constitué de 3 paliers selon la puissance électrique fournie :

- › Les 34 réacteurs du palier 900 MWe comprennent les 6 réacteurs **CP0** (2 à Fessenheim et 4 à Bugey),

et les 28 réacteurs **CPY** (4 à Tricastin, 6 à Gravelines, 4 à Dampierre, 4 à Blayais, 4 à Chinon, 4 à Cruas et 2 à Saint Laurent).

- › Les 20 réacteurs du palier 1300 MWe se subdivisent en deux trains, les réacteurs du train **P4** (4 à Paluel, 2 à Saint Alban et 2 à Flamanville) et les réacteurs du train **P'4** (2 à Belleville sur Loire, 4 à Cattenom, 2 à Golfech, 2 à Nogent sur Seine et 2 à Penly).
- › Les 4 réacteurs du palier 1450 MWe, également nommé palier **N4**, (2 à Chooz et 2 à Civaux).

Dans la suite de ce chapitre, sont présentés de manière relativement générique et simplifiée les principaux constituants des REP en exploitation en France, de manière à fournir quelques éléments de compréhension nécessaires à la lecture de ce rapport.



Fig. 1.1 / Situation des REP sur le territoire français.



# + IMPLANTATION GÉNÉRALE

Un réacteur nucléaire comporte schématiquement deux parties (figure 1.2) : l'“îlot nucléaire” dans lequel la fission nucléaire produit de la chaleur et l'“îlot conventionnel” où cette chaleur est transformée en courant électrique, qui inclut également le circuit de refroidissement normal de l'installation.

## L'îlot nucléaire

L'îlot nucléaire comporte principalement :

- › le **bâtiment du réacteur** (BR) qui contient le réacteur et l'ensemble du circuit primaire sous pression ainsi qu'une partie des circuits assurant le fonctionnement et la sûreté du réacteur ;
- › le **bâtiment du combustible** (BK) où sont notamment implantées les installations d'entreposage et de maintenance du combustible neuf (en attente de chargement dans le réacteur) et du combustible irradié (en attente de transfert vers l'usine de retraitement) ;
- › le **bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques** (BAS/BL) qui abrite en sa partie

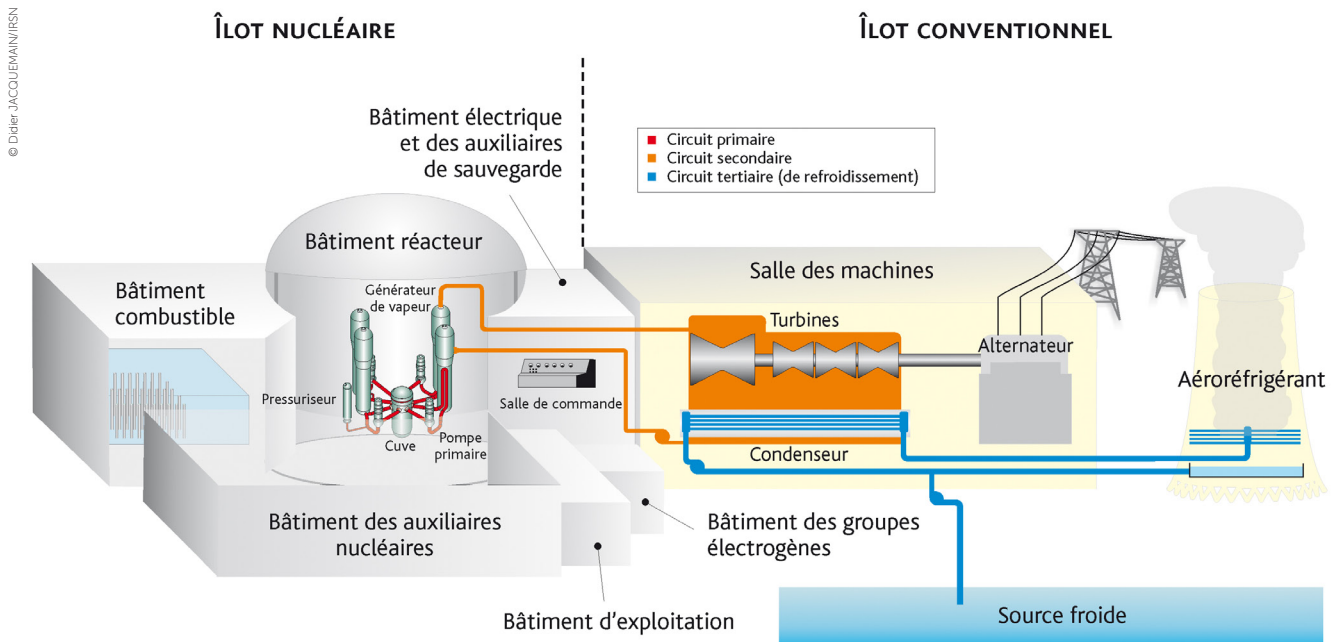
inférieure les principaux circuits de sauvegarde et en sa partie supérieure les locaux électriques (salle de commande et locaux d'exploitation, alimentations électriques, contrôle-commande du réacteur) ;

- › le **bâtiment des auxiliaires nucléaires** (BAN) qui abrite les circuits auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal du réacteur ;
- › deux bâtiments séparés géographiquement qui abritent chacun un groupe électrogène à moteur diesel (alimentation électrique de sauvegarde) ;
- › un bâtiment d'exploitation.

## L'îlot conventionnel

Les équipements de l'îlot conventionnel fournissent l'énergie électrique au réseau de transport à partir de la vapeur produite dans l'îlot nucléaire. L'îlot conventionnel comporte notamment :

- › la **salle des machines** qui abrite le groupe turboalternateur, dont le rôle est de transformer la vapeur produite dans l'îlot nucléaire en électricité, et ses auxiliaires ;
- › la **station de pompage** qui permet d'assurer le refroidissement de l'installation au moyen de la source froide, cours d'eau ou mer (circuit ouvert) ;
- › un aérofrigorant, si la réfrigération de la tranche est réalisée en circuit fermé.



**Fig. 1.2** / Présentation générale d'un réacteur à eau sous pression (1300 ou 1450 MWe) et de ses principaux circuits.

# DESCRIPTION D'UN RÉACTEUR

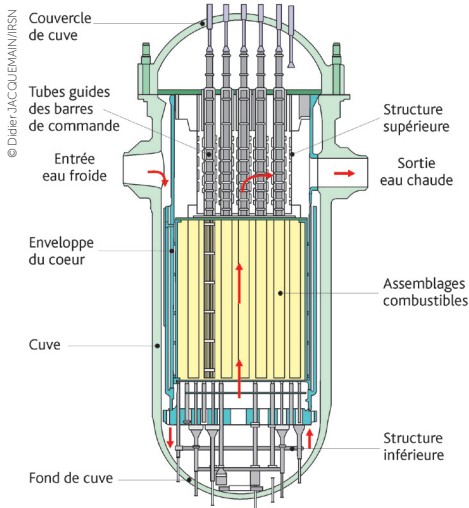


Fig. 1.3 / Cuve d'un réacteur de 900 MWe.

## Le cœur du réacteur

Le cœur du réacteur est composé d'assemblages combustibles. Chaque assemblage combustible comporte 264 crayons combustibles, 24 tubes pouvant contenir les crayons d'une grappe de commande et un tube d'instrumentation. Les crayons combustibles, d'une hauteur approximative de 4 mètres (variable selon la puissance du réacteur), sont constitués de tubes en alliage de zirconium (ou zircaloy), appelés aussi gaines. A l'intérieur des crayons, sont empilées des pastilles de 8,2 mm de diamètre de dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) ou d'un mélange

d'oxydes d'uranium et de plutonium ( $(U,Pu)O_2$ , qui constituent le combustible nucléaire. Le combustible est renouvelé partiellement lors des arrêts programmés du réacteur dont la périodicité varie entre 12 et 18 mois. Le cœur est disposé à l'intérieur d'une **cuve** en acier au carbone revêtu d'une "peau" en acier inoxydable, munie d'un couvercle qui est enlevé pour les opérations de renouvellement du combustible (figure 1.3).

## Le circuit primaire et les circuits secondaires (figure 1.4)

Le circuit primaire évacue la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur grâce à une circulation d'eau sous pression, dite eau primaire, dans des boucles de refroidissement. Chaque boucle, raccordée à la cuve, est équipée d'une pompe (**pompe primaire**), qui assure la circulation de l'eau échauffée au contact des éléments combustibles vers des échangeurs de chaleur (**générateurs de vapeur**), dans lesquels l'eau primaire transfère son énergie aux circuits secondaires avant de revenir dans le cœur. Un ballon (**pressuriseur**), raccordé à une boucle de refroidissement, permet l'expansion de l'eau due à sa dilatation et la maîtrise de la pression dans le circuit primaire (155 bars), afin de maintenir sous forme liquide l'eau chauffée à plus de 300 °C.

Les **circuits secondaires** sont utilisés pour convertir l'énergie thermique produite par le cœur en énergie électrique. L'eau du circuit primaire (radioactive) transmet sa chaleur à l'eau des circuits secondaires (non radioactive) dans les générateurs de vapeur ; la vapeur secondaire est détendue dans la turbine à vapeur de l'installation, couplée à l'alternateur (figure 1.4).

À la sortie de la turbine, la vapeur passe dans un condenseur refroidi par l'eau d'une rivière ou d'un fleuve ou par l'eau de la mer (circuit ouvert), ou par l'intermédiaire d'aéroréfrigérants où l'eau est refroidie au contact de l'air (circuit fermé).

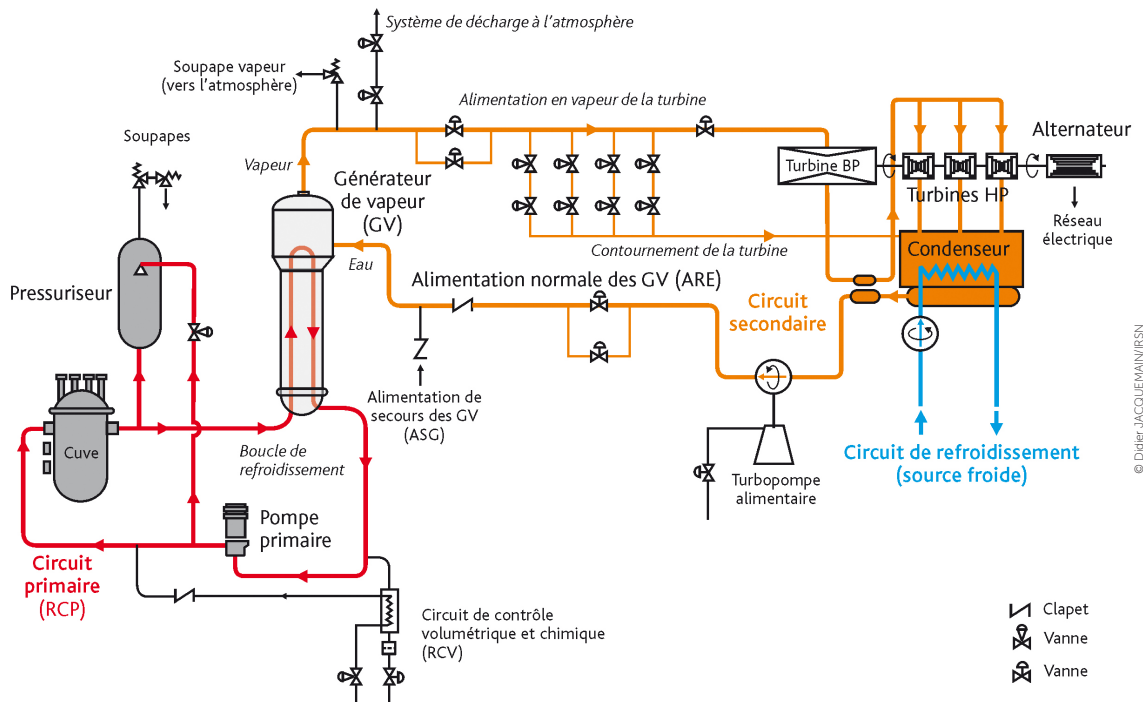


Fig. 1.4 / Principaux composants du circuit primaire et des circuits secondaires.

## L'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement (ou bâtiment du réacteur) abrite le circuit primaire, une partie des circuits secondaires, dont les générateurs de vapeur, ainsi que certains auxiliaires de fonctionnement et de sûreté.

De manière schématique, le **bâtiment du réacteur** est constitué d'un cylindre en béton surmonté d'un dôme en béton (toit du bâtiment) qui forme une enveloppe résistante et à étanchéité spécifiée ; il assure le confinement des substances radioactives par rapport à l'environnement extérieur et la protection du réacteur contre les agressions externes. Il est conçu pour résister à la pression atteinte lors des accidents retenus à la conception (4 à 5 bars absolus) et rester étanche dans ces circonstances. Les parois en béton reposent sur un radier lui-même en béton qui constitue le socle du bâtiment.

## Les principaux circuits auxiliaires et circuits de sauvegarde

Les **circuits auxiliaires** contribuent, pendant le fonctionnement normal en puissance ainsi que lors de la mise à l'arrêt ou du redémarrage du réacteur, à l'accomplissement des fonctions de sûreté (maîtrise de la réactivité neutronique du cœur, évacuation de la chaleur du circuit primaire et de la puissance résiduelle du combustible, confinement des substances radioactives, protection des personnes et de l'environnement contre les rayonnements ionisants). Il s'agit principalement :

- › du **circuit de contrôle chimique et volumétrique du réacteur** (RCV) dont le rôle est :
  - d'ajuster la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire par apport d'eau déminéralisée ou d'eau borée en fonction des variations de la puissance du cœur du réacteur,
  - d'ajuster la masse d'eau dans le circuit primaire en fonction des variations de température,
  - de maintenir la qualité de l'eau du circuit primaire, en réduisant sa teneur en produits de corrosion grâce à l'injection de substances chimiques ;
- › du **circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt** (RRA) qui a pour fonction, lors d'une mise à l'arrêt du réacteur, d'évacuer la chaleur résiduelle produite par le combustible dans la cuve du réacteur et d'éviter l'échauffement de l'eau du circuit primaire dû à la présence de combustible dans le cœur.

Le rôle des **circuits de sauvegarde** est de maîtriser les situations accidentelles et d'en limiter les conséquences. Les principaux circuits de sauvegarde sont :

- › le **circuit d'injection de sécurité** (RIS) qui permet d'injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire afin de stopper la réaction nucléaire et de maintenir l'inventaire d'eau dans le circuit primaire ;
- › le **circuit d'aspersion dans l'enceinte** (EAS) qui, en cas d'accident conduisant à une augmentation significative de la pression dans le bâtiment du réacteur, permet de faire décroître cette pression et de préserver ainsi l'intégrité de l'enceinte de confinement. Ce circuit permet également de rabattre les aérosols radioactifs éventuellement relâchés dans cette enceinte ;

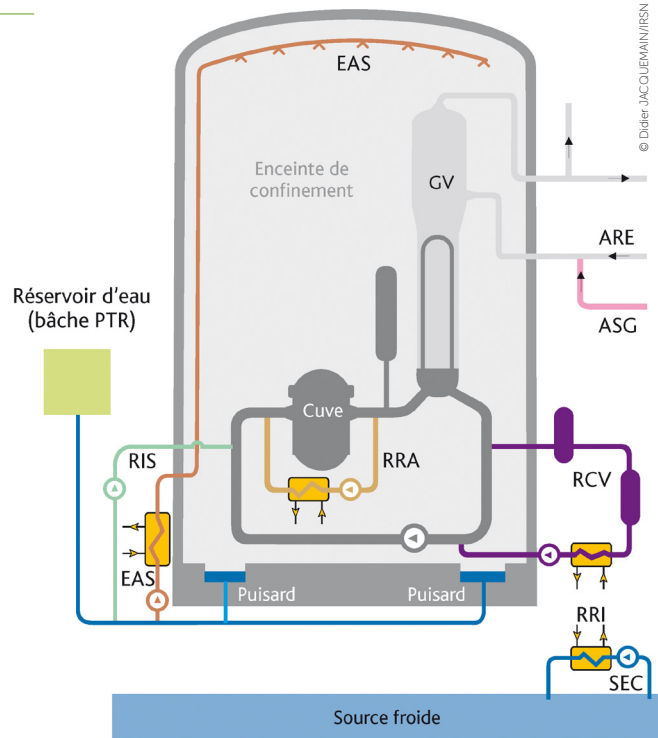


Fig. 1.5 / Principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde.

- › le **circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur** (ASG) qui permet de maintenir le niveau d'eau dans la partie secondaire des générateurs de vapeur et donc de refroidir l'eau du circuit primaire en cas d'indisponibilité du circuit normal d'alimentation en eau (ARE).

## Les autres circuits

Parmi les autres circuits importants pour la sûreté du réacteur, on peut citer :

- › le **circuit de réfrigération intermédiaire** (RRI) qui assure le refroidissement d'un certain nombre d'équipements importants pour la sûreté du réacteur du RCV, du RIS, de l'EAS, du RRA et des circuits de ventilation ;
- › le **circuit d'eau brute secours** (SEC) qui assure le refroidissement du RRI au moyen de la source froide ;
- › le **circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines** (PTR) qui permet, entre autres, d'évacuer la chaleur résiduelle des assemblages combustibles entreposés dans la piscine d'entreposage des assemblages combustibles usés ;
- › les **circuits de ventilation** qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par la mise en dépression des locaux et la filtration des rejets ;
- › les **circuits destinés à la lutte contre l'incendie** ;
- › le **circuit de contrôle-commande** et les **circuits électriques**.





# 2

## ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION

## 2 ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION



© Arnaud BOUSSOU/METL-MEDDE/IRSN

Vue des aéroréfrigérants et des bâtiments des réacteurs de la centrale de Cattenom.

La manière d'exploiter un réacteur est un facteur déterminant pour assurer en permanence un niveau de sûreté et de radioprotection satisfaisant. Le suivi exercé par l'IRSN pour apprécier le niveau de sûreté et de radioprotection lors de l'exploitation des réacteurs du parc d'EDF comporte l'analyse d'un grand nombre de données issues du suivi permanent de l'exploitation de ces réacteurs.

Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, mais aussi des installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches d'enseignements. Pour obtenir une vue globale de la sûreté et de la radioprotection de l'exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment des indicateurs qu'il a lui-même établis (voir le » rapport public IRSN 2007, page 10\*).

Ceux-ci contribuent à l'appréciation, pour chaque réacteur, mais aussi globalement pour le parc, des tendances et éventuelles dérives de la sûreté et de la radioprotection. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2013 en matière de sûreté et en matière de radioprotection.

(\*) [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_expertise/Documents/surete/IRSN\\_rapport\\_surete\\_du\\_parc\\_2007.pdf](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_rapport_surete_du_parc_2007.pdf)

# LA SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION : LES TENDANCES

En 2013, une légère diminution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté a été constatée par rapport à 2012 (- 5 % environ) mais celui-ci reste supérieur au résultat de 2011. La mobilisation de l'ensemble des équipes d'EDF, notamment pour détecter les écarts au plus tôt, a pu contribuer à ce qu'aucun événement à fort impact sur la sûreté n'ait été à déplorer. L'IRSN s'est assuré que tous les événements significatifs avaient fait l'objet d'actions correctives immédiates adaptées et d'une analyse approfondie par l'exploitant.

L'IRSN souligne la diminution du nombre d'événements significatifs liés aux essais périodiques, qui témoigne d'une amélioration de l'organisation mise en place pour ces essais par l'exploitant. Toutefois, le renforcement des compétences, aussi bien dans le domaine de la maintenance que dans celui de la conduite, reste un objectif pour EDF, notamment vis-à-vis des événements liés à des défauts de pilotage du réacteur. Le renforcement des compétences dans les centrales nucléaires a fait l'objet d'une analyse approfondie de l'IRSN qui a notamment recommandé un renforcement de l'accompagnement des nouveaux arrivants par le personnel expérimenté.

Les exploitants des installations nucléaires de base doivent déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) les événements relatifs à la sûreté, à la radioprotection, à l'environnement et aux transports, quarante-huit heures au plus tard après leur détection. Les événements dits "significatifs pour la sûreté" (ESS) sont les événements pouvant conduire à des conséquences notables pour la sûreté d'une installation. Les événements dits "significatifs pour la radioprotection" (ESR) sont les événements susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants. Les événements dits "significatifs pour l'environnement" (ESE) ou "significatifs pour les transports" (EST) ne sont pas traités dans le présent rapport.

L'analyse des événements significatifs entre dans le processus général d'examen du retour d'expérience de l'exploitation des centrales nucléaires.

Un événement significatif détecté fait l'objet d'une analyse détaillée par l'exploitant, menant à la définition puis à la mise en place de dispositions visant à éviter son renouvellement. La déclaration par EDF des événements significatifs répond à un souci de transparence mais permet également un partage du retour d'expérience entre les différents acteurs du nucléaire. Les événements significatifs font l'objet de discussions avec EDF et d'un examen par l'IRSN afin d'en tirer des enseignements à l'échelle nationale, voire à l'échelle internationale.

## Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté en légère baisse

**Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) : quel sens donner à cet indicateur ?**

**Pour l'IRSN, le nombre annuel d'ESS ne constitue pas à lui seul une "image quantifiée" de la rigueur d'exploitation et les variations de ce nombre ne peuvent pas être directement reliées à une variation du "niveau de sûreté" qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Les ESS sont par contre le reflet de difficultés qu'il convient d'analyser et de comprendre pour trouver des pistes pertinentes d'amélioration de la sûreté des installations et de leur exploitation.**

En 2013, 699 **Événements significatifs pour la sûreté (ESS)** ont été déclarés par EDF : ainsi, en moyenne, 12 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2013, contre un peu plus de 12,5 en 2012<sup>1</sup> et environ 11 en 2011. Une légère baisse du nombre d'ESS est donc constatée après une année 2012 marquée par une hausse par rapport à 2011. Globalement, sur ces cinq dernières années, l'IRSN n'observe pas d'évolution nette du nombre d'ESS déclarés. EDF a déployé,

(1) Il s'agit de données et de codage IRSN. Par ailleurs, les nombres d'ESS comptabilisés pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012, représentés sur la figure 2.1 sont différents de ceux mentionnés dans le rapport public pour l'année 2012. En effet, une confusion concernant quelques ESS et ESR avait conduit à surestimer légèrement les nombres d'ESS mentionnés dans le rapport public précédent.

### Les 10 critères de déclaration des événements significatifs pour la sûreté (ESS)

ESS 1	Arrêt automatique du réacteur (AAR)
ESS 2	Mise en service d'un des systèmes de sauvegarde
ESS 3	Non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE)
ESS 4	Agression interne ou externe
ESS 5	Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la sûreté de l'installation
ESS 6	Passage en état de repli en application des STE ou de procédures de conduite accidentelle à la suite d'un comportement imprévu de l'installation
ESS 7	Événement ayant causé ou pouvant causer des défaillances multiples
ESS 8	Événement ou anomalie spécifique au circuit primaire principal, au circuit secondaire principal ou aux appareils sous pression des circuits qui leur sont connectés, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception ou qui ne serait pas encadrée par les consignes d'exploitation existantes
ESS 9	Anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes
ESS 10	Tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire

au cours de l'année 2012, une nouvelle méthode pour analyser de façon plus approfondie chaque ESS, en vue d'en tirer tous les enseignements en termes d'identification des causes et de définition des actions correctives associées. Toutefois, l'efficacité de cette nouvelle méthode reste à confirmer ; elle pourrait alors conduire à une baisse du nombre d'ESS dans les prochaines années.

**L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires et comporte 7 niveaux. Les événements classés au niveau 0 sont qualifiés d'écarts.**

Parmi les ESS recensés en 2013, 85 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES mais, contrairement aux deux années précédentes, aucun événement de niveau 2 n'a été déclaré.

Néanmoins, s'il survient alors que le réacteur est en production, un tel arrêt automatique entraîne un transitoire thermohydraulique dans le réacteur, qui sollicite certains composants mécaniques et peut conduire à une production importante d'effluents. Par ailleurs, certains AAR sont révélateurs d'anomalies matérielles ou d'actions de conduite mal maîtrisées. À ce titre, EDF a engagé, depuis 2007, des actions qui lui ont permis de limiter le nombre moyen d'AAR par réacteur à une valeur légèrement inférieure à un par an. L'IRSN estime toutefois qu'il convient qu'EDF maintienne une vigilance particulière sur les activités présentant des risques identifiés d'AAR.

### Augmentation du nombre annuel de sorties du domaine de fonctionnement autorisé

Le domaine de fonctionnement autorisé comprend plusieurs domaines d'exploitation allant de l'arrêt du réacteur jusqu'au fonctionnement en puissance. Pour chaque domaine d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation précisent les contraintes et les limites de fonctionnement à respecter (pressions, températures, concentrations en bore, niveaux d'eau...) ainsi que les matériels dont la disponibilité est nécessaire pour maintenir l'état d'un réacteur conforme à la démonstration de sûreté. Il est strictement interdit aux opérateurs de sortir volontairement du domaine d'exploitation autorisé dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les "conditions requises pour changer l'état du réacteur". En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation correcte dans les plus brefs délais.

Après deux années consécutives de baisse, une augmentation de près de 50 % du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé a été constatée en 2013 par rapport à 2012. En 2013, 49 ESS (contre 30 en 2012) ont concerné un **dépassement involontaire des limites assignées à des paramètres physiques** dans le domaine de fonctionnement autorisé. Ceci représente une moyenne de 0,8 ESS par réacteur et par an. Ce sujet fera l'objet d'une attention particulière de la part de l'IRSN dans les prochaines années. De plus,

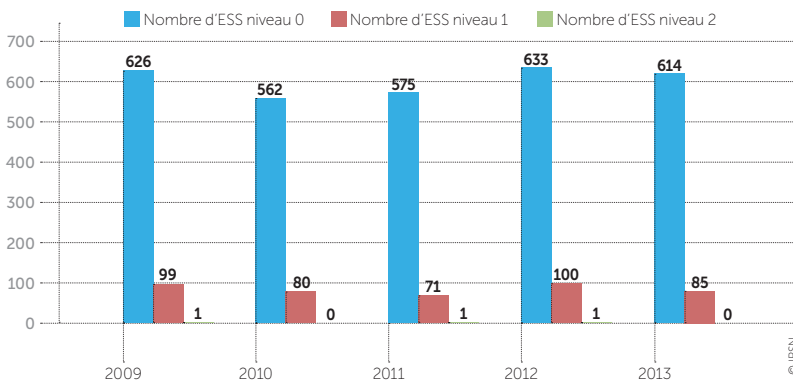


Fig. 2.1 / Evolution du nombre d'ESS déclarés entre 2009 et 2013 (comptabilisés depuis 2012 à partir de la date de réception de la déclaration).

### Stabilité du nombre annuel d'arrêts automatiques du réacteur

Le nombre d'**arrêts automatiques du réacteur (AAR)** ne doit pas être interprété comme un indicateur dont les évolutions sont liées directement à des évolutions du niveau de sûreté d'une installation. En effet, l'AAR est la réponse prévue des automatismes à une dérive de paramètre, en vue de conduire l'installation dans un état plus sûr.



Fig. 2.2 / Nombre d'AAR par réacteur survenus sur les paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe entre 2009 et 2013.

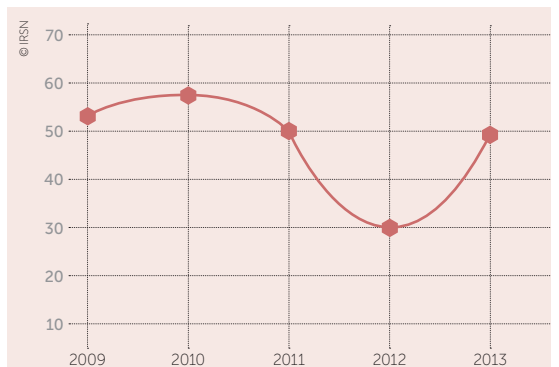


Fig. 2.3 / Evolution du nombre des dépassements involontaires des limites de paramètres physiques entre 2009 et 2013.

Il est important de noter que les durées des sorties de domaine de fonctionnement autorisé restent courtes. En effet, la moitié des événements de ce type est détectée et corrigée en moins de six minutes.

La plupart des sorties de domaine de fonctionnement autorisé correspondent à un dépassement des limites hautes ou basses de pression et de température de l'eau du circuit primaire. Par ailleurs, plus de la moitié des sorties de domaine sont dues à des erreurs de conduite, lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur.

#### Exemple de sortie du domaine de fonctionnement autorisé :

Le 16 juin 2013, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Chooz B est arrêté à la demande des gestionnaires du réseau de distribution électrique au niveau national. Lors des opérations de mise à l'arrêt, une sortie de domaine de fonctionnement autorisé (baisse de la température de l'eau du circuit primaire à une valeur inférieure à la limite fixée dans les spécifications techniques d'exploitation (STE)) s'est produite pendant un peu moins de trois minutes.

Dans cet exemple, la sortie de domaine de fonctionnement autorisé est imputable à un cumul de facteurs : des défauts dans l'organisation de l'équipe de conduite, dans la préparation de la mise à l'arrêt et dans la consigne utilisée par l'équipe de conduite.

### Diminution du nombre annuel des amorçages de repli requis par les STE mais non réalisés

Les contrôles pratiqués pendant le fonctionnement d'un réacteur permettent de découvrir des défaillances ou des signes de dysfonctionnement d'équipements qui participent à la sûreté. Les spécifications techniques d'exploitation imposent à l'exploitant d'amener le réacteur dans un état plus sûr (état de repli) que l'état initial dans lequel l'anomalie a été découverte, en fonction de sa gravité. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations visant à rejoindre l'état de repli. Il est précédé d'une période appelée "délai d'amorçage" qui permet à l'exploitant, soit de supprimer l'anomalie ou de mettre en œuvre des mesures palliatives permettant de maintenir le réacteur dans l'état initial, soit de préparer le repli si l'anomalie n'est pas supprimée ou compensée dans ce délai.

Le nombre annuel d'amorçages de repli est significatif de l'importance des aléas d'exploitation qui obligent l'exploitant à mettre un réacteur à l'arrêt en application des STE pour conserver un niveau de sûreté satisfaisant. Après une très forte baisse en 2011, l'IRSN a constaté une stabilité du nombre d'amorçages de repli réalisés entre 2012 et 2013. Un repli requis mais non réalisé constitue un non-respect des STE et peut avoir différentes origines (un mauvais diagnostic de l'écart détecté, un dépassement du délai de remise en conformité ou un conflit entre la sûreté et la disponibilité).

**Le nombre annuel d'amorçages de repli du réacteur requis mais non réalisés est en baisse :** quatre en 2013 contre dix en 2012 et sept en 2011. Les quatre replis requis mais non réalisés en 2013 ont résulté d'un diagnostic erroné ou tardif, conduisant à ne pas respecter les STE. Ces erreurs de diagnostic ont eu plusieurs origines : des erreurs humaines lors de l'identification des défaillances, une mauvaise analyse de risque à la suite de la défaillance d'un matériel ou une organisation défaillante.

#### Exemple d'un repli requis mais non réalisé :

Dans la nuit du 2 au 3 juillet 2013, un opérateur en salle de commande du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Paluel détecte quatre défauts affectant le contrôle-commande. Cet opérateur établit un premier diagnostic erroné sur la base d'une erreur d'interprétation des informations fournies par un technicien présent dans les locaux abritant le matériel défectueux. Afin de discuter de l'urgence du dépannage, l'automaticien d'astreinte est sollicité chez lui. Sans demander d'informations complémentaires, il confirme le premier diagnostic et reporte le dépannage au lendemain matin. Cette erreur conduit l'équipe de conduite à ne pas appliquer les STE qui exigeaient un repli. Le lendemain, les automaticiens détecteront l'erreur de diagnostic et le repli sera entrepris immédiatement.

Pour éviter le renouvellement d'un tel événement, l'exploitant a effectué une mise à jour de la consigne de traitement des défauts constatés par l'équipe de conduite afin qu'elle prescrive un relevé exhaustif des informations requises pour la phase de diagnostic et les échanges avec les automaticiens. De plus, il est rappelé aux automaticiens qu'ils doivent, conformément à leur guide d'aide au diagnostic, exiger l'ensemble des informations nécessaires à l'élaboration de leur propre diagnostic. Au-delà de ces deux actions correctives, l'IRSN note qu'EDF n'a pas prévu d'autres actions correctives concernant la défaillance de l'analyse. Or les défauts du contrôle-commande ont entraîné une perte d'informations importantes pour la sûreté en salle de commande ; ces informations sont en effet nécessaires pour décider de l'entrée en conduite incidentelle ou accidentelle.

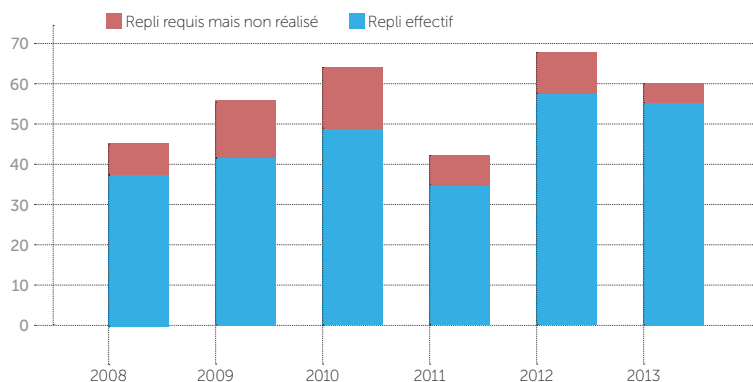


Fig. 2.4 / Nombres d'amorçages de repli et de replis requis mais non réalisés entre 2008 et 2013.

## Augmentation du nombre annuel de défaillances de matériels importants pour la sûreté du réacteur

En 2013, les défaillances, d'une part des systèmes d'injection de sécurité et de contrôle chimique et volumétrique (RIS/RCV), d'autre part de la source froide, ont fait l'objet de déclarations d'ESS par EDF dont le nombre a augmenté respectivement, de 48 et de 44 % par rapport à 2012. La majeure partie de cette augmentation est imputable aux nombreux événements déclarés par l'ensemble des centrales du fait de défauts de conformité du freinage de la visserie de robinets qualifiés au séisme et présents dans un grand nombre de systèmes, dont les systèmes RIS et RCV ainsi que la source froide. Ces défauts proviennent de **non-qualités de maintenance**. Un programme de remise en conformité des robinets en écart est actuellement mis en œuvre par EDF en 2014.

**Les non-qualités de maintenance correspondent à l'ensemble des erreurs commises dans l'exécution d'un geste technique au cours d'une activité de maintenance d'un matériel (serrage insuffisant, pièce de rechange inappropriée, inversion du sens de montage...). Ces erreurs nécessitent de ré-intervenir sur le matériel.**

Concernant les systèmes d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) et de l'aspersion enceinte (EAS), une stabilité du **nombre annuel de défaillances** a été constatée entre 2012 et 2013.

Enfin, le nombre annuel de défaillances des systèmes électriques secourus a nettement diminué (division par un facteur supérieur à deux du nombre de défaillances) en 2013 par rapport à 2012, alors que ce nombre avait fortement augmenté en 2012 par rapport à 2011. En effet, en 2012, différentes anomalies génériques auraient conduit les centrales à déclarer plus d'ESS que les années précédentes. Parmi ces anomalies, l'IRSN a constaté notamment des défauts de conformité concernant la tenue au séisme de certains matériels et des défaillances de disjoncteurs qui ont provoqué l'indisponibilité de tableaux électriques secourus.

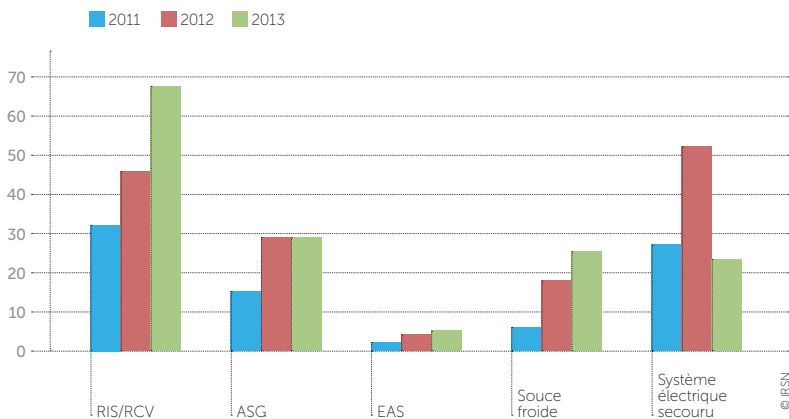
## Le nombre annuel d'ESS liés à des non-respects des essais périodiques en diminution

**Les essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des matériels assurant des fonctions de sûreté ainsi que la disponibilité des moyens indispensables à la mise en œuvre des procédures de conduite in-cidentelle ou accidentelle. Un matériel ou un système est déclaré disponible si la périodicité prévue pour les EP correspondants est respectée et si les résultats de ces EP sont satisfaisants.**

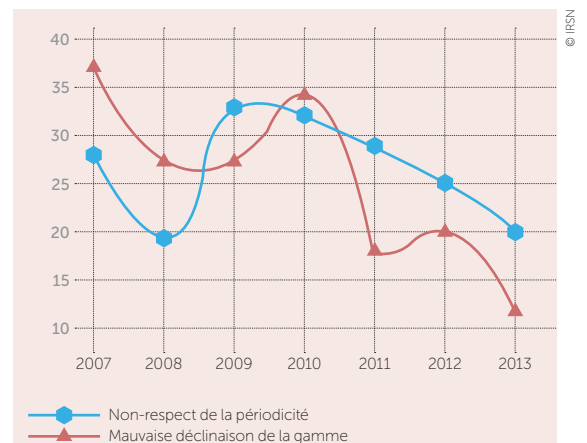
La réalisation d'**essais périodiques (EP)** permet de vérifier régulièrement la disponibilité des matériels importants pour la sûreté du réacteur. La définition du programme des EP (avec notamment la périodicité de chaque EP), leurs conditions de réalisation et l'atteinte des critères fixés par les règles générales d'exploitation (RGE) sont essentielles, tout comme l'est le respect du programme défini par les exploitants.

Avant 2007, la rédaction des modes opératoires déclinant les règles d'EP était laissée à l'initiative de chaque centrale. Pour réduire la charge de travail des centrales et les risques d'hétérogénéité documentaire entre celles-ci, de nouveaux modes opératoires mutualisés ont été rédigés dans le cadre du Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes. Depuis 2007, une centrale dite "pilote" est chargée de la rédaction d'un mode opératoire d'un EP sous une forme standardisée. Celui-ci est ensuite validé par une centrale différente de la centrale pilote avant la diffusion à l'ensemble des centrales dotées de réacteurs de même puissance. La validation a pour objectif de détecter d'éventuelles erreurs avant leur mise en œuvre sur l'ensemble des sites concernés. Après une période de rédaction et de "mise à l'épreuve" des nouveaux modes opératoires (2008-2009), il semblerait que l'organisation mise en place porte ses fruits.

En effet, depuis 2010, le **nombre annuel d'ESS déclarés du fait d'une mauvaise déclinaison des règles d'EP** dans les documents opérationnels est en baisse, ce qui pourrait être dû à la meilleure qualité des modes opératoires standardisés. En effet, le nombre annuel d'ESS est passé, en quatre ans (2010-2013), de 34 à 12, soit une division par trois du nombre de ce type d'ESS.



**Fig. 2.5 / Nombre annuel de défaillances relatives à des matériels importants pour la sûreté entre 2011 et 2013.**



**Fig. 2.6 / Evolution du nombre d'ESS dus au non-respect de la périodicité ou de la règle d'EP entre 2007 et 2013.**

Les déclarations d'ESS à la suite d'un non-respect de la périodicité d'EP sont également en baisse en 2013 et ce, pour la quatrième année consécutive. Au vu de la quantité importante d'EP à réaliser sur un réacteur (plusieurs dizaines de milliers), avec une périodicité variant entre un jour et dix ans, l'organisation mise en place par les centrales pour les EP s'avère robuste, y compris lors de glissements de planning des activités à la suite d'un événement imprévu.

### Poids encore non négligeable des erreurs de lignage

L'activité de lignage d'un circuit consiste, par exemple, à manœuvrer des vannes et à mettre des organes hors ou sous tension pour constituer un circuit adapté aux fonctions à remplir dans le domaine d'exploitation prévu. Un lignage peut être réalisé, soit pour effectuer une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour réaliser un changement d'état du réacteur. Cette activité, l'une des plus fréquentes dans une installation, comporte des dizaines de milliers de lignages chaque année sur le Parc.

Les ESS déclarés à la suite d'une erreur liée à une activité de **lignage** représentent 5 % des ESS en 2013. Ils sont en légère diminution en 2013 (36 ESS) par rapport à 2012 (44 ESS). Les activités de lignage restent néanmoins encore à l'origine d'une quarantaine de situations qui auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté du réacteur, voire de systèmes de sauvegarde, malgré plusieurs plans d'actions locaux et nationaux. Même si une partie des vannes concernées est manœuvrable depuis la salle de commande, la grande majorité des actions de lignage doit être réalisée par les techniciens dans les locaux abritant les matériels, ce qui rend difficiles le suivi et le contrôle immédiat de ces actions par les opérateurs (de conduite) en salle de commande. À ce titre, la fiabilité des actions de lignage repose, entre autres, sur leur traçabilité et la qualité de leur réalisation. Parmi les erreurs les plus fréquentes, peuvent être cités les erreurs dans le choix de la vanne à manœuvrer, les mauvais réglages de vanne et les manœuvres non conformes aux documents d'exploitation.

Une des difficultés des activités de lignage tient à la représentation morcelée et non mise à jour en temps réel de l'état de l'installation dont disposent les techniciens de conduite. De plus, la réalité de l'activité de lignage s'avère plus complexe que ne le laissent paraître les schémas mécaniques en raison de la diversité des matériels et des technologies, de la localisation des matériels à différents niveaux de l'installation et des locaux à traverser. Par conséquent, les "lignes de défense" que sont la préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens et les opérateurs de conduite s'avèrent déterminantes pour sécuriser les activités de lignage. Or, lorsque le réacteur est à l'arrêt, ces "lignes de défense" sont d'autant plus fragilisées que les opérateurs en salle de commande sont moins disponibles et que

les activités de lignage programmées font l'objet de modifications de programmation (voir l'article sur le "management de la sûreté et la radioprotection lors des arrêts de réacteur" du présent rapport).

### Baisse du nombre d'erreurs commises dans le cadre général d'une maintenance mais hausse du nombre de gestes techniques de maintenance non maîtrisés

L'année 2013 a été marquée par une diminution des actions inappropriées commises au cours de l'une des étapes d'une activité de maintenance (préparation de l'activité, exécution du geste technique sur le matériel, contrôle...). Toutefois, le nombre d'ESS dont l'origine est un geste technique de maintenance non maîtrisé, appelés non-qualités de maintenance, ne suit pas cette tendance : 146 ESS en 2013 contre 107 ESS en 2012. Il s'agit d'un constat récurrent depuis plusieurs années. L'augmentation du nombre de non-qualités de maintenance avait notamment été associée aux difficultés, rencontrées par EDF pour maintenir les compétences dans un contexte de départs massifs à la retraite. Dans le cadre d'une réunion du groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires dédiée au retour d'expérience, ce sujet a fait l'objet d'une recommandation à EDF par l'IRSN, qui a estimé que celui-ci devait poursuivre ses efforts, en particulier en favorisant le compagnonnage.

Par ailleurs, la majorité des activités de maintenance étant confiées à des entreprises extérieures, EDF a engagé en 2012 une refonte de la surveillance de ces activités, dont la déclinaison opérationnelle a été mise en place fin 2013 sur différentes centrales. De manière plus générale, à la demande de l'ASN, une instruction technique plus complète est en cours à l'IRSN sur la maîtrise par EDF des activités sous-traitées. L'IRSN note que, sur l'ensemble des ESS liés aux actions de maintenance, ce sont les activités de maintenance préventive qui sont majoritairement concernées (44 %).

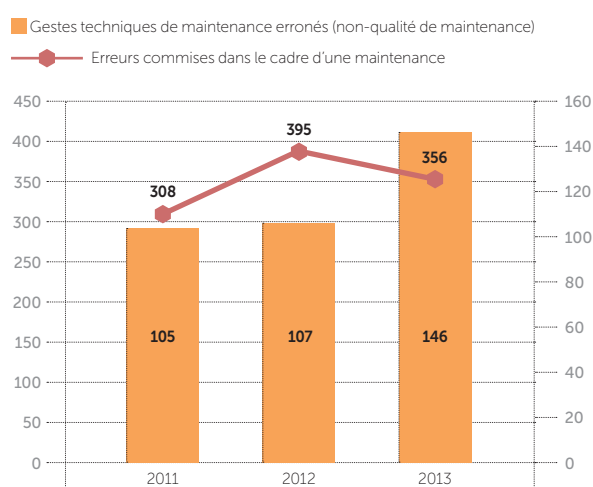


Fig. 2.7 / Nombre annuel de non-qualités de maintenance au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle entre 2011 et 2013.

**Exemple d'une action inappropriée lors d'une activité de maintenance préventive :**

Le 13 octobre 2013, EDF constate qu'un robinet du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Chinon B ne répond pas à une demande de fermeture. Après investigations, il apparaît qu'une erreur de montage d'un nouveau type de joint a été commise sur ce robinet, au cours d'une activité réalisée au titre du programme de base de maintenance préventive, le 24 juillet 2013.

Les spécificités du montage de ce nouveau type de joint n'étaient pas connues des intervenants prestataires. Malgré l'absence de notice d'installation qui aurait dû être fournie par le constructeur, les intervenants prestataires ne se sont pas appuyés sur le mode opératoire existant car l'utilisation, dans le passé, d'autres documents opératoires les avait conduits à commettre des erreurs. De plus, le contrôleur technique prestataire et le surveillant EDF ont conforté le choix de montage sans se référer au mode opératoire ou à d'autres sources d'informations alors qu'ils ne connaissaient pas non plus les spécificités de montage de ce nouveau type de joint. Pour éviter le renouvellement d'un tel événement, EDF a prévu de renforcer la formation des intervenants EDF sur le montage de ce type de joint et le recours aux modes opératoires. Toutefois, EDF ne traite pas de l'efficacité du contrôle de l'activité sous-traitée.

Les activités de maintenance corrective se déroulent en deux phases : le diagnostic suivi du dépannage. Les ESS imputables à ces activités sont principalement le fait des automatismes d'EDF. En effet, ces derniers sont les agents spécialisés le plus souvent sollicités par les équipes de conduite pour résoudre des anomalies de fonctionnement des installations et leurs interventions sont souvent complexes. Les automatismes réalisent des actions inappropriées aussi bien pendant le diagnostic que pendant la réalisation du dépannage proprement dit, ce qui provoque des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté. Les ESS dus aux activités de dépannage en 2013 relèvent principalement de défauts de préparation et d'analyse des risques liés aux interventions. Ces défauts, pour l'essentiel, sont imputables à une coordination insuffisante entre les automatismes et les opérateurs de conduite et à un manque de connaissances de la logique de fonctionnement des automatismes. Dans la mesure où une anomalie de fonctionnement affecte la disponibilité ou la sûreté des installations, les activités de dépannage sont souvent assorties implicitement d'exigences d'urgence. La connaissance des activités de dépannage et des installations, ainsi que la qualité des documents explicitant les questions de sûreté associées, sont d'autant plus nécessaires qu'une pression temporelle s'exerce sur les intervenants.

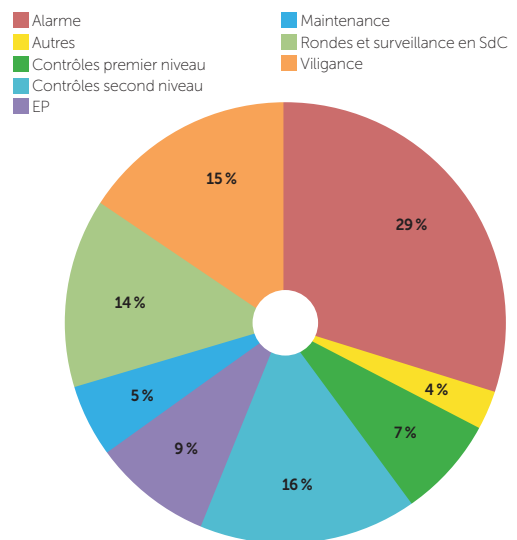
**Exemple d'une action erronée lors d'un diagnostic de panne ayant entraîné le passage à une conduite incidentelle ou accidentelle :**

Le 4 novembre 2013, pour diagnostiquer l'origine d'un défaut dans un tableau électrique du réacteur n° 3 de

la centrale nucléaire de Paluel, des automatismes ont débranché un module électronique qui participe à l'élaboration de la valeur de la température moyenne de l'eau du circuit primaire. Cette action, jugée sans risque particulier par les automatismes, n'a pas fait l'objet d'une discussion avec l'équipe de conduite. Or le débranchement du module provoque l'augmentation de la valeur, lue en salle de commande, de la température moyenne de l'eau du circuit primaire jusqu'à l'apparition d'une alarme. Celle-ci constituant un critère de passage à la conduite de type incidentelle ou accidentelle, les opérateurs de conduite, n'ayant pas connaissance de l'activité de maintenance en cours, ont appliqué la consigne correspondante. À l'écoute du message d'information général délivré par les opérateurs, les automatismes ont découvert les conséquences de leur intervention et rebranché le module. Cet événement met en évidence un défaut manifeste de préparation de l'intervention par les automatismes ainsi que des défauts de connaissance de l'installation ne leur permettant pas d'appréhender correctement les risques associés.

**Des moyens de détection efficaces**

La rapidité de détection d'un écart est essentielle afin de pouvoir corriger le défaut au plus vite et de diminuer, autant que possible, les conséquences réelles et potentielles de l'écart. C'est pourquoi il existe plusieurs **moyens de détection des écarts** : alarmes, essais périodiques (EP), rondes, contrôles. La multiplicité des contrôles et des moyens de détection est en effet indispensable pour assurer la conformité de l'installation aux attendus. Le rôle des équipes de conduite est essentiel pour détecter les écarts qui peuvent survenir. En effet, ces équipes sont en charge du traitement des alarmes et de la surveillance de l'installation au quotidien. La figure 2.8 permet de constater que, en 2013, comme lors des années précédentes, c'est l'apparition d'alarmes qui a permis de déceler le plus grand



**Fig. 2.8 / Répartition des moyens de détection des écarts à l'origine des ESS déclarés en 2013.**



nombre d'écarts (à l'origine de près d'un tiers des ESS déclarés annuellement).

En plus des moyens techniques ou organisationnels spécifiquement dédiés à la détection des écarts (alarmes, EP, ronde...), le terme "vigilance" fait référence, dans la figure 2.8, à la capacité des agents à mobiliser en permanence leurs connaissances de l'installation, de leurs activités et des risques associés. Cette capacité à être attentif à toute anomalie constitue un moyen de détection efficace de tous les types d'écarts. Cette "vigilance" se manifeste par une attitude interrogative et un partage entre intervenants lors du constat d'une anomalie et résulte d'une prise de recul sur l'activité à réaliser et d'une conscience de ses effets potentiels directs et indirects pour la sûreté.

**Exemple d'écart détecté grâce à la vigilance des intervenants :**

Le 10 avril 2013, a lieu l'évacuation des assemblages combustibles usés du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine. Les assemblages combustibles sont, dans un premier temps, chargés dans un emballage étanche rempli de gaz. Lors de cette activité, les agents des Services Généraux d'EDF observent la formation de givre sur la bouteille contenant le gaz utilisé.

Ce phénomène inhabituel amène ces agents à s'interroger, puis à appeler un spécialiste de la Section de Prévention des Risques pour analyser la situation. Celui-ci constate alors que la bouteille de gaz utilisée est une bouteille d'argon au lieu d'une bouteille d'hélium ce qui constitue un écart par rapport au référentiel.

Dans cet exemple, la vigilance des intervenants a permis de détecter l'injection d'un gaz inapproprié. L'interprétation d'un phénomène physique anormal, en l'occurrence l'apparition de givre sur la bouteille de gaz, a amené les agents des Services Généraux d'EDF à s'interroger sur l'activité en cours qui aurait pu conduire à une altération du refroidissement et du confinement du combustible.

## LA RADIOPROTECTION EN EXPLOITATION : LES TENDANCES

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs, déclarés pour le parc de réacteurs d'EDF, est en augmentation pour l'année 2013 par rapport à l'année 2012. L'analyse menée par l'IRSN a mis en évidence une hausse du nombre d'événements significatifs liés à des défauts dans la réalisation de tirs gammagraphiques, à la gestion des sources radioactives et à des contaminations hors zone contrôlée.

Les efforts d'EDF concernant la maîtrise de la dosimétrie des intervenants doivent être poursuivis et renforcés car les événements liés à la dosimétrie des intervenants sont en légère augmentation par rapport à 2012. L'analyse de l'IRSN a aussi montré que les pratiques de déshabillage après intervention restent à améliorer sur l'ensemble du parc.

### Généralités : répartition des déclarations d'événements significatifs concernant la radioprotection

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) **les Événements significatifs en radioprotection (ESR)**. Ces événements sont déclarés en fonction de **critères** préalablement définis par l'ASN (voir tableau ci-après). Pour 2013, les déclarations d'événements concernent essentiellement les conditions d'accès, les ESR 7 représentant 40 % des ESR et les ESR 10 37 %. Les ESR de types 3 et 6 représentent chacun à peu près 6 % de la totalité des déclarations. Ces chiffres sont similaires à ceux de l'année 2012. Pour les autres types, les nombres d'ESR déclarés sont globalement stables, de

**Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la radioprotection (ESR)**

<b>ESR 1</b>	Dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou situation imprévue qui aurait pu entraîner, dans des conditions représentatives et vraisemblables, le dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle)
<b>ESR 2</b>	Situation imprévue ayant entraîné le dépassement du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle)
<b>ESR 3</b>	Tout écart significatif concernant la propreté radiologique, notamment les sources de contamination hors zone contrôlée supérieures à 1 MBq ou les contaminations vestimentaires supérieures à 10 kBq détectées au portique d'entrée ou sortie de site (C3) ou lors d'une anthroporadiométrie
<b>ESR 4</b>	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans une prise en compte exhaustive de cette analyse
<b>ESR 5</b>	Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes du public contre les rayonnements ionisants
<b>ESR 6</b>	Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption
<b>ESR 7</b>	Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zones orange ou rouge et zones des tirs radiographiques) <b>7a</b> Défauts de balisage et de signalétique <b>7b</b> Autres écarts
<b>ESR 8</b>	Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents
<b>ESR 9</b>	Dépassement de plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois)
<b>ESR 10</b>	Tout autre écart jugé significatif par l'ASN ou l'exploitant

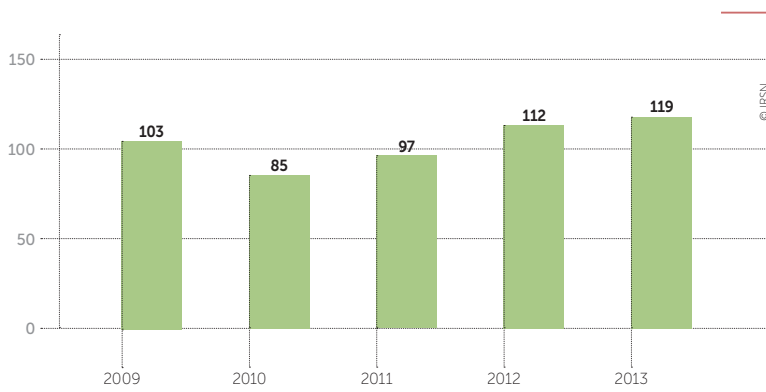


Fig. 2.9 / Nombre annuel de déclarations d'ESR.

l'ordre de 3 % (les 8 % restants se répartissent sur les critères 1, 2, 4 et 9). EDF a analysé les circonstances et les causes de chacun de ces événements, ainsi que ses conséquences radiologiques réelles et potentielles. Puis, EDF a identifié et mis en place des actions correctives pour en éviter le renouvellement. Ces analyses ont été communiquées à l'ASN et à l'IRSN ; les informations ainsi fournies ont permis à l'IRSN d'analyser les tendances sur l'ensemble du parc.

Pour conforter son analyse de tendances, l'IRSN a examiné les ESR et les a regroupés selon une **typologie** illustrée dans le graphique ci-dessous.

L'Institut a choisi d'examiner plus particulièrement les causes et les actions correctives relatives aux types d'événements en nombre important ou conduisant aux conséquences avérées ou potentielles les plus élevées.

(2) Données et codage IRSN.

Pour l'année 2013, le nombre d'ESR déclarés par EDF est en augmentation (119<sup>2</sup> ESR en 2013, contre 112 en

2012 et 97 en 2011). Trois facteurs ont contribué à cette augmentation :

- › Les erreurs commises lors des tirs gammagraphiques passant de 13 ESR à 17 ;
- › Les écarts de gestion de sources radioactives passant de 6 ESR à 8 ;
- › les contaminations survenues hors zone contrôlée passant de 2 ESR à 6.

L'IRSN constate une diminution du nombre annuel des ESR classés au niveau 1 ou au niveau 2 sur l'**échelle "INES radioprotection"**, qui passe de neuf événements en 2012 à trois événements en 2013 (deux événements classés au niveau 1 et un événement classé au niveau 2). Durant l'année 2013, l'ESR déclaré au niveau 2 est survenu sur le site du Blayais ; lors de cet événement, la contamination corporelle d'un intervenant d'une société prestataire a atteint une valeur proche de la limite (de 500 mSv) de dose équivalente annuelle réglementaire au niveau de la peau.

L'intervenant effectuait le brossage d'un échangeur, opération à fort risque de contamination. Il portait pour cela les protections individuelles adaptées que sont le masque de protection à cartouche filtrante et la ventilation assistée autonome. A la fin de son travail, il s'est déshabillé seul dans le sas prévu à cet effet, mais il s'est trouvé dans l'incapacité de contrôler immédiatement

Comme l'échelle INES relative à la sûreté nucléaire, l'échelle "INES radioprotection" a essentiellement été conçue, d'une part pour assurer une communication rapide et facilement compréhensible auprès du grand public en cas d'événements lié à la radioprotection, d'autre part dans l'objectif d'exploiter au mieux le retour d'expérience des incidents, notamment dans un cadre international.

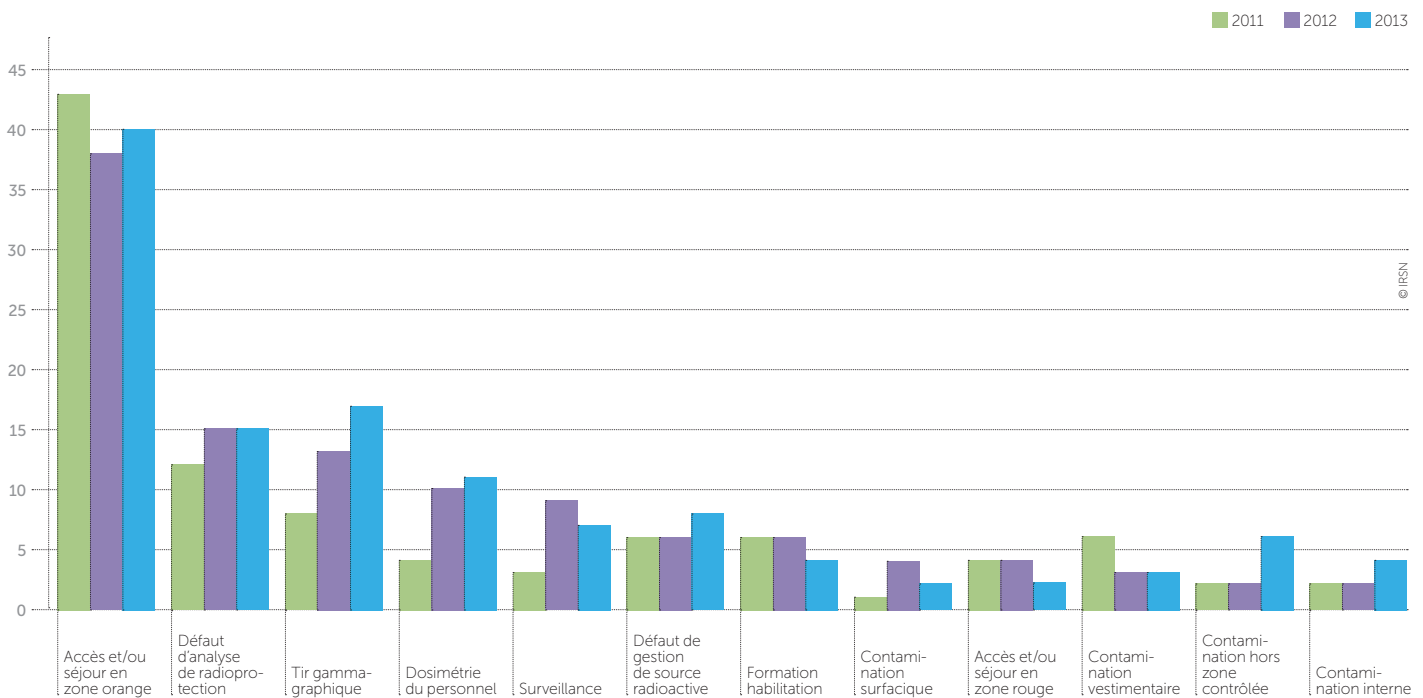


Fig. 2.10 / Typologie des événements significatifs pour la radioprotection.

son éventuelle contamination corporelle du fait de l'absence de contaminamètre à proximité du sas. En quittant le bâtiment du réacteur, il s'est contrôlé avec le "contrôleur mains pieds" qui n'a détecté aucune contamination. C'est uniquement à la sortie de la zone contrôlée que le boîtier de contrôle des petits objets (appelé CPO) a détecté une contamination de son casque et de ses lunettes de protection. Le contrôle au portique de sortie de la zone contrôlée a ensuite confirmé une contamination au cou de l'intervenant qui a alors été pris en charge par le service de santé médical de la centrale.

La durée d'exposition a été estimée à 50 minutes (entre le déshabillage et la sortie de la zone contrôlée), induisant une dose à la peau significative. Pour EDF, la cause principale de cet événement est l'absence de contrôle au contaminamètre, qui aurait permis de réduire l'exposition. L'IRSN considère de plus que la phase de déshabillage, mal réalisée, a pu entraîner la migration de contamination des protections individuelles vers le cou de l'intervenant. À la suite de cet événement, les dispositions à respecter en matière de contrôle en sortie de chantier ont été notamment rappelées aux intervenants. Le service logistique d'EDF s'est également engagé à définir des actions de surveillance complémentaires lors d'activités à fort risque radiologique.

### Légère hausse du nombre d'événements lors des accès en zone contrôlée

Conformément aux prescriptions réglementaires, le service compétent en radioprotection de la centrale est chargé de mettre en place un **zonage radiologique**. Ce zonage se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit d'équivalent de **dose** (DeD) couramment appelé "débit de dose" enregistré par un radiamètre, et matérialisé par un "trisecteur" de couleur variable selon la zone. Parmi les

#### Dose efficace et dose équivalente

La dose efficace est utilisée pour estimer l'exposition aux rayonnements ionisants du "corps entier" d'un individu. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutronique). L'exposition d'"un organe" est appelée dose équivalente. Ces doses s'expriment en Sievert (Sv).

#### Limites réglementaires de doses

Pour les personnes du public, la dose efficace à ne pas dépasser est de 1 mSv/an (hors irradiation naturelle et médicale).

Pour les travailleurs susceptibles d'être exposés, les doses réglementaires maximales à ne pas dépasser sur 12 mois consécutifs sont :

Dose efficace (corps entier)		<b>20 mSv</b>
Dose équivalente	Extrémités (mains, avant-bras, pieds et chevilles)	<b>500 mSv</b>
	Peau	<b>500 mSv</b>
	Cristallin	<b>150 mSv</b>

événements lors des accès en zone contrôlée, le non-respect des conditions d'accès en zone orange "ZO" (zone où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 2 mSv/h) est la cause principale des événements déclarés. Ces événements ont pu conduire à l'exposition d'intervenants, entraînant, le cas échéant, des dépassements de la limite annuelle de dose, ou à l'entrée en zone orange d'intervenants ne bénéficiant pas d'une autorisation d'accès.

Les événements relatifs aux défauts d'accès en zone contrôlée rassemblent les événements faisant apparaître des lacunes dans les processus d'accès en ZO ainsi qu'en ZR (zone rouge où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 100 mSv/h).

Au titre du risque associé, l'accès en ZR est soumis à des prescriptions particulières (local fermé à clé, auto-

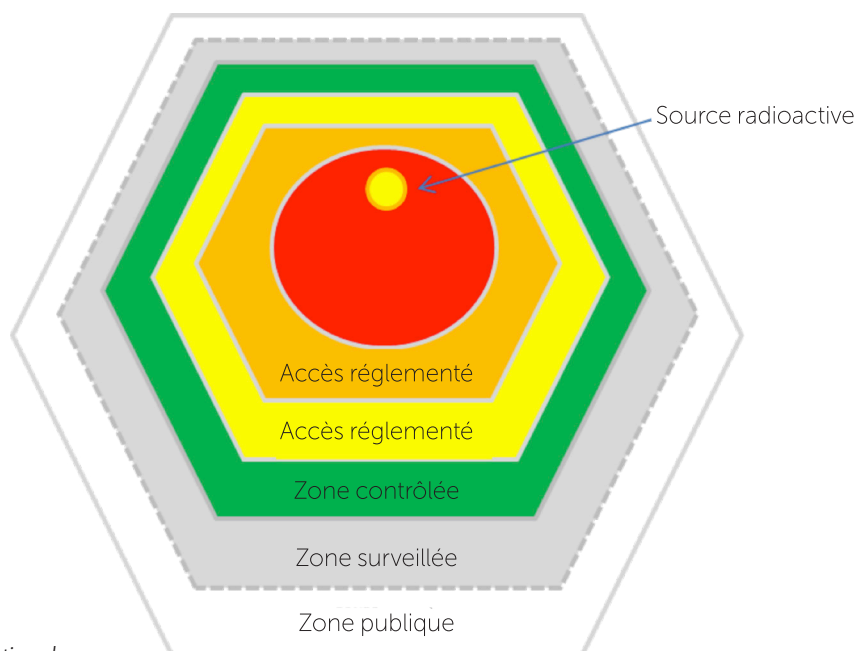


Fig. 2.11 / Représentation des zones.

risation d'accès délivré par le chef d'établissement...). Les non-respects de ces prescriptions pourraient avoir des conséquences importantes. Depuis plusieurs années, leur nombre annuel est inférieur à 5 et diminue entre 2012 et 2013.

Les non-respects des conditions d'accès en ZO représentent environ 40 % des ESR déclarés. Ce type d'écart peut conduire à une exposition des travailleurs à des doses non prévues, susceptibles d'entraîner un dépassement de la limite annuelle de dose qui leur est applicable ou de laisser pénétrer en ZO des agents qui ne bénéficient pas d'un statut les y autorisant. En effet, conformément à l'article D.4154-1 du code du travail, les personnes à contrat à durée déterminée (CDD) et les salariés temporaires, appelés par la suite "intervenants non-CDI", ne sont pas autorisés à travailler en ZO.

D'après EDF :

- › 61 % des entrées irrégulières en ZO sont détectées grâce aux alarmes des dosimètres ;
- › 44 % des ESR 7 impliquent des intervenants non-CDI ;
- › 30 % environ des ESR 7 concernant les accès en ZO résultent d'un défaut de préparation de l'activité à réaliser.

Pour réduire le nombre d'écarts relatifs aux accès en ZO et ZR, EDF poursuit les actions selon les axes suivants :

- › une démarche de prévention des points irradiants (appelés "points chauds") ;
- › un abaissement des seuils des dosimètres ;
- › une augmentation du volume sonore des alarmes des dosimètres ;
- › un renforcement de la préparation des activités les plus concernées par ces écarts et susceptibles de conduire à exposer des intervenants non-CDI ;
- › une analyse des facteurs organisationnels et humains des événements.

L'IRSN considère que le principe de ces actions est satisfaisant mais qu'elles nécessitent la déclinaison de plans d'actions sur les sites. EDF a pris des engagements à cet égard dans le cadre d'une réunion du groupe permanent d'experts chargés des réacteurs nucléaires dédiés au retour d'expérience.

### Augmentation du nombre annuel d'événements associés à des tirs gammagraphiques

EDF met en œuvre des contrôles par gammagraphie à l'occasion d'opérations de maintenance effectuées essentiellement pendant les arrêts de tranche. Compte tenu du volume de travail que représentent les **tirs gammagraphiques**, de la forte activité des

sources radioactives utilisées et des conditions parfois difficiles d'intervention, la gammagraphie implique un risque fort en matière de radioprotection. En principe, les contrôles sont réalisés préférentiellement de nuit, lorsque la fréquentation des locaux est moindre. De plus, afin de minimiser les risques, l'exploitant évite que des chantiers se déroulent en parallèle à proximité de tirs gammagraphiques. Enfin, un **balisage** (matérialisation visible et continue de l'interdiction d'accès à la zone d'exclusion) est mis en place et constitue une ligne de défense.



Fig. 2.12 / Bandes de balisage.

Le nombre d'événements associés aux tirs gammagraphiques déclarés pour l'année 2013 est en augmentation par rapport à 2012, comme c'était le cas en 2012 par rapport à 2011 ; il s'agit d'une quinzaine d'événements par an. Les événements associés aux tirs gammagraphiques en salle des machines (qui n'est pas dans une zone contrôlée) sont les plus nombreux. L'analyse des événements déclarés montre que les principales causes sont des franchissements involontaires dus à des défauts de balisage ou des franchissements volontaires ; ces derniers concernent un peu plus de la moitié des ESR associés aux tirs gammagraphiques.

Les dispositions mises en œuvre depuis 2009 par EDF en complément des règles de radioprotection "classiques" ne semblent donc pas réellement efficaces au vu de l'augmentation continue du nombre annuel de ces événements (7 ESR étaient associés aux tirs gammagraphiques en 2009). EDF a réalisé une analyse des causes organisationnelles et humaines des événements déclarés. Il en ressort que, dans environ 80 % des ESR, les facteurs de contexte sont la fatigue des intervenants, l'exercice d'une activité inhabituelle, le stress dû au planning à respecter, une charge de travail importante ainsi qu'un gréement inhabituel de compétences particulières. Ces facteurs de contexte ne doivent pas être négligés car, dans 80 % des ESR ayant des causes humaines, des acteurs pourtant expérimentés sont intervenus. EDF a mis en place des actions, notamment pour améliorer la préparation, la coordination, l'anticipation et la surveillance de la réalisation des tirs gammagraphiques. EDF a complété ces actions en identifiant précisément les causes et les acteurs concernés selon les phases de préparation et de réalisation des activités de gammagraphie. L'IRSN considère toujours que certaines causes, telles que les évolutions des conditions d'intervention, ne sont pas traitées par cette démarche. Or l'activité des tirs radiographiques est celle dont le planning est le plus souvent modifié en arrêt de tranche (plus de 80 % des tirs).

Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'appareils mobiles auto protégés (plombés) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'Iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). En position d'utilisation, la source expose un film radiographique de manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X. Cette technique constitue un moyen performant et très fréquemment utilisé de contrôle non destructif sur les sites. Elle est d'ailleurs également fréquemment mise en œuvre dans l'industrie classique pour vérifier, par exemple, la qualité de soudures ou détecter un manque de matière dans des tuyauteries.

## Légère augmentation de la dosimétrie annuelle du personnel

L'augmentation de la dosimétrie annuelle du personnel était notable en 2012 par rapport à 2011 et la dosimétrie s'est maintenue entre 2012 et 2013. 63 % des ESR de cette typologie concernent l'absence de port du dosimètre passif ou du dosimètre opérationnel. Pour l'année 2013, il est à noter que la moitié des oublis de port dosimètres opérationnels ou passifs sont survenus lors d'opérations de secours à une victime d'un accident du travail ; le reste correspond à des oublis dans les vestiaires. La surveillance de la **dosimétrie individuelle** des travailleurs a pour objectif de fournir une mesure des doses reçues par l'organisme entier. Ceci permet en particulier de vérifier le respect des limites de doses fixées par la réglementation en vigueur.

La dosimétrie individuelle comporte une dosimétrie externe et une dosimétrie interne.

- › La dosimétrie externe consiste à mesurer les doses reçues par une personne exposée dans un champ de rayonnements produits par une source qui lui est extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître les doses reçues par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé ("dosimétrie passive"), soit en temps réel ("dosimétrie opérationnelle"). Les dosimètres opérationnels utilisés par EDF sont équipés d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnement dépassant certains seuils fixés au préalable afin de détecter une situation anormale.
- › La dosimétrie interne permet d'évaluer la dose reçue du fait de l'incorporation de substances radioactives (inhalation, ingestion). Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques en différé (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxiques.

La dose individuelle "gamma" caractérise l'exposition externe aux rayonnements ionisants gamma des intervenants EDF et des agents des entreprises prestataires. Le suivi se fait au moyen de dosimètres passifs et de dosimètres opérationnels. Par ailleurs, l'IRSN estime que l'évolution du "nombre de personnes ayant reçu une dose efficace supérieure à 16 mSv sur douze mois glissants" est un indicateur pertinent dans un contexte d'augmentation des activités de maintenance compte tenu de la limite d'exposition globale fixée à 20 mSv par an pour les travailleurs. EDF a abaissé la valeur du seuil de suivi de cet indicateur en déterminant à présent le nombre de travailleurs ayant reçu une dose individuelle supérieure à 14 mSv sur douze mois glissants. Ceci se traduit par un abaissement du seuil d'alerte des dosimètres électroniques à 14 mSv et renforce ainsi le suivi des spécialités professionnelles les plus exposées.

La réglementation impose à tout intervenant entrant en zone contrôlée d'être muni d'un dosimètre passif et d'un dosimètre opérationnel. EDF a mis en place une disposition incitant les intervenants à vérifier devant un miroir qu'ils n'ont rien oublié avant d'entrer en zone contrôlée (**dispositif souvent appelé "t'as tout ?"**) : casque, badge, dosimètres etc.

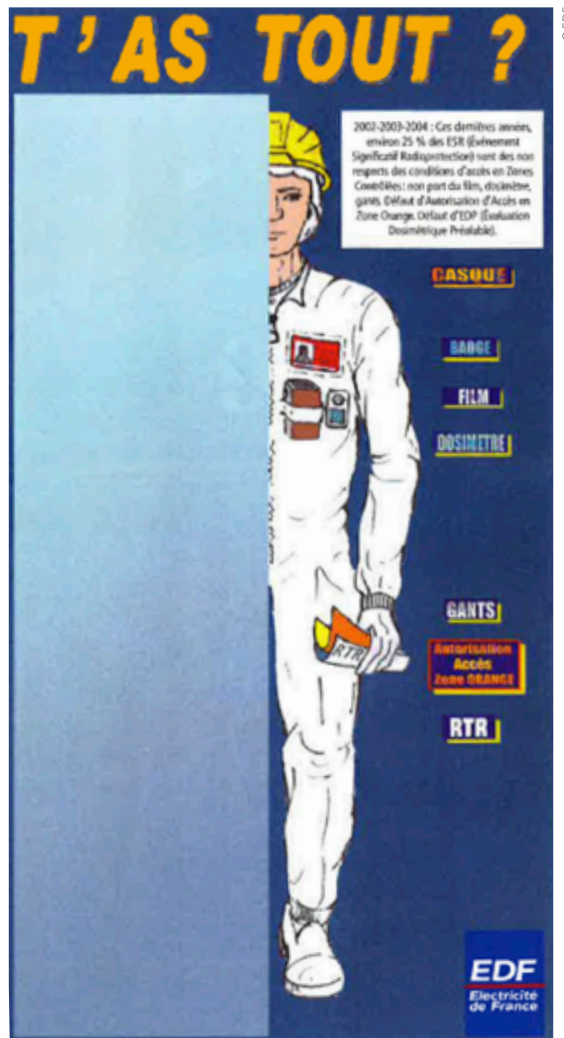


Fig. 2.13 / Miroir de vérification du port des équipements nécessaires à l'entrée en zone contrôlée.

Il se peut qu'avec l'habitude, les intervenants oublient cet autocontrôle. Force est d'ailleurs de constater que, malgré cette "ligne de défense", le nombre d'oublis de dosimètre ("opérationnel" ou "passif") est en augmentation en 2012 par rapport à 2011 et en 2013 par rapport à 2012.

Pour certains types d'intervention, EDF impose aux intervenants de porter un dosimètre passif dit "d'extrémité" (bracelet pour les poignets, **bague** pour les doigts). De ce fait, le nombre de dosimètres passifs "d'extrémité" mis à disposition par EDF sur le parc augmente régulièrement.



Fig. 2.14 / Dosimètre bague.



Au cours des dernières années, et en particulier en 2013, sur la totalité des dosimètres "d'extrémités" mis à disposition, 10 % seulement ont détecté une valeur de dose équivalente supérieure à 0,1 mSv. Afin de diminuer encore le nombre d'irradiations, les services centraux d'EDF ont rappelé aux centrales les recommandations à appliquer pour la prévention du risque d'exposition aux extrémités, les principaux chantiers à risque et le comportement à adopter en cas de découverte d'un objet fortement irradiant.

### Stabilité du nombre annuel des autres types d'événements

Les défauts "d'analyse de risques" représentent environ 15 % des causes des ESR déclarés chaque année. Les déclarations d'ESR relatifs à "des défauts de gestion de sources radioactives" concernent des sources, généralement de faible activité, contenues principalement dans des détecteurs d'incendie et dans des appareils de mesure de radioprotection.

Le nombre de ces événements est en légère augmentation en 2013 par rapport à 2012, passant de 6 événements à 8 ce qui reste un nombre faible ; toutefois, l'IRSN souligne que les conséquences potentielles d'un événement de ce type peuvent être importantes.

Les ESR de type "formation" concernent uniquement les dépassements de la date de validité des recyclages en matière de formation à la radioprotection ; le nombre des événements de ce type reste très faible depuis trois ans (moins de 5 événements par an).











3

**ÉVÉNEMENTS,  
INCIDENTS,  
ANOMALIES**



# 3 ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES



© Geneviève BAUMONT/IRSN

Vue de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine.

Comprendre le pourquoi et le comment d'un événement ou d'un incident exige tout d'abord une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit : c'est un préalable pour analyser les causes profondes, estimer l'incidence réelle et potentielle sur la sûreté de l'installation et, le cas échéant, sur les populations et l'environnement, évaluer la pertinence des actions correctives engagées pour éviter qu'il ne se reproduise. Ces analyses constituent une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des centrales.

Les origines des événements peuvent être diverses, il peut s'agir de défaillances humaines ou organisationnelles, de défaillances matérielles ou de défauts de conception, mais les origines peuvent aussi être extérieures à la centrale, comme par exemple les agressions d'origine externe.

Une caractéristique du parc EDF des réacteurs à eau sous pres-

sion est sa standardisation. Il est en effet composé de trois paliers de réacteurs, chaque palier comprenant des réacteurs similaires de même puissance (900 MWe, 1300 MWe, 1450 MWe). Outre l'aspect économique, la standardisation présente de nombreux avantages en matière d'exploitation (mêmes référentiels d'exploitation, maintenance optimisée, partage du retour d'expérience...).

Cette standardisation peut néanmoins devenir un inconvénient lorsque l'exploitant découvre une défaillance ou une erreur susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc ; il s'agit alors d'une anomalie "générique". L'IRSN porte une attention particulière à la détection de telles anomalies et au traitement qu'en fait EDF. Certaines anomalies peuvent nécessiter un traitement complexe et plusieurs années sont parfois nécessaires pour les corriger.

# POLLUTION DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'AIR COMPRIMÉ DU RÉACTEUR N° 2 DE CRUAS

Plusieurs anomalies de maintenance concernant des équipements du circuit de production d'air comprimé du réacteur n°2 de la centrale de Cruas ont conduit à propager de la poudre d'alumine jusqu'aux robinets pneumatiques de régulation de l'alimentation en vapeur de la turbine et à provoquer un dysfonctionnement de ces robinets. EDF a rapidement remis en conformité les matériels défectueux et a remplacé l'organe de commande appelé "positionneur" des robinets affectés ainsi que les filtres chargés d'alumine des circuits de production et de distribution d'air comprimé.

Un programme spécifique de surveillance en service des robinets pneumatiques des principaux circuits du réacteur a été mis en place jusqu'à l'arrêt programmé suivant du réacteur, au cours duquel de nombreuses actions de contrôle et de nettoyage de ces circuits ont été réalisées. L'IRSN a examiné les actions correctives et préventives mises en œuvre par EDF après cet incident.

## Les systèmes de production et de distribution d'air comprimé

Deux systèmes dits de production et de distribution d'air comprimé produisent l'air nécessaire au fonctionnement des robinets à commande pneumatique. L'air comprimé fourni doit être de bonne qualité, c'est-à-dire sec et sans particules. Le premier système produit de l'air comprimé au moyen de deux compresseurs redondants. Un séchage de l'air est nécessaire après compression ; il est réalisé au moyen de deux équipements appelés "dessiccateurs", dans lesquels les molécules d'eau sont captées par des billes d'alumine. L'air comprimé est filtré en amont et en aval des "dessiccateurs" et dans un réservoir tampon avant d'être introduit dans le second système qui assure la distribution de l'air comprimé aux robinets pneumatiques via des tuyauteries généralement équipées de filtres et de capacités de stockage.

Les principaux circuits contribuant au fonctionnement et à la mise à l'arrêt d'un réacteur ou sollicités en situation accidentelle ou involontaire sont équipés de robinets à commande pneumatique. Les **robinets pneumatiques** utilisés comprennent des robinets dits

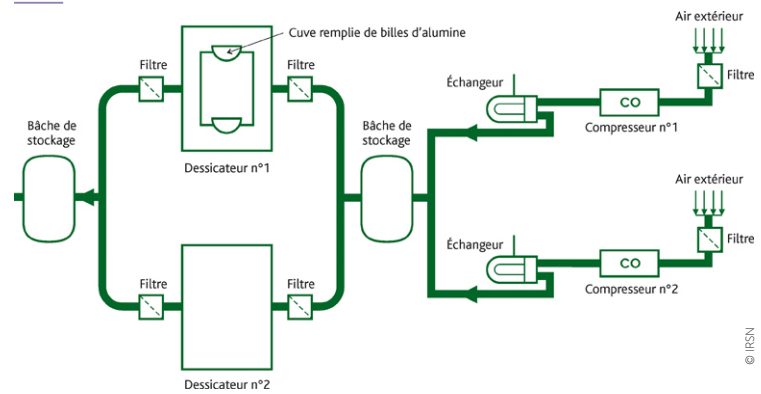


Fig. 3.1 / Schéma du système de production d'air comprimé.

"tout ou rien" (TOR), qui sont en position ouverte ou en position fermée (fonction d'isolement), et des robinets "régulants" dont l'ouverture est variable (fonction de régulation). Leur bon fonctionnement contribue donc à la sûreté de l'installation.

## Origine et conséquences de l'événement

En janvier 2013, alors que le réacteur n° 2 de la centrale de Cruas était en production, des dysfonctionnements (blocages en position ouverte) ont affecté deux robinets pneumatiques de régulation de l'alimentation en vapeur du turboalternateur ainsi qu'un compresseur du système de production d'air comprimé de ce réacteur. EDF a rapidement mis en évidence que la cause de ces dysfonctionnements était la présence de poudre d'alumine ; il a remplacé les matériels défectueux et remis en conformité le "dessiccateur" d'où s'était échappée l'alumine.

Une analyse approfondie a permis à EDF de déterminer que de la poudre d'alumine s'était introduite dans les systèmes de production et de distribution d'air comprimé lors d'opérations de maintenance préventive réalisées sur un des "dessiccateurs" et sur les filtres situés en amont et en aval de celui-ci. En effet, lors de ces opérations, le mode opératoire à suivre pour le remplacement de l'alumine dans le "dessiccateur" n'a pas été respecté. La mise en place des billes d'alumine dans les "dessiccateurs" nécessite de réaliser un appoint 48 heures après le remplissage car ce produit se tasse. Dans le cas particulier évoqué ici, cet appoint n'a pas été réalisé, ce qui a entraîné une dégradation des billes d'alumine et leur transformation en poudre, les billes d'alumine ayant eu suffisamment d'espace

Dans un robinet pneumatique, une membrane qui se déplace sous l'effet de la pression de l'air comprimé entraîne le mouvement des pièces internes qui réalise l'ouverture ou la fermeture du robinet. L'ouverture d'un robinet réglant est commandée par un positionneur qui régule le débit de l'air comprimé en fonction d'une consigne de position issue d'un système de régulation, au moyen d'une électrovanne dont l'ouverture est variable.

pour se déplacer sous l'effet du flux d'air traversant le "dessiccateur" ; le frottement des billes les unes contre les autres a entraîné leur érosion.

De plus, le serrage des filtres protégeant le "dessiccateur" était insuffisant et le filtre situé en amont de celui-ci était équipé d'une cartouche de dimensions inférieures à celles normalement prévues. La poudre d'alumine aspirée par l'appel d'air comprimé lié au fonctionnement des robinets pneumatiques s'est alors propagée dans le système de distribution d'air comprimé, à travers ces deux filtres inétanches. EDF a estimé à 20 litres la quantité de poudre d'alumine ainsi disséminée dans les systèmes de production et de distribution d'air comprimé. La granulométrie de cette poudre était comprise entre 1 et 4 microns.

En cas de pollution des circuits d'air comprimé, la poudre d'alumine s'accumule dans la buse d'entrée et dans les pièces internes du positionneur des robinets (figure 3.2), jusqu'à obstruer les conduits d'alimentation en air comprimé et entraîner le dysfonctionnement des robinets. La dimension de l'orifice de la buse dépend du type de robinet (leur diamètre est compris entre 0,5 et 1,75 mm) ; les orifices de plus petit diamètre sont particulièrement sensibles à l'encrassement par la poudre d'alumine.



© EDF

**Fig. 3.2** / Encrassement de l'entrée d'air comprimé du positionneur d'un robinet pneumatique réglant par de la poudre d'alumine.

Ces non-qualités de maintenance sont dues à un manque de rigueur et de contrôle des intervenants dans l'application des procédures. L'analyse des risques liés à l'opération de remplacement de la charge d'alumine du "dessiccateur" n'a pas été entièrement prise en compte au cours de la préparation et de la réalisation des tâches.

Lors de son analyse approfondie de l'événement, EDF a constaté que l'alumine s'était déplacée selon des chemins correspondant aux plus fortes consommations d'air comprimé, c'est-à-dire principalement dans les tuyauteries d'alimentation des robinets de régulation en fonctionnement permanent, comme, par exemple, la régulation de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur ou celle de l'alimentation en vapeur du turboalternateur.

Le dysfonctionnement du compresseur du système de production d'air comprimé lors de son fonctionnement à vide révéla lors d'un essai périodique n'a pas eu de conséquence réelle sur l'installation. Les dysfonction-

nements des deux robinets de régulation du débit de vapeur alimentant la turbine du turboalternateur n'ont pas eu de conséquence sur la sûreté du réacteur, mais ont eu des conséquences sur l'exploitation de la centrale car ils ne permettaient plus au turboalternateur de répondre aux variations de charge du réseau électrique. Cependant, la plupart des robinets pneumatiques n'étant pas protégés par des filtres suffisamment fins pour retenir les particules d'alumine, la pollution aurait pu provoquer les défaillances, éventuellement simultanées, d'autres robinets pneumatiques dans des circuits importants pour la sûreté du réacteur, en particulier pour les fonctions :

- › d'aspersion d'eau dans le pressuriseur (cette fonction permet de réduire la pression du circuit primaire en cas d'augmentation anormale de celle-ci) ;
- › d'alimentation (normale et de secours) en eau des générateurs de vapeur (cette fonction assure le refroidissement du circuit primaire par la production de vapeur) ;
- › de refroidissement du réacteur par le contournement à l'atmosphère de la vapeur produite dans les générateurs de vapeur (cette fonction permet d'évacuer la puissance thermique du réacteur lorsqu'il est en phase d'arrêt et que le circuit secondaire est isolé).

De tels dysfonctionnements pourraient conduire à un arrêt automatique du réacteur du fait de l'atteinte de valeurs limites de paramètres de fonctionnement ou à une situation incidentelle, par exemple en cas de défaillance de la fonction de refroidissement du réacteur à l'arrêt, ou encore perturber sa mise à l'arrêt sûr en cas de défaillance de l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur.

La pollution des systèmes d'air comprimé du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas a donc conduit EDF à réaliser une analyse de risques approfondie et à mettre en œuvre un plan d'actions et de contrôles conséquent pour pouvoir maintenir le réacteur en production jusqu'à l'arrêt programmé suivant l'incident.

## La position de l'IRSN

Compte tenu des risques induits par cet incident sur la disponibilité de systèmes nécessaires au fonctionnement, à la mise à l'arrêt du réacteur et à la conduite en situation incidentelle ou accidentelle, l'IRSN a analysé cet événement.

Il lui est apparu que les premières actions réalisées par EDF, consistant à remettre en conformité les matériels pollués par la poudre d'alumine (nettoyage du compresseur d'air, remplacement de la charge d'alumine du "dessiccateur" et des filtres situés en amont et en aval de celui-ci, remplacement du positionneur des deux robinets défaillants) et à remplacer les filtres pollués par de l'alumine, n'étaient pas suffisantes. Pour l'IRSN, elles méritaient d'être complétées par un nettoyage de l'ensemble des tuyauteries des systèmes de production et de distribution d'air comprimé par des chasses d'air et par un contrôle de tous les filtres des systèmes alimentant les actionneurs pneumatiques dont le fonctionnement est nécessaire pour un fonctionnement sûr du réacteur. De plus, l'IRSN a estimé nécessaire que les robinets pneumatiques qui

n'étaient pas protégés par un filtre permettant d'arrêter les particules d'alumine soient contrôlés et que leur positionneur soit remplacé en cas de présence d'alumine.

L'IRSN a considéré que, pour les systèmes participant à la mise à l'arrêt du réacteur tels que l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur et le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt, les opérations de contrôle et de remplacement éventuel devaient être réalisées au plus tôt. Il a estimé que les contrôles et les remplacements à effectuer sur les robinets pneumatiques des autres systèmes importants pour la sûreté du réacteur devaient être réalisés au plus tard lors de l'arrêt programmé du réacteur suivant l'incident.

### Les actions correctives d'EDF

EDF a rapidement effectué des contrôles des filtres du système de distribution d'air comprimé. Certains filtres, chargés d'alumine, ont été remplacés. Les capacités de stockage de ce système, dans lesquelles de l'alumine était également présente, ont été purgées. Ces interventions ont été réalisées, réacteur en fonctionnement, en respectant les prescriptions des **spécifications techniques d'exploitation**.

**Les spécifications techniques d'exploitation d'un réacteur définissent la configuration des systèmes requis dans chaque domaine d'exploitation du réacteur. Elles précisent notamment les durées d'indisponibilité autorisées pour les principaux équipements de ces systèmes et la conduite à tenir en cas de dépassement de cette durée d'indisponibilité.**

Compte tenu du risque potentiel que des robinets de régulation, tels que ceux de l'alimentation en vapeur du turboalternateur ou de l'extraction au condenseur, soient à nouveau affectés par de la poudre d'alumine, EDF a modifié le mode d'exploitation du réacteur en excluant, jusqu'à l'arrêt programmé suivant du réacteur, le suivi de charge et les **essais d'ilotage** qui nécessitent la disponibilité de la régulation de l'alimentation en vapeur du turboalternateur.

**L'ilotage est une situation d'exploitation de la centrale à puissance réduite, dans laquelle l'électricité produite par le turboalternateur est exclusivement utilisée pour alimenter les besoins propres du réacteur (la centrale est alors découplée du réseau de transport d'électricité).**

Une analyse des risques d'indisponibilité de robinets importants pour la sûreté du réacteur a été menée par EDF afin de s'assurer que le maintien du réacteur en production était possible. Cette analyse a principalement porté sur les systèmes importants pour la sûreté du réacteur sollicités lors d'une mise à l'arrêt du réacteur ou en situation incidentelle ou accidentelle.

EDF a évalué la sensibilité des positionneurs des robinets à un encrassement par de la poudre d'alumine en fonction de leur technologie ; il a estimé l'impact d'un

dysfonctionnement de robinets entraînant la perte de la fonction de régulation des robinets réglants sur le fonctionnement de ces systèmes et sur la sûreté du réacteur en tenant compte de la **position de sécurité par manque d'air** de ces robinets.

**Losque son alimentation en air comprimé est coupée, un robinet pneumatique se met automatiquement dans la position (ouverte ou fermée) qui correspond au fonctionnement requis pour la sûreté du système ou de l'équipement qu'il alimente. Cette position s'appelle la position de sécurité par manque d'air.**

EDF a considéré que les robinets pneumatiques appartenant aux circuits suivants étaient peu sensibles à l'encrassement par de la poudre d'alumine :

- › le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur ;
- › le circuit de contrôle chimique et volumétrique ;
- › le circuit d'aspersion dans le pressuriseur ;
- › le circuit d'alimentation de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur et du groupe turboalternateur de secours (qui assure l'injection aux joints des pompes primaires en situation de perte totale des alimentations électriques).

De plus, EDF a vérifié, par des contrôles, que certains robinets sensibles à l'encrassement, comme par exemple les robinets de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, n'avaient pas été pollués par de l'alumine.

Il a estimé que les robinets TOR n'ayant pas fonctionné depuis la pollution des systèmes d'air comprimé étaient probablement propres et, de ce fait, disponibles lors de la première sollicitation, EDF ayant retenu que le réacteur devait pouvoir être mis à l'arrêt et qu'une intervention serait ensuite réalisée pour remettre en état les robinets défaillants.

En conclusion de ses analyses, EDF a considéré que les systèmes requis pour la mise à l'arrêt du réacteur étaient aptes à remplir leur fonction et que la mise à l'arrêt du réacteur n'était pas nécessaire. Un programme de surveillance, réacteur en service, des robinets pneumatiques des principaux systèmes importants pour la sûreté du réacteur a été mis en place, comprenant la réalisation de contrôles réguliers du bon fonctionnement de ces robinets lors des essais périodiques, notamment des robinets les plus sensibles à l'encrassement, et la vérification régulière de la disponibilité des systèmes d'air comprimé ("dessiccateurs", filtres).

Le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas a ainsi été autorisé à poursuivre son cycle d'exploitation jusqu'à l'arrêt programmé huit mois plus tard ; au cours de cet arrêt, un programme conséquent d'actions de contrôle et de nettoyage concernant la plupart des tuyauteries et robinets pneumatiques des systèmes importants pour la sûreté du réacteur ou nécessaires au fonctionnement du réacteur a été mis en œuvre. Aucun dysfonctionnement de robinets de systèmes importants pour la sûreté du réacteur ne s'est produit jusqu'à l'arrêt programmé. Cependant, lors du nettoyage effectué à l'arrêt du réacteur, de la poudre d'alumine a été trouvée dans de nombreuses tuyauteries, dans des robinets et dans les filtres protégeant

ces robinets, principalement dans les circuits de régulation de la vapeur alimentant le groupe turboalternateur, d'extraction au condenseur et de retour d'eau alimentaire vers les générateurs de vapeur en provenance du condenseur.

A l'égard des causes de l'événement, EDF a mis en œuvre, à la centrale de Cruas, un ensemble d'actions ciblées destinées à prévenir le renouvellement des défaillances et actions inappropriées dans la réalisation des interventions de maintenance sur les "dessiccateurs" et les filtres du système de production d'air comprimé. Il a notamment révisé les modes opératoires et les analyses de risques associés à ces interventions afin qu'ils soient maîtrisés par tous les intervenants. Ces actions s'intègrent dans le cadre plus général du plan d'actions mis en œuvre en 2013 à la centrale de Cruas pour fiabiliser la qualité des interventions et réduire les non-qualités de maintenance par le renforcement de la formation des agents. Des progrès sont notamment attendus en matière de respect des exigences de sûreté et de maîtrise des interventions.

L'IRSN suivra l'efficacité de ces actions au cours des prochains cycles d'exploitation des réacteurs de Cruas.

## + MISE EN CAUSE DE LA TENUE AUX SÉISMES DE CERTAINS MATÉRIELS

Les fonctions de sûreté d'une centrale nucléaire doivent être assurées en cas de séisme. Des exigences de tenue aux séismes sont donc associées, dès leur conception, aux équipements assurant ces fonctions ou y participant.

Des écarts susceptibles de mettre en cause la tenue aux séismes de certains équipements importants pour la sûreté du réacteur ont été découverts par EDF depuis 2011. Au vu des conséquences possibles de ces écarts, l'IRSN a recommandé qu'EDF déploie plus rapidement que prévu son programme de maintenance et élargisse les contrôles prévus dans ce programme à d'autres équipements.

### Pourquoi la tenue aux séismes de certains équipements est-elle mise en cause ?

Les fonctions de sûreté d'une centrale nucléaire doivent être assurées en cas de séisme. Des exigences de tenue aux séismes sont donc associées, dès leur conception, aux équipements assurant ces fonctions ou y participant.

Cependant, des phénomènes peuvent venir affecter leur tenue aux séismes. Ce sont principalement :

- › des phénomènes chimiques ou électrochimiques, tels que la corrosion qui peut entraîner la fragilisation de structures métalliques ;
- › la fatigue mécanique des structures, due à la répétition de contraintes ou de déformations ; en modifiant les propriétés mécaniques locales d'un matériau, elle peut entraîner la formation de fissures et éventuellement la rupture de la structure par exemple lors d'un séisme (charges majorées).

Par ailleurs, des non-conformités de matériels ou de structures peuvent venir affecter leur tenue aux séismes ; il s'agit notamment de non-conformités des ancrages de matériels (absence d'ancrages, nombre insuffisant de points d'ancrage, dimensionnement insuffisant d'ancrages). Des erreurs humaines commises lors du montage (à la construction) ou lors de remontages (dans le cadre d'interventions de maintenance ou de modifications matérielles) peuvent aussi être à l'origine de non-conformités.

La mise en cause de la tenue aux séismes d'un équipement devant résister aux séismes constitue un écart au référentiel de sûreté. Le retour d'expérience montre que de tels écarts affectent principalement des tuyauteries, des supports, des ancrages, des réservoirs, des vannes et des capteurs.

## Quels sont les contrôles réalisés sur les équipements dont la tenue doit être assurée en cas de séisme ?

Afin de s'assurer de la tenue aux séismes dans le temps des équipements concernés, EDF leur applique un programme de base de **maintenance préventive** ou "PBMP".

**La maintenance préventive comprend l'ensemble des opérations de maintenance exercées sur des matériels pour éviter leur défaillance ultérieure ou en réduire la probabilité d'occurrence. Ces opérations sont prévues à l'avance et intégrées dans des programmes de maintenance.**

Ces contrôles peuvent consister en :

- › un examen visuel de la partie visible de l'équipement ;
- › un examen télévisuel (par caméras de petites tailles) dans les espaces restreints ;
- › un **contrôle par ultrasons** pour détecter la présence de défauts à l'intérieur du matériau.

**Le contrôle par ultrasons est une méthode de contrôle non destructif qui, au moyen d'ultrasons émis par un palpeur placé sur la surface du matériau à contrôler, permet de détecter la présence éventuelle de défauts situés à l'intérieur du matériau grâce aux échos renvoyés vers le palpeur.**

Certains contrôles nécessitent le démontage de calorifuges afin d'accéder aux zones non visibles ; cette opération peut parfois s'avérer complexe. Des écarts peuvent également être détectés au cours de visites menées sur les sites par l'ASN et l'IRSN.

## Exemples d'écarts

Les deux exemples décrits dans la suite du texte, qui ont fait l'objet d'une instruction de l'IRSN, illustrent les causes de dégradations de la tenue aux séismes d'équipements. Il s'agit :

- › de la corrosion ou de la fatigue mécanique d'équipements importants pour la sûreté du réacteur connectés au réservoir d'alimentation du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible ("bâche PTR") ;
- › de défauts d'ancrage de ventilateurs des réacteurs de 1300 MWe.

## Supports de la bâche PTR et tuyauteries connectées à celle-ci

### Découverte des premiers écarts à Gravelines :

Lors des contrôles "post-Fukushima" menés par EDF en juin et juillet 2011, de la corrosion à un stade avancé de supports de tuyauteries situées dans les locaux des bâches PTR de l'ensemble des réacteurs de Gravelines a été constatée. EDF a alors conclu à la nécessité de "rénover l'ensemble des supports corrodés" et d'"inspecter les ancrages pour vérifier l'absence de corrosion" dans les locaux de bâches PTR des six réacteurs de Gravelines.

Durant le dernier trimestre de l'année 2011, EDF a réalisé un état des lieux des supports et des ancrages situés dans le local de la bâche PTR du réacteur n° 2. Cet état des lieux l'a conduit à préconiser de brosser puis de remettre en peinture un certain nombre de supports.

En juillet 2012, de nouveaux contrôles "post-Fukushima" ont été engagés concernant les supports des équipements importants pour la sûreté du réacteur n° 2. À cette occasion, un support du circuit d'aspersion dans l'enceinte a été trouvé dans un état de dégradation avancée et EDF a alors conclu à l'impossibilité de garantir la tenue aux séismes des tuyauteries soutenues par ce support. Lors des travaux de remise en conformité, EDF a découvert un nouveau défaut : une fissure de la **coquille** d'une tuyauterie du circuit d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS) (figure 3.3) EDF a déterminé que cette fissure était due à de la fatigue mécanique et a remplacé la coquille.

Début septembre 2012, EDF a également observé de la corrosion à un stade avancé de deux supports du circuit d'aspersion dans l'enceinte du réacteur n° 3 ; la tenue aux séismes des supports et donc du circuit d'aspersion dans l'enceinte ne pouvait dès lors plus être

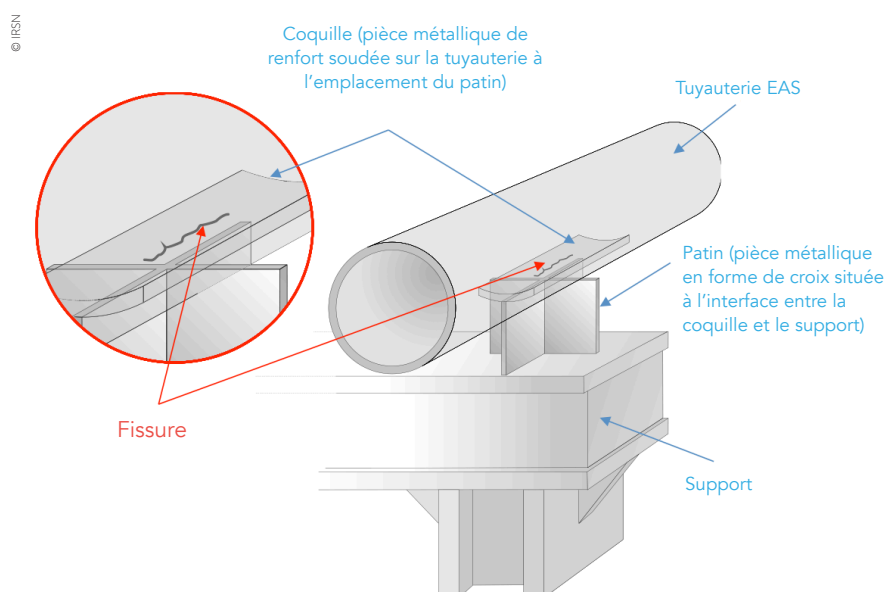


Fig. 3.3 / Support d'une tuyauterie EAS.

garantie. Ce constat d'écart a été fait à l'issue d'une expertise des supports menée après pose d'échafaudages et décalorifugeage de certaines tuyauteries, opérations qui ne sont pas prévues au titre des programmes de base de maintenance préventive (PBMP). A la suite d'une inspection qu'elle a menée au mois de septembre 2012, l'ASN a demandé que lui soit transmis, pour les six réacteurs de la centrale de Gravelines, un état des lieux des dégradations des équipements importants pour la sûreté présents dans les locaux des bâches PTR, en incluant les bâches PTR elles-mêmes. Fin 2012, EDF a donc engagé un programme de contrôles visuels de l'ensemble des équipements importants pour la sûreté situés dans les locaux des bâches PTR des six réacteurs. Lors de ces contrôles, certains supports ont été découverts corrodés, d'autres étaient absents : la tenue aux séismes des circuits PTR des différents réacteurs n'était dès lors pas assurée. A la suite de ces contrôles, EDF a remis en conformité tous les supports des équipements importants pour la sûreté présents dans les locaux des bâches PTR. EDF avait alors souligné le fait que la centrale de Gravelines, située en bord de mer, était plus sujette à la corrosion que d'autres centrales.

#### **Constat du caractère générique des écarts et extension des contrôles aux autres centrales nucléaires :**

Lors d'une inspection réalisée par l'ASN au début de l'année 2013, des supports situés dans les locaux de la bache PTR du réacteur n° 4 de la centrale du Blayais ont également été trouvés corrodés. Cette découverte a conduit EDF à proposer un programme de contrôles spécifique, comprenant des démontages de calorifuge, pour les supports proches des bâches PTR des réacteurs n° 2 et 4 de la centrale du Blayais. De nombreux supports ont dû être brossés et repeints. De plus, un support a dû être changé en raison d'une corrosion à un stade avancé. Toutefois, la corrosion constatée de ces supports ne mettait pas en cause la tenue aux séismes des tuyauteries.

Par ailleurs, lors d'une inspection de l'ASN menée en avril 2013 concernant le réacteur n° 1 de la centrale de 1300 MWe de Paluel, des traces de corrosion ont été constatées sur la paroi de la bache PTR. L'exploitant a alors indiqué que les contrôles visuels de la paroi de la bache PTR ne sont plus réalisés dans la mesure où les PBMP ne les prévoient plus, les bâches PTR des réacteurs de 1300 MWe étant situées dans des **locaux fermés** (P4\*) ou "**partiellement couverts**" (P'4\*). Lors de cette même inspection, plusieurs supports du cir-

cuit d'aspersion de l'enceinte situés dans le local de la bache PTR ont également été vus corrodés.

Il faut souligner que les trois sites affectés par ces écarts (Gravelines, le Blayais et Paluel) sont en bord de mer, où l'air marin est plus corrosif vis-à-vis des aciers. En juillet 2013, face à la récurrence de la découverte d'écarts dus à la corrosion, EDF a renforcé les contrôles de l'état des supports et des tuyauteries (jusqu'alors simplement visuels) par la mise en œuvre d'un examen de la surface de ceux-ci par sondage après retrait du calorifuge autour des supports trouvés corrodés des tuyauteries connectées aux circuits PTR de l'ensemble des réacteurs de 900 MWe (sauf Fessenheim et Bugey), ainsi que d'autres circuits de l'ensemble du parc nucléaire français. L'objectif était de réaliser un point zéro pour les matériels du circuit PTR les plus sensibles à la corrosion. EDF n'avait cependant prévu aucun contrôle des bâches PTR elles-mêmes, car il considérait que ces dernières étaient à l'abri des intempéries, le local les protégeant étant fermé.

#### **Analyse de l'IRSN :**

Au vu des résultats de tous ces contrôles, l'IRSN a estimé que les écarts constatés et cités ci-dessus posaient des problèmes de sûreté, les bâches PTR contenant une partie de l'eau nécessaire pour évacuer la puissance résiduelle dégagée par les assemblages combustibles irradiés entreposés dans la piscine de désactivation et pour assurer le refroidissement du cœur du réacteur et alimenter l'aspersion dans l'enceinte de confinement lors de certains accidents. Ces écarts pouvaient s'avérer génériques et la situation des différentes centrales du parc nucléaire devait donc être examinée. Au départ, EDF prévoyait de limiter les contrôles avec décalorifugeage aux centrales situées en bord de mer. L'IRSN a insisté sur le fait que d'autres facteurs que l'air salin pouvaient favoriser la corrosion des matériels et estimé qu'il ne fallait pas limiter les contrôles aux centrales en bord de mer.

L'IRSN a souligné de plus que le retour d'expérience concernant les bâches PTR et les supports et tuyauteries situés dans les locaux de ces bâches, mettait en évidence le mauvais état de ces équipements et l'insuffisance des contrôles réalisés dans le cadre des programmes de base de maintenance préventive. Ces contrôles sont en effet visuels, parfois réalisés à une distance importante car la pose d'échafaudages n'est pas spécifiée et sans déposer le calorifuge des équipements calorifugés. L'IRSN a donc estimé qu'EDF devait accélérer le déploiement du programme de contrôles prévu et dont le périmètre devait être étendu aux bâches PTR et aux tuyauteries connectées ainsi qu'à leurs supports et aux ancrages situés dans les locaux fermés des bâches PTR. Pour en savoir plus sur l'analyse de l'IRSN, » [cliquer ici](#)\*\*.

#### **Les locaux des bâches PTR**

Les bâches PTR des centrales de 900 MWe sont (sauf à Fessenheim et à Bugey) placées dans un cuvelage de rétention formant un local "non couvert", c'est-à-dire ne comportant pas de toit ; comme elles ne sont pas protégées contre les intempéries, elles sont calorifugées.

Les bâches PTR des centrales de 1300 MWe P4\* et de 1450 MWe sont dans un local fermé ; les matériels situés dans ces locaux à l'abri des intempéries ne sont pas calorifugés. Les bâches PTR des autres centrales sont installées dans des locaux "partiellement couverts" ou dont la couverture ne date pas de la construction (Bugey, Fessenheim et centrales de 1300 MWe P'4\*).

(\*) P4 = Paluel, Saint-Alban, Flamanville ;  
P'4 = Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent, Penly.

(\*\*) <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00291-EDF.aspx>



EDF a réalisé des contrôles des supports des tuyauteries connectées aux bâches PTR sur les réacteurs de 900 MWe dont la bâche PTR est dans un local non couvert. A la demande de l'ASN, EDF a identifié parmi ces supports ceux présentant une sensibilité particulière à la corrosion. Pour ces supports les plus sensibles, EDF a étendu le périmètre de contrôles aux réacteurs de 1300 MWe de manière variable selon leur situation géographique (bord de mer ou non) et selon le type de local où sont situées les bâches PTR (local couvert ou "partiellement couvert"). Ces propositions d'EDF ne répondent pas complètement aux recommandations de l'IRSN. Les échanges techniques entre l'ASN, EDF et l'IRSN se poursuivent donc.

## Ancrages des ventilateurs

### Découverte d'écarts à Flamanville et à Paluel

Des écarts ont été découverts concernant les **ancrages de ventilateurs** importants pour la sûreté (figure 3.4) des réacteurs de 1300 MWe des centrales nucléaires de Flamanville et de Paluel.



Fig. 3.4 / Ancrage de ventilateur.

Il s'agissait essentiellement de défauts de dimensionnement de vis ou de chevilles d'ancrage (diamètre inférieur à celui prévu, **vis trop courte ne permettant pas son freinage** (figure 3.5)), de montages de fixation inadaptés (chevilles au lieu d'ancrages scellés ou panachage de différents types de fixation pour un

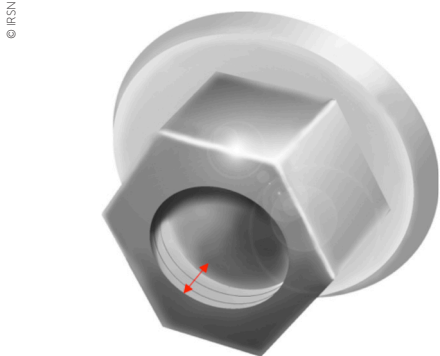


Fig. 3.5 / Vis d'ancrage trop courte.

même ventilateur), d'absences de serrage ou serrage insuffisant d'éléments d'ancrage tels que des écrous, de non-respects des règles de l'art. En cas de séisme, les ancrages concernés pourraient ne pas jouer leur rôle de maintien des ventilateurs qui pourraient alors se désolidariser et ne plus assurer leur fonction.

Les systèmes affectés par ces écarts étaient :

- › le système de ventilation de l'espace entre enceintes (EDE) ; en situation accidentelle, ce système permet le maintien en dépression de cet espace par rapport à l'atmosphère extérieure ; il assure également la collecte des fuites de l'enceinte interne dans l'espace entre enceintes pour les filtrer avant rejet par la cheminée ;
- › le système de ventilation du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde, utilisé dans des conditions accidentelles pour maintenir en dépression des locaux contaminés et éviter ainsi la dispersion de la contamination.

L'indisponibilité de ces systèmes en cas de séisme pourrait conduire à d'importantes conséquences pour l'environnement.

### Analyse de l'IRSN :

Au vu du nombre de réacteurs nucléaires affectés en 2013 (six réacteurs : deux à Flamanville et quatre à Paluel), l'IRSN a estimé qu'il convenait qu'EDF s'assure, au plus tôt, de la tenue aux séismes de l'ensemble des ventilateurs importants pour la sûreté ou susceptibles d'endommager des équipements importants pour la sûreté pour l'ensemble du parc électronucléaire.

Dans la mesure où, pour les réacteurs de 900 MWe, les contrôles des ancrages des ventilateurs et les mises en conformité éventuelles avaient en majorité été déjà réalisés dans le cadre des examens de conformité à l'occasion des arrêts décennaux, l'IRSN a estimé qu'EDF devrait :

- › accélérer la mise en œuvre des contrôles des ancrages des ventilateurs prévus au titre de la maintenance préventive des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe (contrôles de périodicité fixée à dix ans) sans attendre leurs visites décennales, afin de disposer, le plus rapidement possible, d'un bilan exhaustif des résultats des contrôles afin de réaliser un point zéro de l'état des ancrages ;
- › traiter les écarts constatés en fonction de leurs conséquences pour la sûreté.

L'ASN a pris en compte ces recommandations de l'IRSN sous la forme de demandes adressées à l'exploitant.

L'IRSN a constaté, dans le cadre du suivi des arrêts pour rechargement de réacteurs, que les centrales concernées avaient bien accéléré le déploiement des contrôles des ventilateurs prévus au titre des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) relatifs aux ancrages des ventilateurs.

Par ailleurs, compte tenu des erreurs de montage constatées au cours des dernières années dans le cadre de contrôles programmés ou de tournées réalisées lors des arrêts pour rechargement des réacteurs, des échanges techniques avec EDF se sont poursuivis concernant les contrôles des ancrages d'équipements autres que les ventilateurs tels que les pompes, les moteurs et les matériels électriques. Ces échanges ont

conduit l'ASN à demander à EDF de lui transmettre un échéancier de contrôles des ancrages de ces équipements. Selon EDF, les trois quarts des contrôles devraient être réalisés à la fin de l'année 2014.

## Conclusion

L'IRSN souligne que, au cours des dernières années, les écarts déclarés susceptibles de mettre en cause la tenue aux séismes d'équipements importants pour la sûreté apparaissent en recrudescence.

Ces écarts ont mis en évidence des non-respects des règles de l'art concernant le montage de certains équipements et un état général dégradé d'autres équipements, traduisant une insuffisance des contrôles réalisés dans le cadre des programmes de base de maintenance préventive. De plus, le retour d'expérience montre que les centrales situées en bord de mer sont plus affectées que les autres par la corrosion ; cette situation implique des contrôles et des actions de maintenance renforcés pour ces centrales.

Compte tenu du caractère générique des écarts constatés, qui pourraient affecter la tenue aux séismes de nombreux matériels, l'IRSN a estimé, dans son avis relatif à la tenue aux séismes des supports et des tuyauteries situés dans les locaux des bâches PTR, qu'EDF devait accélérer le déploiement des programmes de contrôles et étendre le champ de ces contrôles. EDF a complété certains programmes de contrôles qui sont examinés par l'IRSN.

## + DÉFORMATIONS D'ASSEMBLAGES COMBUSTIBLES À NOGENT 2

Les assemblages combustibles qui constituent le cœur d'un réacteur se déforment sous l'action des contraintes qui s'exercent sur eux lors du fonctionnement du réacteur. Si les déformations deviennent trop importantes, elles entraînent le ralentissement de la chute des grappes de commande, voire peuvent entraver leur chute complète, alors que le temps de chute des grappes est une hypothèse importante des études de sûreté. Cette situation, qui a affecté en 2013 le réacteur n° 2 de la centrale de Nogent, a conduit EDF à anticiper de trois mois l'arrêt programmé de ce réacteur.

### Pourquoi les assemblages combustibles se déforment-ils ?

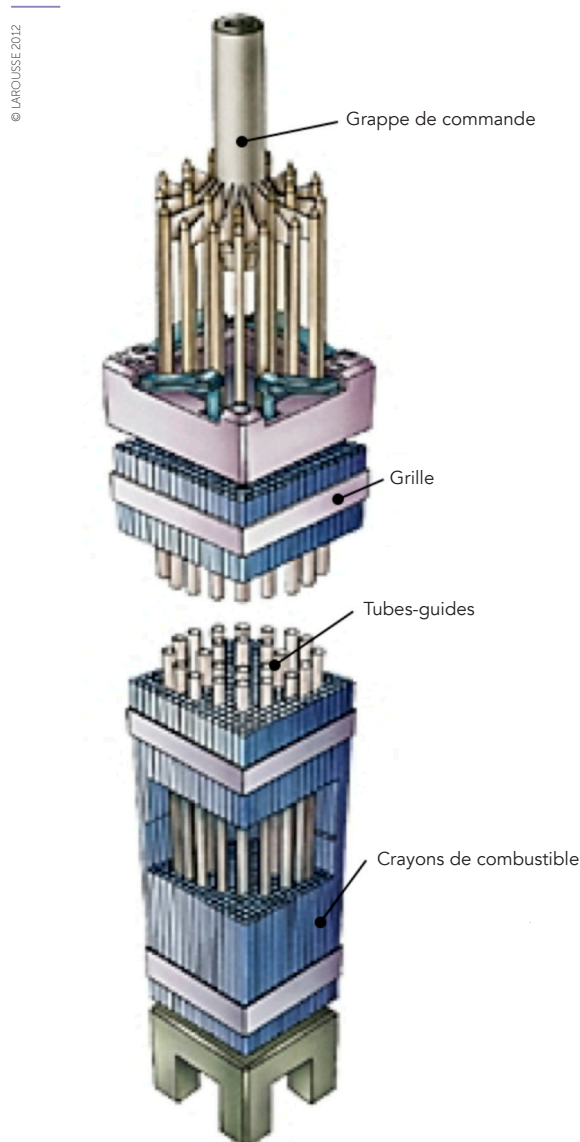


Fig. 3.6 / Schéma d'un assemblage combustible.

Un **assemblage combustible** comporte 264 crayons d'une hauteur de l'ordre de quatre mètres et d'un diamètre de l'ordre de un centimètre. Huit ou neuf grilles assurent l'espacement des crayons et leur maintien (figure 3.6). Dans un assemblage, il existe de plus 24 tubes-guides dans lesquels s'insèrent les crayons absorbants d'une **grappe de commande**. Un tube-guide est un tube métallique constitué d'une partie dite courante et d'une partie basse de diamètre réduit, appelée rétreint, sur environ 70 cm pour permettre le freinage hydraulique de la grappe en fin de chute.

### Les grappes de commande

Par leur insertion partielle ou totale dans le cœur, les grappes de commande permettent de piloter le réacteur et d'arrêter rapidement la réaction nucléaire.

Un tiers des assemblages combustibles accueillent une grappe de commande ; les autres assemblages combustibles sont munis de grappes "bouchons" en acier qui n'ont pas de rôle quant à la réactivité du cœur du réacteur.

Il existe des jeux de quelques millimètres entre les assemblages combustibles : ceux-ci peuvent donc se déformer latéralement durant leur séjour en réacteur sous l'effet cumulé des contraintes hydrauliques et des contraintes mécaniques, de l'irradiation et des températures supérieures à 300 °C.

### Les déformations des assemblages combustibles : suivi en exploitation et incidence sur la sûreté

Les déformations des assemblages combustibles sont surveillées par EDF dans des réacteurs "témoins", où les déformations sont a priori les plus élevées. Cette surveillance est effectuée grâce à des mesures réalisées avec le **dispositif DAMAC** (figure 3.7), qui permettent à l'exploitant de suivre l'évolution des déformations des assemblages combustibles lors de chaque déchargement.

#### Principe de contrôle des déformations des assemblages combustibles par l'outil DAMAC

Un outil spécifique, dénommé DAMAC (Dispositif Amovible de Mesure des Assemblages Combustibles), a été développé par EDF pour mesurer les déformations des assemblages combustibles en effectuant des mesures par ultrasons des flèches (ou déformations latérales) au niveau des grilles des assemblages combustibles. Cet examen est effectué lors du déchargement des assemblages combustibles, pendant leur transfert vers la piscine d'entreposage. La flèche d'un assemblage combustible, exprimée en millimètres, correspond au décalage latéral maximal des grilles.

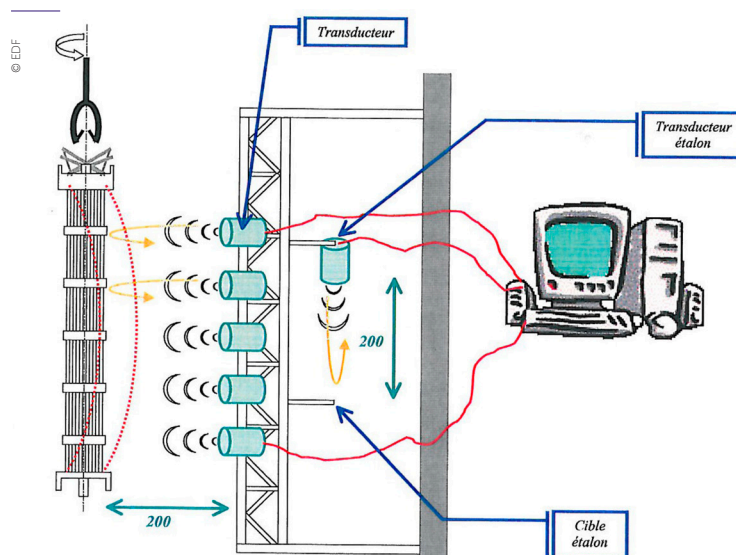


Fig. 3.7 / Le dispositif DAMAC.

Le retour d'expérience acquis depuis une quinzaine d'années montre que les assemblages combustibles présentent différents types de **déformations latérales** (figure 3.8).

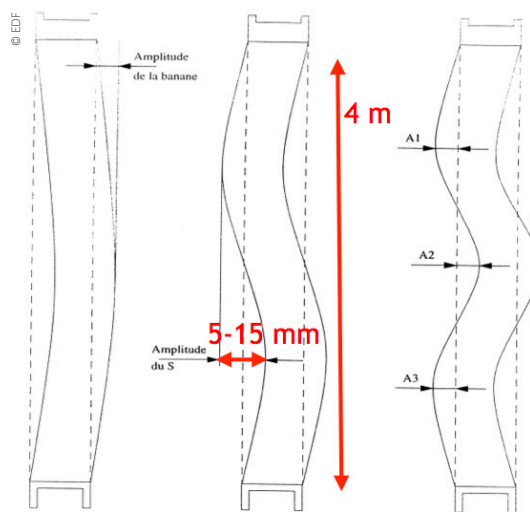


Fig. 3.8 / Déformations latérales d'assemblages combustibles.

Une déformation trop importante des assemblages combustibles peut ralentir l'insertion des grappes de commande dans le cœur, voire empêcher leur insertion complète dans le rétreint. Or, le temps maximal de chute des grappes et l'insertion complète des grappes lors d'un arrêt automatique du réacteur constituent des hypothèses importantes de la démonstration de sûreté. Des essais permettent de vérifier périodiquement que les hypothèses retenues pour la démonstration de sûreté concernant le temps de chute des grappes sont bien respectées. La réglementation impose à EDF de faire de tels essais en début et en fin de cycle<sup>3</sup>.

(3) Un cycle est la période de fonctionnement du réacteur comprise entre deux arrêts pour rechargement partiel du combustible. Un cycle dure de 12 à 18 mois selon les réacteurs.

La figure 3.9 permet d'illustrer l'effet des déformations d'un assemblage combustible sur le temps de chute de la grappe associée.

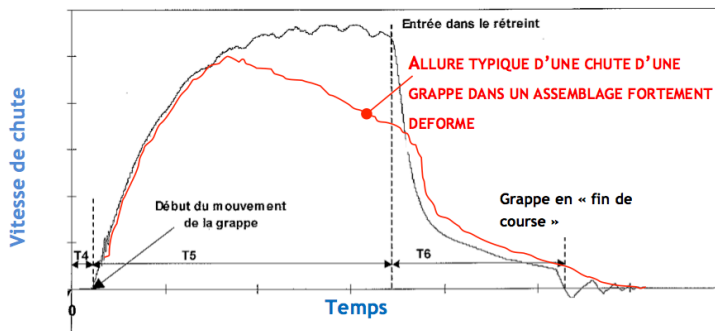


Fig. 3.9 / Courbes typiques de la chute d'une grappe dans un assemblage combustible fortement déformé (rouge) ou non déformé (noire).

### Un comportement différent selon les réacteurs

Certains réacteurs de 1300 MWe et un réacteur de 1450 MWe sont affectés par ces déformations importantes pouvant entraîner des difficultés de chute des grappes. Les réacteurs de 900 MWe sont moins sensibles puisque leurs assemblages combustibles sont de hauteur plus faible (3,6 mètres au lieu de 4,2 mètres pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe).

Une gestion de combustible se caractérise par :

- › la nature du combustible (oxyde d'uranium  $UO_2$  ou mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium MOX) ;
- › le taux d'enrichissement en noyaux fissiles d'uranium 235 ou la teneur en noyaux fissiles de plutonium ;
- › le nombre d'assemblages combustibles neufs chargés à chaque cycle (gestion dite "par tiers" ou "par quart") ;
- › la durée de fonctionnement du réacteur entre deux rechargements successifs (ou durée du cycle) ;
- › le nombre de cycles effectués par les assemblages combustibles (3 ou 4 cycles).

Les écarts importants qui existent quant aux amplitudes des déformations pour les différents réacteurs s'expliquent par la diversité des paramètres à l'origine des déformations des assemblages combustibles. Les paramètres dominants identifiés sont :

- › les efforts hydrauliques exercés sur les assemblages combustibles par l'eau circulant dans le cœur du réacteur ;
- › les efforts mécaniques appliqués par des ressorts aux assemblages combustibles pour les maintenir en position ;
- › la conception des assemblages combustibles et, en particulier, celle des tubes-guides (épaisseur et

- matériau) qui influe sur la rigidité des assemblages ;
- › le temps de séjour des assemblages combustibles en réacteur, qui dépend de la **gestion** ;
- › la position des assemblages combustibles dans le cœur : un assemblage combustible placé au centre du cœur se déforme plus qu'un assemblage combustible placé à la périphérie du cœur.

### La chronologie des événements survenus à Nogent 2

Le réacteur n° 2 de la centrale de Nogent fait partie des réacteurs "témoins". Fin 2012, à l'issue du 18<sup>ème</sup> cycle, les mesures DAMAC ont mis en évidence une évolution significative des déformations latérales des assemblages combustibles de ce réacteur.

Cette situation particulière a conduit l'IRSN à recommander qu'EDF réalise des essais supplémentaires de mesures de temps de chute à ceux prévus en début et en fin de cycle, afin de suivre au mieux l'évolution des temps de chute des grappes de commande au cours du cycle suivant.

Au cours de ce cycle, en 2013, certains temps mesurés lors du premier essai supplémentaire demandé par l'IRSN ont atteint les seuils d'alerte fixés dans une décision de l'autorité de sûreté nucléaire ; en conséquence, en application de cette décision, l'exploitant a dû procéder à des essais de temps de chute des grappes mensuels. Le constat d'augmentations notables des temps de chute de certaines grappes au cours du cycle et l'insertion incomplète de cinq grappes dans le rétrofit ont finalement conduit EDF à arrêter le réacteur le 22 février 2014, soit trois mois avant la date d'arrêt prévue initialement.

### Pourquoi une telle situation est-elle survenue ?

La situation particulière du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent s'explique par le passage de cette tranche en gestion GALICE<sup>4</sup>. Cette gestion se caractérise en effet par un plan de positionnement des assemblages combustibles spécifique et un nombre d'assemblages combustibles neufs introduits à chaque recharge plus faible que pour la gestion GEMMES mise en œuvre dans tous les autres réacteurs de 1300 MWe.

Ces deux particularités permettent d'expliquer la dégradation notable du comportement du cœur. La conséquence de cette situation est qu'EDF a, en définitive, renoncé à poursuivre la mise en œuvre de la gestion GALICE (pour le réacteur n° 2 de Nogent, le seul utilisant cette gestion).

(4) La principale évolution entre les gestions de combustible GEMMES et GALICE est l'augmentation du taux de combustion autorisé qui passe de 52 GWj/tU à 62 GWj/tU (le taux de combustion est l'énergie libérée par la combustion d'une unité de masse d'un combustible nucléaire).

## Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a analysé précisément les mesures de temps de chute des grappes réalisées mensuellement par EDF au cours du 19<sup>ème</sup> cycle et les conséquences de la situation dégradée pour la sûreté du réacteur sur la base des estimations faites par l'exploitant :

- › des temps de chute des grappes qui devraient être atteints au mois N+1 à partir du retour d'expérience et des mesures de temps de chute au mois N ;
- › du nombre de grappes qui pourraient être bloquées dans le rétreint.

L'analyse de ces différentes données a permis à l'IRSN de se prononcer sur l'acceptabilité technique de l'exploitation, à titre temporaire, du réacteur avec, en cas d'arrêt automatique du réacteur, plusieurs grappes restant partiellement insérées dans la partie rétreinte des tubes-guides. Cette situation n'est en effet pas prévue dans la démonstration présentée dans le rapport de sûreté.

L'analyse détaillée du déroulement de tous les accidents hypothétiques retenus dans la démonstration de sûreté du réacteur compte tenu de la situation particulière du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent a conduit l'IRSN à recommander qu'EDF mette en œuvre, jusqu'à la fin du 19<sup>ème</sup> cycle, des dispositions particulières d'exploitation permettant d'augmenter la sous-criticité du cœur en cas d'arrêt automatique du réacteur. L'IRSN a par ailleurs recommandé qu'un suivi des mesures de temps de chute des grappes soit assuré au cours du 20<sup>ème</sup> cycle, à partir de 40 à 50 % d'avancement dans le cycle.

de ces réacteurs (Nogent et Chooz B) sera constitué de tels assemblages combustibles de conception plus rigide. Dans l'attente, EDF maintient une surveillance accrue des assemblages combustibles du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent.



## Dispositions prises par EDF pour le 20<sup>ème</sup> cycle - Perspectives

EDF a mis en place, pour le 20<sup>ème</sup> cycle, un positionnement des assemblages combustibles visant à limiter les déformations des assemblages combustibles :

- › les assemblages combustibles présentant des déformations trop importantes n'ont pas été rechargés ;
- › les assemblages combustibles présentant les déformations les plus faibles ont été choisis pour accueillir les grappes de commande, les assemblages combustibles fortement déformés ont été placés à côté d'assemblages combustibles neufs.

La recharge d'assemblages combustibles neufs mise en place est composée, pour la première fois à Nogent 2, d'assemblages combustibles de nouvelle conception à tubes-guides épaissis en alliage de zirconium dit avancé (ajout de niobium, fer et étain). Cette conception a pour objectif d'augmenter la rigidité des assemblages combustibles et de limiter ainsi les déformations au cours du cycle.

L'IRSN a donné un avis favorable à l'introduction de cette nouvelle conception d'assemblages combustibles en 2012 et une première recharge de ce type d'assemblages combustibles est actuellement utilisée dans le réacteur n° 2 de la centrale de Chooz B. Les bénéfices éventuellement apportés par cette conception ne devraient toutefois être pleinement mesurables qu'après plusieurs années lorsque l'ensemble du cœur





4

**ÉVOLUTIONS  
SIGNIFICATIVES**



# 4 ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES



© Générale BAUMONT/IRSN

Centrale nucléaire de Gravelines.

Les réacteurs nucléaires français font l'objet de modifications ou d'évolutions tout au long de leur exploitation avec notamment un objectif d'amélioration continue de leur niveau de sûreté. Des avancées dans l'état des connaissances scientifiques et techniques, des faiblesses détectées ou des leçons tirées du retour d'expérience, un environnement ou une réglementation qui change, des impératifs économiques..., autant de facteurs à prendre en compte et qui vont faire évoluer une centrale ou les dispositions pour l'exploiter.

Certaines modifications ou évolutions peuvent nécessiter plusieurs années d'études avant leur définition précise et leur mise en place.

Les réexamens de sûreté, réalisés périodiquement tous les 10 ans, sont un des cadres privilégiés pour promouvoir et mettre en œuvre ces évolutions.

Des études à leurs mises en place, les évolutions ou modifications les plus importantes nécessitent plusieurs années, durant lesquelles l'IRSN analyse les dossiers associés aux différentes étapes de leurs mises en œuvre.



# + SURVEILLANCE DES ENCEINTES DE CONFINEMENT DES RÉACTEURS DE 1300 MWE ET DE 1450 MWE

Le confinement des substances radioactives est l'une des fonctions de sûreté des réacteurs nucléaires. L'enceinte de confinement d'un réacteur à eau sous pression constitue une "barrière" visant à limiter le rejet de substances radioactives dans l'environnement à partir du cœur du réacteur. L'étanchéité des enceintes de confinement et le suivi de leur vieillissement sont donc essentiels. Tous les dix ans, EDF réalise un essai pour contrôler l'étanchéité de chaque enceinte et évaluer son comportement mécanique. Le bilan d'EDF de ces actions de surveillance a été examiné par l'IRSN dans le cadre du réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, associé à leurs visites décennales.

## Les enceintes de confinement

Afin de réduire à des valeurs acceptables les rejets radioactifs dans l'environnement, y compris en situation accidentelle, des "barrières" physiques sont interposées entre les substances radioactives d'une part, les personnes du public et l'environnement d'autre part. Les gaines du combustible et l'enveloppe du circuit primaire constituent deux "barrières" physiques. **L'enceinte de confinement** des réacteurs électronucléaires à eau sous pression constitue une autre "barrière". Elle doit résister à des agressions, telles que les séismes, et à des élévations significatives de la pression et de la température internes associées à des situations accidentelles. La maîtrise de l'étanchéité de l'enceinte interne (voir ci-dessous) est essentielle pour qu'elle assure sa fonction de confinement. La conception des enceintes de confinement diffère selon les types de réacteurs : les réacteurs de 900 MWe sont équipés d'une enceinte en **béton précontraint** dont le parement interne est totalement recouvert d'une peau d'étanchéité métallique. Les **enceintes des réacteurs** de 1300 MWe ou de 1450 MWe sont constituées d'une double paroi : une paroi externe en

### La précontrainte

Le béton résiste bien à une compression, mais peu à une traction. Pour écarter le risque de fissuration, il faut donc qu'il reste suffisamment comprimé de façon permanente, notamment dans les zones où se développent des efforts de traction. La compression appliquée volontairement au béton est appelée "précontrainte". Pour les enceintes des réacteurs électronucléaires, cette précontrainte est obtenue à l'aide de câbles en acier, noyés dans le béton.



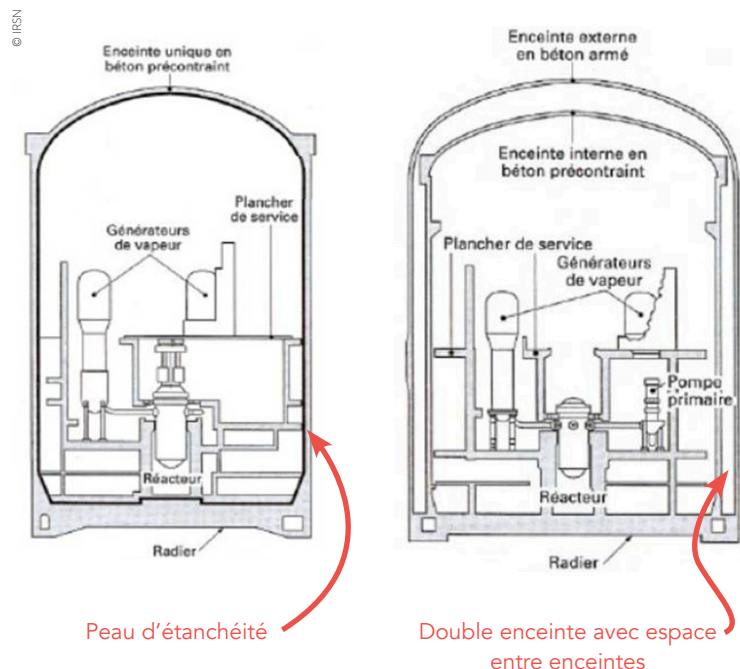
Pose de câbles de précontrainte.

béton armé constituant "l'enceinte externe" et une paroi interne en béton précontraint constituant "l'enceinte interne" (figure 4.1).

La maintenance des enceintes est fondée sur une surveillance périodique programmée visant à garantir la pérennité des ouvrages. Cette surveillance s'exerce pendant le fonctionnement du réacteur, lors des arrêts pour rechargement du cœur et lors des visites décennales. Ce qui suit présente la surveillance des enceintes à double paroi des réacteurs de 1300 et 1450 MWe, effectuée dans le cadre des visites décennales, lors des épreuves d'étanchéité et de résistance.

Enceinte à simple paroi (réacteurs de 900 MWe)

Enceinte à double paroi (réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe)



L'espace entre enceintes est maintenu en dépression par rapport à l'extérieur

Fig. 4.1 / Les enceintes de confinement des réacteurs de 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe.

## Critères de taux de fuite

Le décret d'autorisation de création de chaque réacteur de 1300 MWe ou de 1450 MWe stipule que "l'enceinte interne sera en particulier conçue pour supporter sans perte d'intégrité les sollicitations résultant d'un accident consistant en la rupture circonferentielle complète et soudaine d'une tuyauterie du circuit primaire avec séparation totale des extrémités. Dans les conditions de cet accident, le taux de fuite maximal de cette enceinte sera inférieur à 1,5 % par jour de la masse de gaz contenue dans cette enceinte".

Afin de contrôler son taux de fuite, chaque enceinte interne est soumise, tous les dix ans, à un essai qui permet de contrôler son étanchéité et sa résistance à la pression. L'enceinte est "gonflée" pendant trois jours par de l'air à sa **pression de dimensionnement** (~ cinq fois la pression atmosphérique) grâce à une dizaine de compresseurs. Cet essai permet de quantifier le taux de fuite en air, c'est-à-dire la quantité d'air qui s'échappe de l'enceinte. Cette quantification est effectuée en calculant, pour différentes valeurs de pression, l'évolution de la masse d'air sec contenue dans l'enceinte. Cette masse d'air sec est calculée à l'aide de l'équation des gaz parfaits.

**La pression de dimensionnement est la pression prise en compte pour concevoir la paroi interne en béton précontraint. Elle est supérieure à la pression maximale de l'accident de référence qui correspond à une rupture du circuit primaire (voir l'article "Pression d'épreuve des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe" dans » le Rapport public IRSN 2010, page 87\*).**

(\*) [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_expertise/Documents/surete/IRSN\\_rapport\\_surete\\_du\\_parc\\_2010.pdf](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_rapport_surete_du_parc_2010.pdf).

Le critère de taux de fuite lors des essais d'étanchéité tient compte d'une provision pour vieillissement afin que l'enceinte de confinement respecte en permanence la limite réglementaire de 1,5 % par jour dans les conditions d'accident retenues pendant les dix ans suivant l'essai. Cette provision pour vieillissement permet de tenir compte des effets du vieillissement de la paroi de l'enceinte interne sur son étanchéité.

## Bilan de l'étanchéité des enceintes internes

Pour chaque réacteur, l'exploitant réalise un essai d'étanchéité de l'enceinte interne dès la fin de sa construction, puis avant le premier rechargement de combustible, soit environ trois ans plus tard. Les essais d'étanchéité sont ensuite réalisés lors des visites décennales.

Dès les premiers essais des enceintes à double paroi, EDF a mis en évidence la nécessité d'améliorer l'étanchéité de certaines zones à l'intrados des enceintes internes : un revêtement en matériau composite (tissu de fibre de verre imprégné d'une résine époxydique) y a été appliqué. Malgré ces revêtements, certaines enceintes, qualifiées de "sensibles", ont continué de présenter un taux de fuite relativement élevé. Les travaux de revêtement ont donc été poursuivis et ont permis d'obtenir une situation satisfaisante. En effet, à ce jour, le deuxième essai d'étanchéité décennal (VD2) a

été réalisé pour 18 enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe, dont les enceintes "sensibles" ; ces 18 enceintes respectent toutes le critère de taux de fuite, certaines présentant même une amélioration de leur étanchéité depuis leur dernier essai décennal (VD1).

## Bilan du comportement mécanique des enceintes internes

Les essais menés permettent également de contrôler le bon comportement mécanique des enceintes internes, notamment la réversibilité des déformations. A cette fin, les enceintes internes sont équipées d'un dispositif de mesure constitué de capteurs (extensomètres et thermocouples) noyés dans la paroi et d'instruments (pendules et fils invar) placés en applique sur leur parement externe. Ce dispositif permet de mesurer les déformations et les déplacements de l'enceinte pendant les essais d'étanchéité, mais aussi durant toute la vie de l'ouvrage. La mesure des déformations différées<sup>5</sup> permet de suivre les phénomènes de retrait<sup>6</sup> et de fluage<sup>7</sup> du béton, ainsi que, de manière indirecte, la perte de tension des câbles de précontrainte.

L'IRSN a extrapolé les déformations mesurées depuis la construction des enceintes internes. L'extrapolation de ces mesures permet d'évaluer les déformations différées des enceintes internes à 60 ans. Certaines de ces enceintes présentent des déformations mesurées plus élevées et des déformations attendues plus importantes. Toutefois, selon les premières estimations de l'IRSN, les déformations entre 30 ans et 60 ans seraient faibles comparativement aux déformations déjà atteintes ou prévisibles à 30 ans. EDF s'est engagé à présenter sa propre appréciation des déformations différées du béton des enceintes internes.

Au vu des déformations différées, mesurées ou extrapolées, et de la réversibilité des déformations lors des essais décennaux, l'IRSN estime que les enceintes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe sont robustes et aptes à remplir leur fonction de confinement.

## Les pathologies du béton

Le diagnostic de l'état physique des enceintes de confinement constitue un volet important de l'analyse de sûreté des réacteurs. L'état physique de ces enceintes est vérifié par EDF dans le cadre d'une surveillance périodique programmée. Certaines pathologies, de par leur caractère néfaste pour les ouvrages, font l'objet d'un suivi particulier. De son côté, l'IRSN a engagé des actions de recherche<sup>8</sup> sur la cinétique de dégradation des bétons susceptibles de développer

(5) Déformations différées : déformations mesurées depuis la fin de la construction de l'enceinte.

(6) Retrait : Diminution de volume d'un matériau ou d'un sol, due à sa dessiccation.

(7) Fluage : Augmentation irréversible de la déformation initiale instantanée d'un matériau sous une sollicitation constante de longue durée.

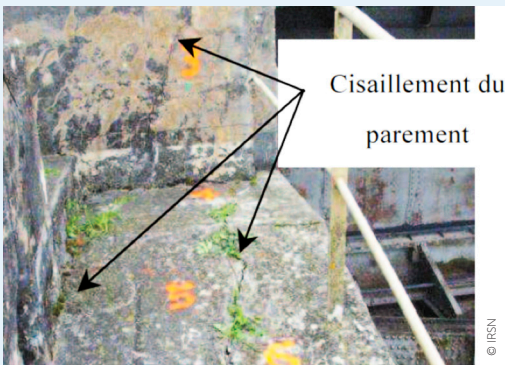
(8) Nuclear Engineering and Design – ISSN 0029-5493 – Volume 266 – January 2014 – "Coupling between mechanical and transfer properties and expansion due to delayed ettringite formation in a concrete of a nuclear power plant".

des pathologies de gonflement de type "alcali réaction" ou "réaction sulfatique interne".

Ces actions ont d'ores et déjà montré que la présence d'eau favorise beaucoup l'apparition de ces pathologies qui se manifestent par des fissures à la surface des ouvrages et une perte de résistance. L'IRSN a donc recommandé qu'EDF analyse le risque d'infiltration d'eaux de pluie dans les radiers et les enceintes internes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe et présente, le cas échéant, des dispositions pour limiter ces risques.

#### L'"alcali réaction"

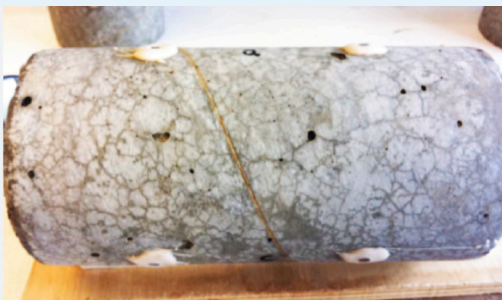
L'alcali réaction désigne l'ensemble des phénomènes chimiques intervenant entre le ciment et les granulats réactifs du béton après sa prise. Cette réaction conduit à un gonflement du béton de la structure par formation de gels silico-alcalins.



Fissuration due à l'alcali réaction.

#### La "réaction sulfatique interne"

La réaction sulfatique interne est une réaction chimique provoquant la formation de cristaux d'ettringite au cœur du béton. L'ettringite est un sel qui se forme au cours de la prise du ciment ou à plus long terme en présence du sulfate de calcium présent dans le ciment et de la pyrite oxydée contenue dans les granulats. Au microscope, ces cristaux se présentent sous forme de fines baguettes hexagonales enchevêtrées ou en oursins. Ces cristaux sont susceptibles de provoquer un gonflement du béton, qui peut se traduire par des fissures apparentes à la surface des ouvrages. Les pièces massives sont particulièrement sujettes à cette pathologie.



Fissuration due à la réaction sulfatique interne.

## Conclusion

Les revêtements mis en place sur les enceintes internes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe pour améliorer leur étanchéité ont permis d'obtenir de bons résultats lors des derniers essais décennaux d'étanchéité.

L'IRSN considère dès lors que les enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe sont actuellement dans un état satisfaisant. Toutefois, à la suite de l'analyse de l'IRSN et en complément de ses programmes de suivi et des travaux de revêtement, EDF s'est engagé à :

- › présenter sa propre analyse des déformations différées du béton des enceintes internes ;
- › poursuivre le développement de nouvelles techniques opérationnelles d'amélioration de l'étanchéité des enceintes, qui pourraient être mises en œuvre, en complément de celles déjà existantes, à l'occasion des prochaines visites décennales ;
- › réaliser, lorsqu'une pathologie de gonflement du béton est avérée, une analyse détaillée de l'environnement de l'ouvrage concerné afin de montrer que la dégradation reste limitée.

Enfin, EDF va mettre en œuvre un important programme d'essais visant à quantifier les fuites dans des situations au-delà de la pression de dimensionnement, à l'aide d'une maquette représentative des enceintes internes des réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe du parc électronucléaire d'EDF.



Fig. 4.2 / Une enceinte de confinement vue de l'extérieur.

## + PRISE EN COMPTE DES AGRESSIONS À L'OCCASION DU RÉEXAMEN DE SÛRETÉ ASSOCIÉ AUX TROISIÈMES VISITES DÉCENNALES DES RÉACTEURS DE 1300 MWE

Les risques liés aux agressions ont été examinés dès la conception des centrales nucléaires. Cependant, compte tenu des évolutions des connaissances, dont certaines associées au retour d'expérience, la liste des agressions et leurs niveaux sont notamment réévalués à l'occasion des réexamens de sûreté décennaux.

Sont décrites ci-après les avancées notables qui ont été introduites à l'occasion du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, en particulier la prise en compte d'agressions non considérées jusqu'alors.

### Agressions "internes" et agressions "externes"

Plusieurs types d'agressions pourraient venir endommager des équipements et affecter la sûreté des centrales nucléaires. Selon leur origine, on distingue :

- › les agressions "internes" : la source de l'agression se trouve alors à l'intérieur de l'installation ; il s'agit par exemple d'un incendie qui se déclare dans un local, d'une inondation résultant de la rupture d'un réservoir ;
- › les agressions "externes" d'origine naturelle : c'est le cas de températures très élevées (canicule), de vents très forts... ;
- › les agressions "externes" associées à des activités extérieures aux installations, comme une explosion accidentelle à proximité d'une installation.

Les équipements participant aux fonctions de sûreté doivent rester opérationnels lorsque survient une agression. À cette fin, ils sont :

- › soit protégés par des dispositions qui empêchent l'agression de les affecter ;

- › soit conçus pour rester opérationnels même s'ils sont soumis à l'agression.

Dans la démonstration de sûreté, l'analyse des risques liés aux agressions comprend deux phases : la détermination des caractéristiques des agressions susceptibles de se produire sur chaque site, puis la vérification que les dispositions existantes sont suffisantes pour limiter leurs conséquences à des valeurs acceptables ; le cas échéant, de nouvelles dispositions sont définies et mises en œuvre.

Compte tenu des évolutions des connaissances, dont certaines associées au retour d'expérience, la liste des agressions et leurs niveaux (comme les vitesses maximales pour les vents) sont revus à l'occasion du réexamen de sûreté associé aux visites décennales. Bien entendu, lors de la survenue d'événements notables (tempête de 1999 sur la France, canicule de 2003 en France, catastrophe de Fukushima en 2011), les risques associés sont réexaminés sans attendre le **réexamen de sûreté décennal** suivant (cf. les pages 56, 64 et 67 du » rapport public REP 2012).

(\*) [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2012.aspx](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2012.aspx)

#### En quoi consiste un réexamen de sûreté décennal ?

**Le code de l'environnement (article L593-18) impose aux exploitants français de réaliser, tous les dix ans, un réexamen de la sûreté de leur(s) installation(s). Pour les réacteurs électronucléaires, ce réexamen associé à la "visite décennale (VD)" comporte plusieurs volets :**

- › un examen de conformité de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation en vigueur,
- › une réévaluation de sûreté dont l'objectif est de rapprocher, autant que faire se peut, le niveau de sûreté des réacteurs les plus anciens de celui des réacteurs les plus récents,
- › le déploiement des améliorations résultant de la réévaluation de sûreté.

**A l'issue du réexamen de sûreté associé à la visite décennale effectuée sur chaque réacteur, l'exploitant transmet à l'ASN un rapport de conclusions de réexamen du réacteur.**

Lors du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, appelées "VD3-1300", EDF a réévalué les risques induits par les agressions présentées dans le tableau ci-après.

De plus, pour les cas d'agression ou de cumul d'agressions d'origine naturelle qui affecteraient simultanément l'ensemble des réacteurs d'un site, EDF a examiné

#### Agressions internes

- › Explosions internes
- › Inondations internes (rupture de réservoirs ou de tuyauteries à l'intérieur de l'installation)
- › Incendies internes

#### Agressions externes

##### d'origine naturelle

- › Tornades
- › Projectiles générés par le vent
- › Faible niveau d'eau au droit de la station de pompage
- › Frasil
- › Inondations externes
- › Grands chauds (dont canicule)
- › Séismes

##### d'origine humaine

- › Agressions dues à l'environnement industriel
- › Agressions dues aux voies de communication
- › Chutes d'avions
- › Dériver d'une nappe d'hydrocarbure

- › Les centrales nucléaires sont reliées au réseau de transport d'électricité par deux lignes. Lorsque ces deux lignes ne sont plus fonctionnelles, on dit que la centrale subit une perte des alimentations électriques externes. Dans ce cas, les équipements nécessaires à la sûreté de l'installation sont alors alimentés au moyen de deux groupes électrogènes.
- › Les centrales ont également besoin d'une source d'eau (dite "source froide") pour le refroidissement du réacteur ; il s'agit soit d'un cours d'eau, soit de la mer, soit de bassins. On parle de perte totale de la source froide quand cette source d'eau est rendue indisponible.

la capacité des centrales à gérer les situations induites de **perte totale de la source froide** ou de **perte des alimentations électriques externes**, ainsi que le cumul de ces deux situations. La gestion de ces situations repose principalement sur des moyens matériels (pompes, groupes électrogènes...) ainsi que sur la disponibilité de réserves sur les sites (eau disponible pour le refroidissement des circuits, fioul des groupes électrogènes...). D'une manière générale, l'IRSN a estimé que les évolutions proposées par EDF pour maîtriser les conséquences de telles situations constituent des avancées en termes de sûreté. Toutefois, des compléments doivent encore être transmis par EDF, notamment sur la prise en compte de certaines agressions non considérées jusqu'à présent comme susceptibles de provoquer une perte totale de la source froide ou une perte des alimentations électriques externes.

Les dossiers d'EDF relatifs aux agressions s'inscrivent pour la plupart dans la continuité de ceux présentés dans le cadre des réexamens de sûreté réalisés récemment pour des réacteurs de puissance différente. Toutefois, le réexamen de sûreté associé aux VD3-1300 a été marqué par l'examen, pour la première fois, des démarches retenues par EDF à l'égard du frasil, des projectiles générés par le vent, des tornades, des dérivés de nappes d'hydrocarbures, ainsi que du nouveau "référentiel explosions". Trois de ces sujets sont détaillés ci-après.

### Le frasil (figure 4.3)

**Le frasil**, agression externe climatique d'origine naturelle, correspond à la formation de cristaux de glace dans l'eau, qui survient dans des conditions météorologiques particulières (température de l'eau inférieure à son point de fusion...). Ces cristaux de glace peuvent adhérer (on parle alors de frasil actif) à tout élément présent dans l'eau (végétaux, grilles, filtres...) ou constituer des plaques de glace qui recouvrent tout ou partie de la surface de l'eau (frasil passif). Le frasil peut ainsi bloquer, par colmatage, la prise d'eau d'une centrale nucléaire, nécessaire au refroidissement des réacteurs, et entraîner en conséquence une perte de la source froide.

A l'occasion du réexamen de sûreté associé aux VD3-1300, EDF a analysé la capacité des centrales de 1300 MWe à faire face au phénomène de frasil. Il a évalué

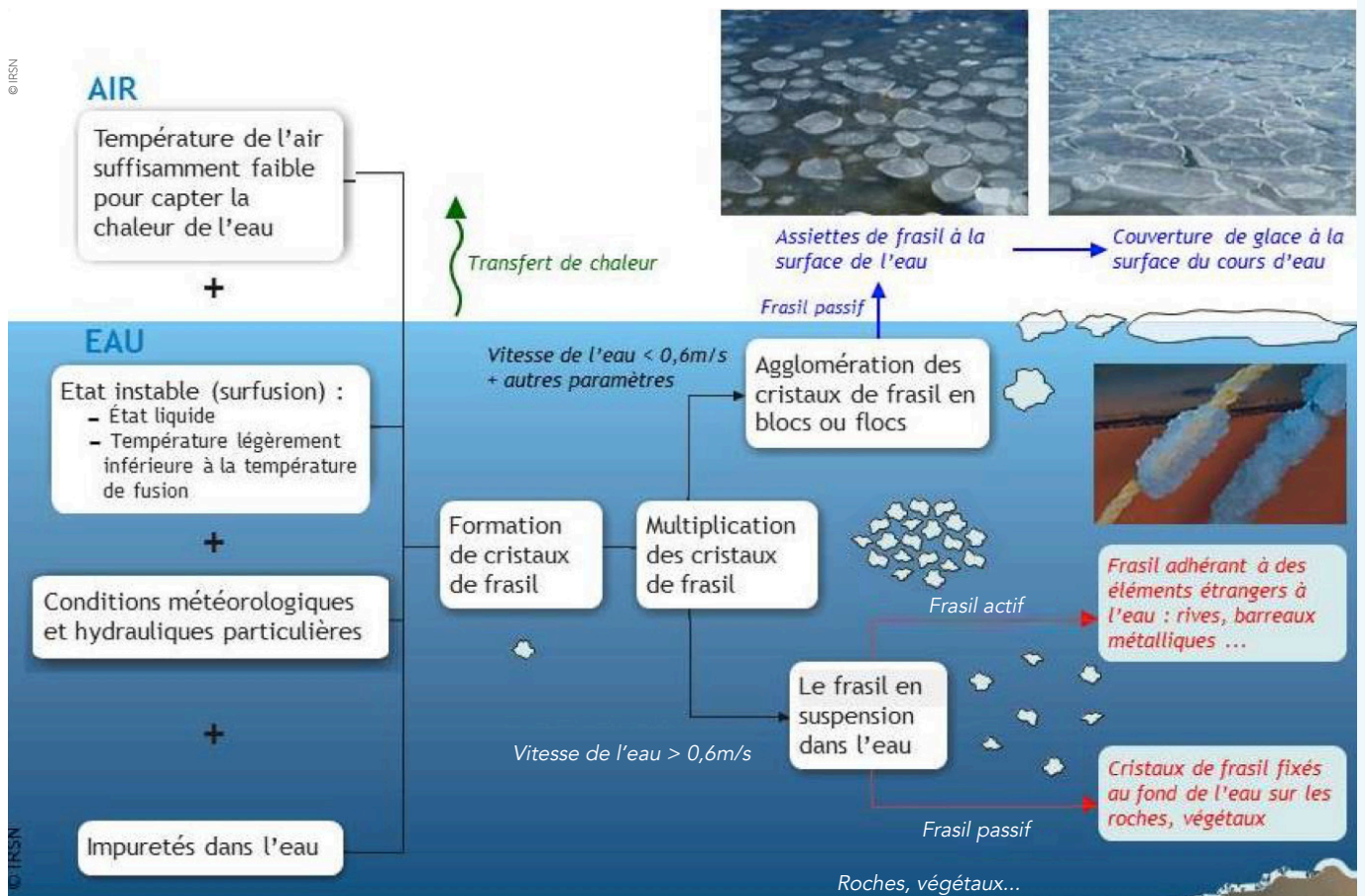


Fig. 4.3 / Formation et évolution du frasil dans un cours d'eau.

les dispositions qui existent dans les centrales, qui reposent sur certains matériels (circulation d'eau chaude à l'entrée de la station de pompage) et sur des dispositions organisationnelles (alerte permettant la mise en place de protections avant la survenue du phénomène). EDF a estimé que les sites en bord de mer ne sont pas concernés par le phénomène de frasil. L'IRSN a considéré, compte tenu des risques de perte de la source froide, qu'EDF devait poursuivre des investigations historiques et statistiques avant de conclure à l'absence de formation de frasil pour ces sites. Pour les sites en bord de rivière susceptibles d'être atteints par du frasil, les dispositions de protection existantes ou prévues par EDF dans le cadre du réexamen de sûreté concourent de façon générale à la sûreté des centrales. Toutefois, l'IRSN estime important que les dispositions prévues soient opérationnelles bien avant que la température de l'eau n'atteigne son point de fusion. Ceci impose notamment d'améliorer les moyens de surveillance afin de garantir une détection suffisamment précoce du phénomène et permettre la mise en œuvre à temps des dispositions prévues pour éviter la prise en glace de la prise d'eau. De plus, pour les sites pour lesquels EDF ne prévoit pas de mettre en place une circulation d'eau chaude, l'IRSN a indiqué que les dispositions prévues n'étaient pas suffisantes et qu'EDF devait donc définir des dispositions de protection complémentaires (pour en savoir plus sur le frasil, [cliquez ici\\*](#)).

(\*) <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00252-EDF.aspx>

effets associés aux projectiles générés par des vents "forts" n'ont pas été examinés. Or, les équipements importants pour la sûreté du réacteur situés à l'extérieur des bâtiments peuvent subir des endommagements du fait de ces **projectiles**. EDF a proposé une méthode pour en tenir compte et a déployé des dispositifs adaptés pour protéger les équipements identifiés comme sensibles aux effets des projectiles. L'IRSN estime que l'utilisation de cette méthode constitue une avancée notable ; toutefois, la caractérisation des vitesses des vents forts (fonction de la localisation géographique du site, d'éventuels "effets couloir" liés à la présence de bâtiments, de la hauteur par rapport au sol...) mérite des études complémentaires. De même, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF poursuive des études relatives à la sélection des projectiles susceptibles d'endommager les équipements importants pour la sûreté du réacteur (en étudiant notamment les effets de petits projectiles), ainsi que des études relatives à la résistance de ces équipements aux projectiles générés par les vents "forts". Par contre, lors de la conception des centrales nucléaires en exploitation, **les tornades** n'avaient pas été considérées comme une source plausible d'agression à retenir. Après l'observation de tornades d'intensités

**Une tornade est un phénomène violent très localisé. En plus d'effets similaires aux vents violents, les tornades provoquent une dépression qui entraîne des effets de succion. Son intensité est évaluée à l'aide de l'échelle Fujita servant à classer, a posteriori, la tornade en fonction des dégâts qu'elle a occasionnés.**

### Projectiles générés par les vents et tornades (figure 4.4)

Lors de la conception des centrales nucléaires en exploitation, les effets de pression des vents "forts" ont été pris en compte pour le dimensionnement des bâtiments selon les normes en vigueur. En revanche, les

élevées en France, l'IRSN a estimé que ce phénomène devait être traité dans la démonstration de sûreté des centrales nucléaires françaises. EDF a récemment proposé une "tornade de référence" nationale et une méthode permettant de définir les dispositions appropriées pour s'en protéger. L'IRSN considère que

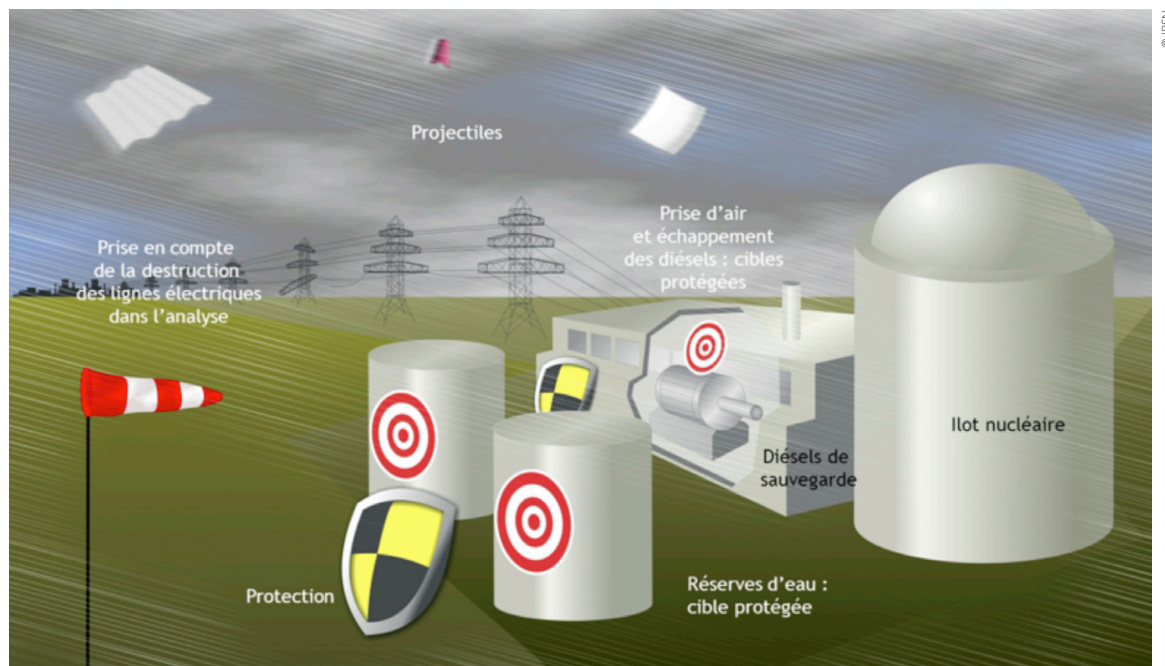


Fig. 4.4 / Vents forts et projectiles.

ces éléments permettent une avancée significative en matière de sûreté.

EDF doit maintenant évaluer, pour chaque centrale, les effets de la "tornade de référence" et définir, si besoin, les dispositions de protection adaptées.

## Explosions internes au site et externes à l'îlot nucléaire

À l'occasion du réexamen de sûreté associé aux VD3-1300, EDF a appliqué son "référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'explosion interne aux CNPE hors palier EPR". Conformément à ce référentiel, EDF a réalisé des analyses de risques qui couvrent les risques d'explosion liés, d'une part aux tuyauteries d'hydrogène internes au site mais externes à l'îlot nucléaire, d'autre part au **procédé d'électro-chloration** des stations de pompage des sites de bord de mer.

**L'électro-chloration de l'eau de mer est un procédé chimique qui permet d'éliminer le risque de prolifération des organismes et des micro-organismes qui y sont présents. Ce procédé prévient ainsi la formation de dépôts organiques dans les circuits de refroidissement ; il entraîne un dégagement d'hydrogène dû à la décomposition chimique de l'eau.**

À l'issue de ces analyses, EDF a prévu de renforcer les tuyauteries d'hydrogène cheminant à l'extérieur de l'îlot nucléaire afin d'assurer leur tenue aux séismes majorés de sécurité et d'éviter leur agression par des **tuyauteries à haute énergie** proches, du fait de leur rupture. En conséquence, EDF a considéré que le risque de formation d'une atmosphère explosive peut

**Une tuyauterie à haute énergie appartient à un circuit qui, dans les conditions normales de fonctionnement du réacteur, est maintenu :**

› sous une pression supérieure à 20 bars effectifs

**ou**

› à une température supérieure à 100 °C.

être exclu dans les galeries techniques et les caniveaux ; pour sa part, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF examine l'intérêt de disposer d'un système permettant de détecter au plus tôt les dégagements anormaux d'hydrogène à partir des tuyauteries et de limiter les conséquences de ces situations. Cette recommandation de l'IRSN a été reprise par l'ASN dans sa lettre de demandes auprès d'EDF.

Par ailleurs, l'IRSN a identifié d'autres scénarios d'explosion qu'EDF devra étudier ; il s'agit, par exemple, de l'explosion d'une nappe d'hydrogène, venant de l'alternateur ou d'une fuite sur un autre circuit, susceptible de se former sous le plafond de la salle des machines.

Pour ce qui concerne le procédé d'électro-chloration, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF démontre l'absence de risque d'explosion d'hydrogène dans l'installation en cas de défaillances concomitantes du système de ventilation du procédé, prévu pour diluer l'hydrogène

dégagé, et du système d'arrêt automatique du procédé en cas d'agression par un incendie ou par la foudre. EDF prévoit également d'entreprendre de nombreuses modifications des parcs à gaz où sont stockés les gaz sous pression nécessaires aux besoins du réacteur, notamment l'hydrogène. Un réaménagement important de ces parcs sera réalisé afin d'augmenter leur résistance aux agressions externes, avec le renforcement des casemates, la mise en place de protections métalliques contre les projectiles, la mise en place de murets coupe-feu... L'IRSN souligne l'ampleur des modifications prévues par EDF ; toutefois la démonstration de l'absence de conséquences notables d'une explosion prenant naissance au niveau des parcs à gaz sur les bâtiments classés de sûreté du site doit encore être complétée, notamment pour ce qui concerne le comportement mécanique des structures des bâtiments soumis à ces explosions.

Pour en savoir plus sur l'explosion interne, » [cliquer ici](#).

(\*) <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00377-RS-VD3-risque-explosion-1300MWe.aspx>

## Conclusion

D'une façon générale, des avancées importantes dans l'analyse des risques liés aux agressions ont été réalisées à l'occasion du réexamen associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe. Elles portent sur l'étude des phénomènes et l'évaluation des vulnérabilités des installations mais aussi sur la mise en place de dispositions de surveillance et de protection. Néanmoins, des compléments devront être fournis par EDF, en réponse aux questions soulevées par l'IRSN à l'issue de l'instruction qu'il a menée.

## FATIGUE THERMIQUE DES ZONES DE MÉLANGE

En 1998, est survenue une fuite du circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux. Cette fuite provenait d'une fissuration due à un phénomène de fatigue thermique dans un coude en acier inoxydable. EDF a alors lancé un important programme d'expertises, d'études et de recherches afin de comprendre le phénomène à l'origine de l'incident. Au terme de ce programme mené sur plus de dix ans, l'IRSN a examiné les conclusions d'EDF et donné son analyse en 2013. D'une part, l'Institut a souligné que les études et recherches d'EDF ont permis d'approfondir la compréhension du phénomène, d'autre part, il a estimé que les durées de fonctionnement à fort écart de température des circuits sensibles à la fatigue thermique devaient être comptabilisées de manière précise, pour mettre en place des contrôles adaptés.

### Les actions menées à la suite de l'incident de Civaux de 1998

Le 12 mai 1998, le réacteur n° 1 de la centrale de Civaux était en arrêt normal quand une fuite de 30 m<sup>3</sup>/heure du circuit de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt (RRA) est apparue ; ce circuit permet d'évacuer la puissance résiduelle du cœur du réacteur. Cette fuite importante a été provoquée par une fissuration traversante de 180 mm de longueur au niveau d'un coude situé immédiatement en aval d'un té de mélange assurant la liaison entre une tuyauterie (ou "ligne") dans laquelle circule l'eau chaude de contournement de l'échangeur et une tuyauterie dans laquelle circule de l'eau froide sortant de l'échangeur (figure 4.5). Dans la zone de

mélange, le fluide chaud était à une température maximale de 180 °C, alors que le fluide froid était à une température voisine de 20 °C.

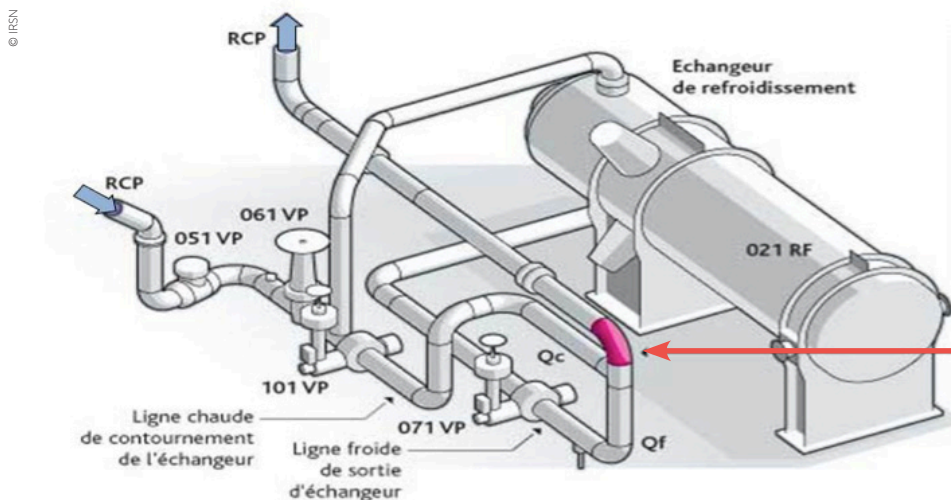
Des examens ont été menés sur les autres réacteurs de 1450 MWe (Civaux 2, Chooz B1 et B2) puis sur l'ensemble des réacteurs et ont été étendus à l'ensemble des zones de mélange des circuits RRA des réacteurs du parc. Ils ont mis en évidence que l'anomalie était générique : **les contrôles réalisés par ultrasons** ont montré que toutes les zones contrôlées présentaient

**Le contrôle par ultrasons est une méthode de contrôle non destructif qui, au moyen d'ultrasons émis par un palpeur placé sur la surface du matériau à contrôler, permet de détecter la présence éventuelle de défauts situés à l'intérieur du matériau grâce aux échos renvoyés vers le palpeur.**

des dégradations, ce qui a conduit EDF à remplacer en trois ans les zones concernées des circuits RRA de tous les réacteurs du parc.

Les expertises des circuits RRA déposés ont mis en évidence un phénomène de **fatigue thermique** non pris en compte à la conception. Ce phénomène se traduit par des fissurations, multiples et limitées en profon-

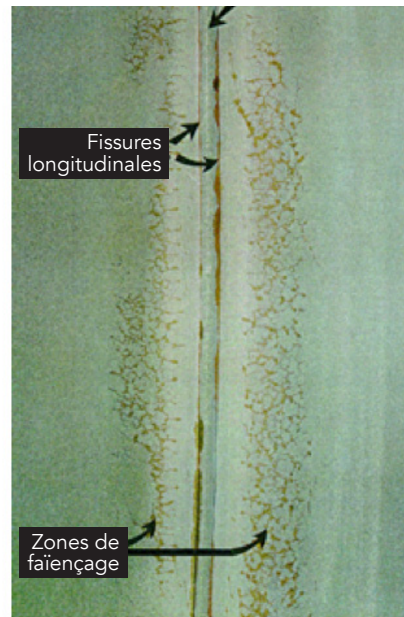
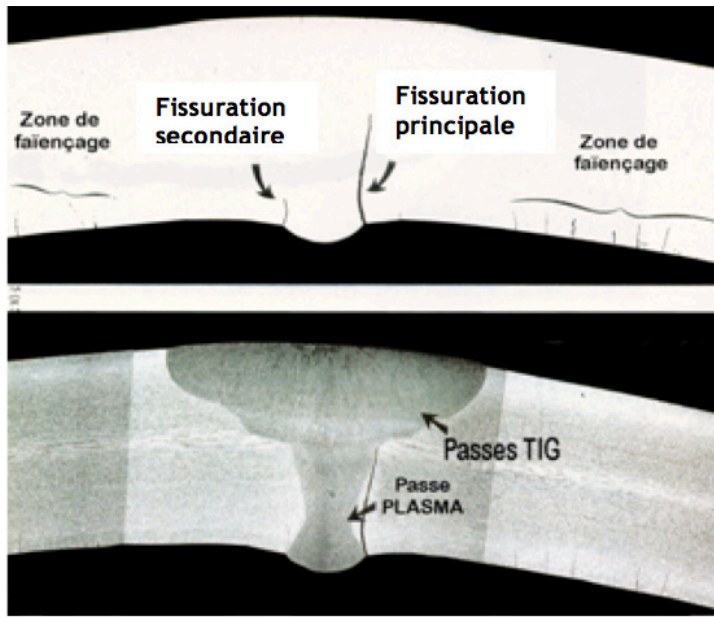
- › **Fatigue** : endommagement qui se produit par application et retrait répétés un très grand nombre de fois d'un effort, même inférieur à la limite d'élasticité du matériau, susceptibles d'entraîner des dégradations importantes, jusqu'à une rupture.
- › **Fatigue thermique** : fatigue ayant pour origine des variations répétées de température qui conduisent à des variations dimensionnelles ; si le matériau n'est pas libre de se dilater ou de se contracter, ces variations dimensionnelles produisent des contraintes cycliques génératrices de fatigue.



De diamètre 250 mm et d'épaisseur 9,3 mm, le coude était constitué de deux demi-coquilles soudées longitudinalement. L'ensemble était en acier inoxydable. La fissure traversante a été amorcée dans la surface interne du coude, au niveau de la soudure longitudinale à l'extrados des deux demi-coquilles.

Fig. 4.5 / Zone d'apparition de la fuite.





© EDF

**Fig. 4.6** / Coupe (ci-dessus) et vue interne (à droite) de la soudure à l'extrados du coude RRA fissuré du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux.

deur, du faïençage (craquelures), ou des fissures isolées amorcées dans la racine d'un cordon de soudure (figure 4.6). Dès 2000 et suite à la recommandation de l'IRSN, EDF a mis en place une politique de contrôle des tronçons RRA remplacés avec une périodicité de 450 heures de fonctionnement à fort écart de température. Les 450 heures sont liées aux premières fissures qui avaient été observées sur les circuits RRA déposés du réacteur n° 2 de la centrale de Civaux.

Les premières analyses de l'exploitant n'ont pas permis d'expliquer complètement la localisation et l'ampleur des dégradations observées. De plus, la méthode traditionnelle d'analyse de la fatigue (mécanique) ne permettait ni de prévoir, ni d'expliquer les endommagements observés. Selon les bilans des nombreuses expertises réalisées depuis lors, la fatigue thermique dans les zones de mélange des circuits RRA est un phénomène dépendant de nombreux paramètres : les durées de fonctionnement à fort écart de température, la configuration thermohydraulique (vitesse et température du fluide), les états de surface et les contraintes mécaniques au sein des différents composants. Ce nombre important de paramètres rend la compréhension de ce type de fatigue particulièrement complexe.

- › dans un premier temps, les zones de mélange à risque ont été définies et recensées. Ainsi une zone en acier inoxydable est considérée "à risque" si la différence de température entre le fluide chaud et le fluide froid est supérieure à 80 °C ;
- › dans un deuxième temps, le risque de fissuration de ces zones a été évalué. Le choix d'EDF s'est porté sur un indicateur couramment utilisé dans le domaine de la fatigue, le facteur d'usage. Celui-ci est défini comme le rapport entre le nombre de sollicitations appliquées à un composant donné et le nombre de sollicitations maximal indiqué par la courbe de fatigue mécanique du matériau du composant. Les zones de mélange qui présentent un facteur d'usage supérieur à 1 ont été considérées comme "sensibles à la fatigue thermique".

Cette méthode a été appliquée à tous les circuits comportant des zones de mélange, notamment certaines lignes connectées au circuit primaire, dans le but de mettre en place une surveillance adaptée aux zones sensibles ainsi identifiées.

### Sensibilité à la fatigue thermique des zones de mélange

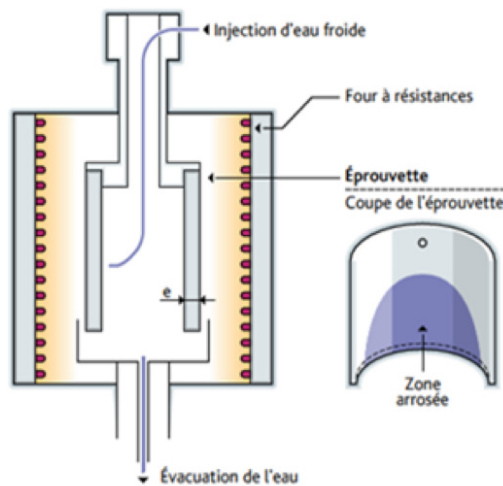
Lors de la conception initiale des réacteurs du parc électronucléaire français, la fatigue thermique n'a pas été prise en compte pour le dimensionnement des zones de mélange. L'incident de Civaux a conduit EDF à mettre en place une méthode d'évaluation des risques de fatigue thermique des zones de mélange pour les tuyauteries :

### Recherche et développement sur la fatigue thermique

Dès la fin de l'année 1999, EDF et AREVA ont engagé un important programme de recherche et de développement. L'objectif de ce programme était d'améliorer la compréhension et l'analyse des phénomènes de fatigue thermique, en particulier dans les zones de mélange, et de mieux cerner les conditions d'apparition du mode de dégradation observé, en vue d'un recensement exhaustif des zones "sensibles".

En parallèle, pour appuyer sa propre expertise, l'IRSN a également mené des études. En partenariat avec le

CEA, l'IRSN a notamment réalisé une étude visant à apprécier les particularités des sollicitations de fatigue thermique par rapport aux sollicitations couramment considérées pour la fatigue mécanique. Cette étude a été réalisée sur un **dispositif expérimental dénommé FAT3D** (figure 4.7), où une tuyauterie a été soumise à des sollicitations thermiques : un réseau de fissures a été rapidement amorcé et s'est propagé et certaines sont devenues traversantes. Il a notamment été établi que le nombre de cycles pour amorcer une fissuration dans les éprouvettes testées est toujours inférieur à celui prédit par un calcul réalisé selon les méthodes usuelles d'analyse de la fatigue mécanique.



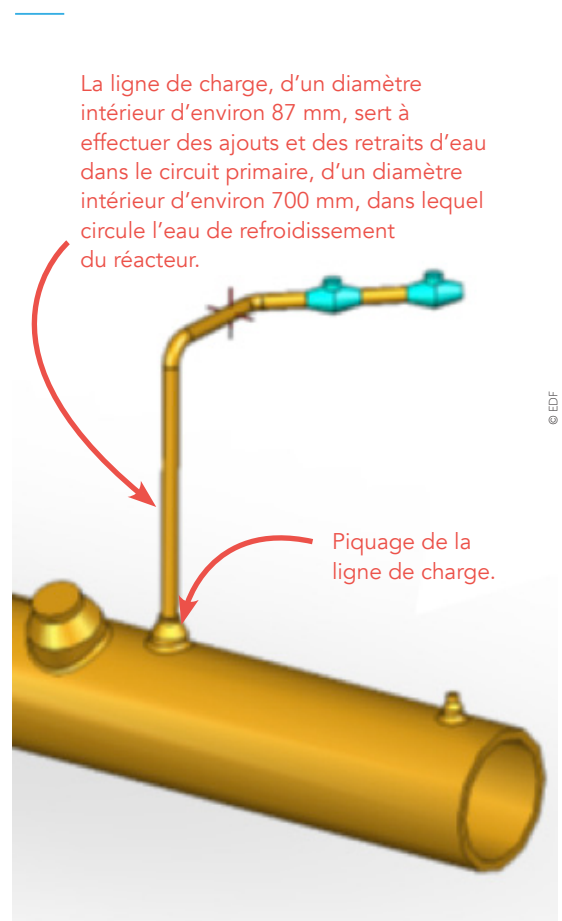
**Fig. 4.7** / Dispositif des essais de fatigue thermique FAT3D.

### Essais réalisés sur des maquettes représentatives d'une zone de mélange

EDF disposait de quelques résultats d'essais réalisés depuis 1976 sur des maquettes reproduisant la géométrie de zones de mélange et les caractéristiques des écoulements dans ces zones de mélange. Ces essais sur maquettes étaient essentiellement destinés à fournir les chargements (champs de température moyens, coefficients d'échange) pour les études de comportement mécanique relatives aux transitoires de fonctionnement. Après l'apparition du phénomène de fatigue thermique à Civaux, EDF a complété sa base de données en réalisant des essais qui n'ont pas été limités au circuit RRA, mais ont également concerné d'autres zones de mélange, en particulier dans **la ligne de charge du circuit primaire** (figure 4.8).

Ces derniers essais ont permis, pour différentes zones de mélange :

- › d'évaluer les champs de température et les coefficients d'échange de chaleur entre le fluide et la paroi interne de la tuyauterie ;
- › d'apporter des informations sur les lieux de fluctuations thermiques du mélange de fluide chaud et de fluide froid en fonction des géométries et des rapports des vitesses d'écoulement des deux fluides.



**Fig. 4.8** / Schéma de la ligne de charge connectée au circuit primaire.

Les essais sur maquettes et les modèles de calcul associés ont permis d'obtenir une appréciation réaliste des chargements thermiques induits sur les tuyauteries dans les zones de mélange.

Tenant compte des résultats de recherche et développement et des essais sur maquettes, la méthode de recensement des zones de mélange "sensibles à la fatigue thermique", déployée à partir des années 2000, a été associée à la programmation de contrôles périodiques des zones recensées, le plus souvent lors des visites décennales.

### Evolution de la méthode de recensement des zones de mélange

Depuis 2008, EDF considère que sa méthode et les moyens de surveillance mis en place apportent une réponse au problème de la fatigue thermique dans les zones de mélange. À cet effet, EDF a adopté une modélisation plus représentative des transitoires thermiques à partir des résultats des essais sur maquettes et a remplacé les valeurs conventionnelles des coefficients d'échange par des valeurs réalistes tenant compte des conditions thermohydrauliques effectivement rencontrées dans les zones de mélange. Cependant, les résultats de recherche n'ont pas permis de

faire évoluer le modèle thermomécanique utilisé pour l'estimation des contraintes mécaniques.

Enfin, les recherches ont conduit à retenir un seuil de sensibilité à la fatigue thermique des aciers inoxydables plus faible que précédemment : les zones de mélange pour lesquelles l'écart de température des fluides est de 50 °C ou plus (et non 80 °C ou plus) sont maintenant considérées comme pouvant être "sensibles". Cette évolution a conduit EDF à réexaminer la liste des zones de mélange pouvant être "sensibles à la fatigue thermique".

## Représentativité du facteur d'usage des zones de mélange

Entre 1999 et 2002, EDF a expertisé les tronçons des circuits RRA déposés après l'incident de Civaux. Les facteurs d'usage de ces tronçons ont également été calculés à la date de la dépose ; les facteurs d'usage sont supérieurs à 1. Ceci confirme leur sensibilité à la fatigue thermique. Toutefois, aucune corrélation n'a pu être établie entre les valeurs des facteurs d'usage et les dimensions des fissures.

En 2001, EDF a décidé d'examiner l'existence éventuelle de défauts dans une zone de mélange réputée "sensible" à la fatigue thermique : le piquage de la ligne de charge du circuit primaire (figure 4.8).

À des fins d'expertise, EDF a profité du changement des générateurs de vapeur du réacteur n° 1 de la centrale de Fessenheim, après 24 ans d'exploitation, pour déposer le tronçon de tuyauterie primaire comprenant le piquage de la ligne de charge. L'expertise de ce piquage, dont le facteur d'usage calculé était supérieur à 1, n'a montré aucun amorçage de fissuration par la fatigue. Par ailleurs, les contrôles par ultrasons du piquage de la ligne de charge effectués depuis 2004 sur une vingtaine de réacteurs n'ont pas mis en évidence d'indications de fatigue thermique.

En 2013, l'IRSN a examiné le retour d'expérience d'une dizaine d'années de contrôles de zones de mélange, dont les tronçons du circuit RRA et les piquages de la ligne de charge. L'IRSN a considéré que le facteur d'usage est un indicateur du risque d'amorçage d'une fissuration, mais qu'il n'est pas pertinent pour évaluer les endommagements qui peuvent résulter de la fatigue thermique. Il importe donc que, en complément des visites décennales, les périodicités des contrôles de toutes les zones de mélange qui présentent un facteur d'usage supérieur à 1 soient déterminées sur la base des durées de fonctionnement à fort écart de température. Ceci avait d'ailleurs été mis en œuvre par EDF pour le té de mélange du circuit RRA.

## Comptabilisation des durées de fonctionnement à fort écart de température

En 2008, EDF avait mis en place une comptabilisation, au jour le jour, des durées de fonctionnement à fort écart de température pour toutes les zones de mélange "sensibles à la fatigue thermique" et avait défini des seuils. Cependant, ce n'est qu'en 2013 qu'EDF

a précisé les actions à réaliser lorsque les seuils sont atteints. Pour une zone de mélange, si la durée de fonctionnement à fort écart de température est supérieure à celle attendue, EDF prévoit, soit d'anticiper les contrôles de la zone normalement programmés lors des visites décennales, soit de justifier le maintien en l'état par des calculs.

Pour l'IRSN, le dépassement d'un seuil de durée de fonctionnement à fort écart de température doit conduire EDF à réaliser un contrôle de la zone de mélange concernée sans attendre.

## En conclusion...

Après l'incident qui a affecté le circuit RRA du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux en 1998, l'IRSN a analysé le travail conséquent accompli par EDF pour apprécier les risques associés à la fatigue thermique pour les réacteurs du parc. Une meilleure connaissance des phénomènes thermohydrauliques locaux, grâce à de nombreux essais sur maquettes et à des modélisations numériques, a permis d'améliorer la méthode de recensement des zones de mélange "sensibles à la fatigue thermique".

Cependant, l'IRSN reste réservé sur une évaluation du risque d'endommagement des tronçons des zones de mélange fondée sur le seul calcul du facteur d'usage. Pour l'IRSN, il convient de privilégier des contrôles de ces tronçons en fonction des durées de fonctionnement à fort écart de température. L'IRSN a fait part de son analyse à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui précisera les modalités de suivi en service.

# MANAGEMENT DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION LORS DES ARRÊTS DE RÉACTEUR

Depuis quelques années, EDF a mis en œuvre plusieurs évolutions significatives concernant les organisations en charge de la préparation et du suivi des interventions de maintenance exécutées lors des arrêts programmés de réacteur. A la demande de l'ASN, l'IRSN a mené des entretiens et des observations approfondies des activités réalisées lors de trois arrêts de réacteur en 2012 afin d'évaluer l'efficacité des dispositions de management de la sûreté et de la radioprotection.

Selon l'IRSN, dans la perspective d'arrêts plus importants liés à une éventuelle prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs, la réduction des tensions dans le déroulement des arrêts de réacteur et l'équilibre de la charge des travaux de maintenance avec les ressources sont essentiels pour améliorer la maîtrise des risques. De plus, les multiples évolutions d'organisation décidées ont une incidence notable sur le travail des agents ce qui rend nécessaire que la stratégie globale de conduite du changement d'EDF prenne mieux en compte les connaissances des intervenants et les difficultés réelles qu'ils rencontrent sur le terrain.

## Comment est organisé un arrêt programmé de réacteur ?

Les arrêts de réacteur sont programmés pour renouveler une partie du combustible nucléaire et pour réaliser

des milliers d'interventions de maintenance préventive et curative des équipements. Leur exécution est assurée par plusieurs centaines d'agents d'EDF et d'entreprises sous-traitantes. La préparation, la planification, la réalisation ainsi que le retour d'expérience sont coordonnés par plusieurs dizaines d'agents EDF intégrés, pendant plusieurs mois, au sein d'une "équipe de projet d'arrêt". Pour diriger cette équipe de projet d'arrêt, plusieurs personnes formant une équipe de pilotage sont chargées de coordonner la préparation, la réalisation de l'arrêt et le retour d'expérience. **Un arrêt programmé comprend plusieurs phases**, comme indiqué sur la figure 4.9.

## Quels sont les risques lors des phases d'arrêt d'un réacteur ?

Le combustible nucléaire doit continuer à être refroidi lorsque le réacteur est à l'arrêt. Durant les phases d'arrêt, les interventions de maintenance se déroulent selon le planning établi par la cellule de planification du projet d'arrêt. Or, lors des interventions de maintenance, certains matériels contribuant à la sûreté peuvent être rendus temporairement indisponibles, ce qui nécessite éventuellement la mise en œuvre de mesures compensatoires. Ces différentes activités peuvent être source d'erreurs malgré les mesures de prévention et de fiabilisation des interventions. De telles erreurs peuvent défiabiliser les fonctions de sûreté et générer des "défauts latents", détectables lors des essais de requalification ou lors d'une sollicitation des équipements correspondants en phase d'exploitation ou seulement lors d'un arrêt suivant.

Près de la moitié des événements significatifs pour la sûreté sont déclarés lors des phases d'arrêt des réacteurs. Par ailleurs, les interventions de maintenance réalisées au cours de ces phases d'arrêt peuvent conduire à une exposition significative des interve-

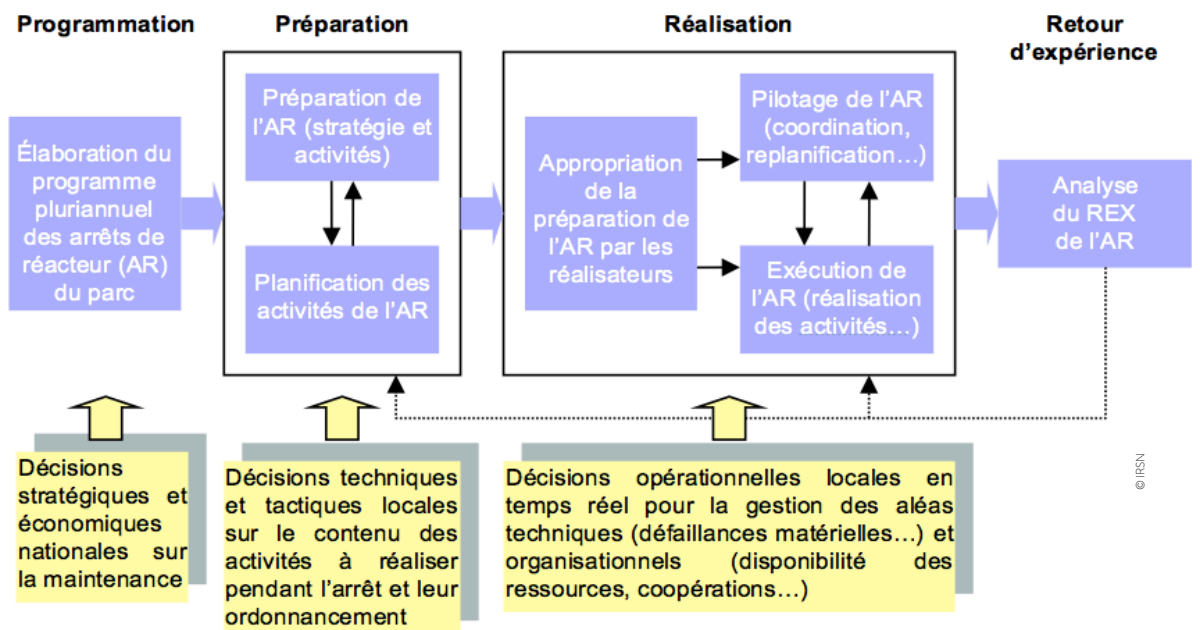


Fig. 4.9 / Les différentes phases d'un arrêt de réacteur (AR) et les niveaux de décision.

nants aux rayonnements ionisants (environ 80 % de la dose collective reçue annuellement). La maîtrise des risques dépend de décisions opérationnelles prises en temps réel, mais aussi de décisions prises en amont sur les conditions d'organisation des interventions de maintenance (figure 4.9).

### Un changement d'organisation sous contraintes

Depuis plusieurs années, EDF met progressivement en place une nouvelle organisation pour assurer un meilleur pilotage des arrêts de réacteur. Une évolution notable consiste à augmenter la plage horaire de disponibilité de l'équipe de pilotage du projet d'arrêt par un roulement journalier assuré par deux équipes successives. La relève est effectuée par des agents en provenance des autres équipes de projet d'arrêt qui doivent alors suspendre leur activité de préparation des arrêts prévus sur les autres réacteurs du site, ce qui a pour effet de confier la responsabilité du pilotage à des agents qui n'ont pas préparé l'arrêt en cours et ne maîtrisent donc pas tous les aspects des décisions prises au cours de la préparation.

Cette nouvelle organisation a fait l'objet d'un examen spécifique de l'IRSN en 2012 en raison, d'une part des risques particuliers importants présentés par les phases d'arrêt d'un réacteur, d'autre part des risques induits par le changement d'organisation. En effet, les changements organisationnels déstabilisent temporairement une organisation en place, ce qui peut la rendre plus vulnérable : de tels changements ont d'ailleurs contribué à la survenue d'accidents industriels comme la désintégration de la navette spatiale Columbia lors de son vol de retour sur Terre en 2003.

De fait, après la réunion du groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires dédiée au management de la sûreté dans un contexte de compétitivité du 24 avril 2008, EDF a développé une démarche nationale de conception et de conduite du changement comprenant une analyse des risques organisationnels, qui a été déclinée localement sur les sites. L'IRSN a constaté en 2012 que cette démarche a favorisé l'appropriation du nouveau référentiel d'organisation du pilotage des arrêts par les agents des Centres Nucléaires de Production d'Électricité (CNPE). A cet égard, les services centraux d'EDF se sont dotés de nouvelles capacités d'accompagnement du changement en termes de conseil et de partage de bonnes pratiques, ce qui constitue une évolution positive à pérenniser. Cependant, compte-tenu de l'ensemble des contraintes pesant sur les CNPE, ces derniers n'ont pas pu déployer tous les éléments du nouveau référentiel d'organisation du pilotage des arrêts et sont restés dans une logique prudente et pragmatique : la conséquence est que la nécessaire adaptation aux contraintes locales entretient une variabilité importante des modes d'organisation des arrêts qu'EDF devra maîtriser afin de stabiliser l'exercice des rôles et des responsabilités.

### La préparation des arrêts de réacteur : une phase dont les ressources doivent être protégées

La planification sur dix ans des travaux de maintenance préventive, effectuée par les services centraux d'EDF en relation avec les CNPE, vise à assurer un équilibre entre la charge de travail et les ressources disponibles. Pour chaque arrêt, le programme des interventions de maintenance est ensuite figé par l'équipe de projet d'arrêt en accord avec les services centraux, plusieurs mois avant le début de l'arrêt, afin que les milliers d'interventions à réaliser puissent être préparées et planifiées dans de bonnes conditions.

Une équipe de projet d'arrêt rassemble des représentants des différents services "métiers" du CNPE (exploitation, maintenance, sûreté, radioprotection) qui expriment les exigences liées à leur métier, fonction ou réglementaires. Des réunions de travail permettent de tenir compte des différentes exigences et un suivi périodique de l'avancement de la préparation est assuré au sein de l'équipe de projet d'arrêt. Une partie du retour d'expérience des interventions antérieures est intégrée à ce stade (figure 4.9).

Pour l'IRSN, l'ensemble de ces dispositions est de nature à permettre de mieux assurer le respect des exigences de sûreté et de radioprotection. Cependant, l'IRSN a pu constater, lors des observations et des entretiens qu'il a menés en 2012 sur trois arrêts de réacteur, que les conditions de préparation des arrêts peuvent être dégradées. Ces dégradations résultent de l'alourdissement des programmes des travaux de maintenance préventive (dû au vieillissement des équipements et au renforcement des exigences associées...), des effets sur les ressources des retards accumulés lors des campagnes d'arrêts des années précédentes, mais aussi de la disponibilité demandée aux services "métiers" qui doivent répondre par ailleurs aux activités d'exploitation des autres réacteurs du CNPE.

### Le pilotage des arrêts : anticipation, coordination, centralisation et réactivité face aux aléas

EDF a organisé le pilotage des arrêts en mode projet pour favoriser la coopération entre les différents métiers, notamment pour gérer les aléas organisationnels (par exemple, l'indisponibilité d'intervenants compétents ou l'indisponibilité de pièces de rechange) et matériels (par exemple, une vanne qui ne peut plus être inspectée car elle est bloquée) qui surviennent au cours des interventions de maintenance.

Les observations que l'IRSN a faites sur le terrain ont montré que les pilotes du projet d'arrêt étaient fortement mobilisés par la résolution des aléas en temps réel, parfois au détriment de l'anticipation des activités à réaliser dans les jours qui suivent. Elles ont également mis en évidence que l'intégration de représentants des services "métiers" et de personnes

disposant de compétences reconnues en sûreté et en radioprotection au sein de l'équipe de pilotage d'un arrêt améliore la prise en compte des exigences relevant de ces domaines lors des arbitrages à réaliser au cours de l'arrêt.

Cependant, dans certaines situations spécifiques, l'exercice des responsabilités ou le statut des personnes portant ces compétences peut conduire à des confrontations inadaptées (**inversion de la charge de la preuve**), pouvant créer des risques qui méritent d'être analysés et maîtrisés. De même, EDF doit améliorer la prise en compte des exigences de radioprotection lors de la modification de scénarios d'intervention.

et les équipes d'intervention, la coordination pourrait être améliorée, d'une part entre l'équipe de pilotage et les intervenants sur le terrain, d'autre part entre les différents "métiers". Par ailleurs, des difficultés ont été constatées en matière de surveillance des prestataires, malgré les actions qu'EDF a engagées depuis plus de dix ans. La maîtrise par EDF des activités sous-traitées est en cours d'évaluation par l'IRSN en 2014.

### L'inversion de la charge de la preuve

Il s'agit d'un phénomène qui a été mis en évidence lors des débats préalables à des prises de décision critique précédant des accidents des navettes spatiales de la NASA. Cette dérive consiste à exiger en cas de doute, lors des débats, des preuves que la situation n'est pas sûre. A contrario, une démonstration de sûreté correcte suppose que l'exploitant apporte les éléments de justification prouvant que des dispositions assurent la sûreté. En d'autres termes, le doute doit bénéficier à la sûreté.

### L'exécution des interventions lors d'un arrêt de réacteur

Les interventions de maintenance d'un arrêt de réacteur sont exécutées par plusieurs centaines d'intervenants. En dépit de l'élaboration du planning d'arrêt destiné à organiser les actions des différents acteurs et malgré la mise en place de relais entre l'équipe de pilotage

### Une organisation et des hommes face à de multiples changements et évolutions

L'évolution de l'organisation des arrêts de réacteur n'est pas la seule évolution mise en œuvre par EDF en vue d'améliorer ses performances industrielles. D'autres changements d'organisation ou de méthodes de travail ont été entrepris et ont une incidence sur le travail des agents EDF lors des arrêts des réacteurs (figure 4.10). Si, lors de ses entretiens, l'IRSN a pu constater que les cumuls de changements ont été étalés dans le temps par les services centraux et les responsables de CNPE, les équipes de terrain font face à des conditions de travail qui restent tendues. En effet, les effets conjoints de certaines interactions entre changements sur l'organisation du travail ou sur le périmètre de travail de certains acteurs n'ont pas été totalement anticipés.

Enfin, le contexte d'exploitation et de maintenance des réacteurs est aussi sensiblement en évolution : il doit tenir compte des évolutions réglementaires et du vieillissement des installations dans un contexte peu

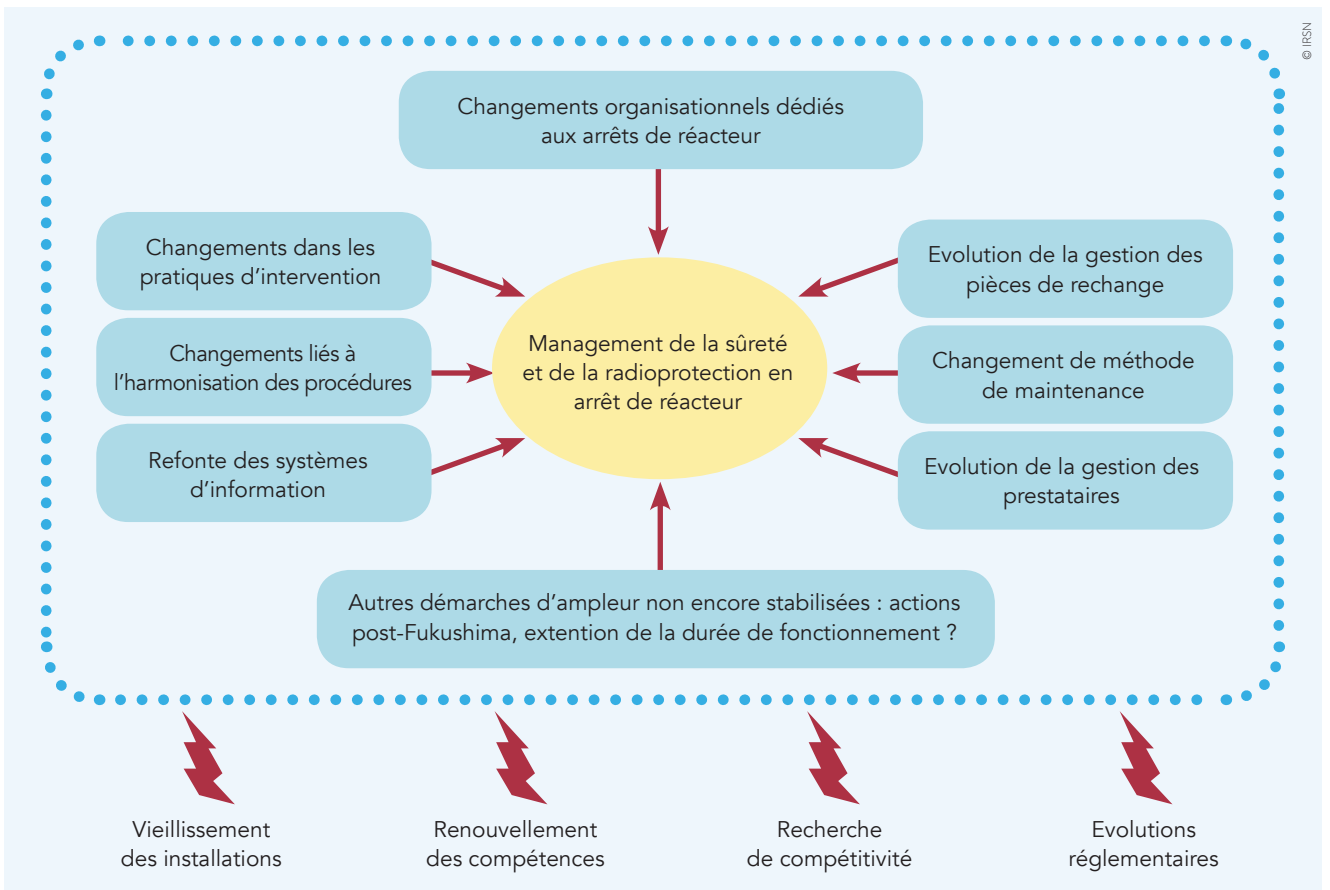


Fig. 4.10 / Le management de la sûreté et de la radioprotection en arrêt de réacteur à la croisée des changements.

favorable compte tenu du renouvellement du personnel, tout en recherchant la compétitivité. En particulier, du fait de la conjonction d'un nombre élevé de départs en retraite, de retards pris dans les recrutements et des délais nécessaires à la professionnalisation des personnels, il existe à ce jour un déficit de compétences tant individuelles que collectives. A cet égard, l'IRSN a noté qu'EDF met en place un projet dénommé "Génération 2020", notamment pour faire face à ces difficultés. Par ailleurs, les multiples changements et évolutions organisationnels décidés ont une incidence sur le travail des agents ce qui rend nécessaire que la stratégie globale de conduite du changement d'EDF prenne mieux en compte les compétences des acteurs et les difficultés réelles qu'ils rencontrent sur le terrain.

### En conclusion...

Les arrêts de réacteur de 2012 et de 2013 ont été plus longs que prévu, induisant des désorganisations susceptibles d'affecter la sûreté et la radioprotection. Dans la perspective retenue par EDF d'une prolongation de la durée d'exploitation des centrales au-delà de 40 ans, qui entraînerait certainement une augmentation des volumes des travaux de maintenance, l'IRSN considère qu'EDF doit retrouver un équilibre entre la charge de travail et les ressources compétentes dont il peut disposer, avec des marges suffisantes. EDF a établi un plan d'actions en vue d'obtenir de premières améliorations dès les arrêts de réacteur de 2014 ; d'autres dispositions seront déployées dans les années ultérieures.

Pour approfondir, consulter les éléments du dossier sur le management de la sûreté et de la radioprotection en arrêt de tranche en [» cliquant ici](#).

(\*) [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_gp/gp-reacteurs/Pages/Synthese-Rapport-IRSN-Management-Surete-Radioprotection-Arret-Tranche.aspx](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Synthese-Rapport-IRSN-Management-Surete-Radioprotection-Arret-Tranche.aspx)

## + CORROSION DU GAINAGE EN ZIRCALOY 4 DES ASSEMBLAGES COMBUSTIBLES

Les gaines des crayons des assemblages combustibles des réacteurs constituent la première "barrière" de confinement des produits de fission. Au cours de leur séjour dans le réacteur, ces gaines, au contact de l'eau du circuit primaire, se corrodent et se fragilisent. Pour les réacteurs utilisant des gaines en zircaloy 4, qui sont particulièrement sensibles à ces phénomènes, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF restreigne leurs conditions d'exploitation ou modifie les matériaux de gainage des crayons.

### La corrosion des gaines des crayons des assemblages combustibles

Les gaines des crayons des assemblages combustibles des réacteurs constituent la première "barrière" de confinement des produits de fission. Durant leur séjour dans le réacteur, qui dure de l'ordre de quatre à cinq ans, les gaines des crayons se corrodent au contact de l'eau du circuit primaire. Cette corrosion des gaines correspond à :

- › la formation d'une couche d'oxyde de zirconium (zircone) sur la surface des gaines suivant la réaction d'oxydation :  $Zr + 2H_2O \rightarrow ZrO_2 + 2H_2$  ; à partir d'une certaine épaisseur d'oxyde formée, un décollement localisé, appelé **desquamation**, peut survenir (figure 4.11) ;

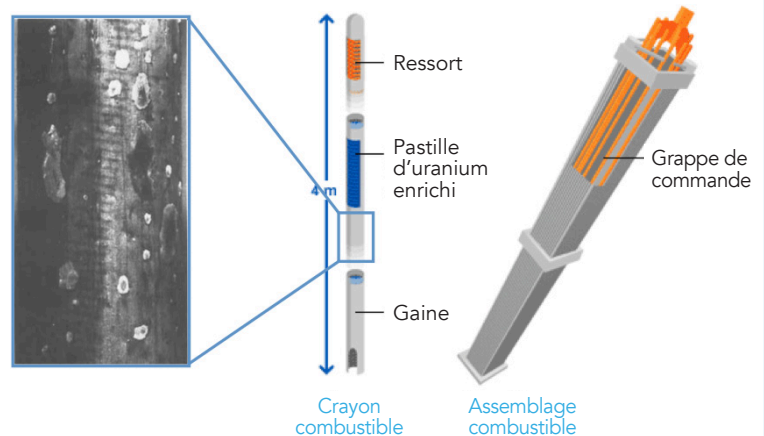


Fig. 4.11 / Zones desquamées d'une gaine d'un crayon combustible.

- › l'absorption dans les gaines d'une partie de l'hydrogène libéré lors de la réaction d'oxydation ; l'hydrogène présent dans les gaines migre vers les zones desquamées et précipite sous forme d'accumulations d'hydrures qui fragilisent localement les gaines.

Les gaines des crayons des assemblages combustibles ont depuis de nombreuses années été fabriquées en zircaloy 4, un alliage métallique à base de zirconium contenant de l'étain et d'autres éléments d'addition. Cet alliage est très sensible au phénomène de corrosion. Au fil du temps, EDF a augmenté la durée de séjour des assemblages combustibles dans les réacteurs, ce qui a conduit à une augmentation de l'épaisseur de la couche de zircone des gaines des crayons et a donc accru le risque de desquamation de ces gaines. C'est pourquoi EDF a introduit, depuis plusieurs années, de nouveaux alliages résistant davantage à la corrosion. Toutefois, des crayons avec des gaines en zircaloy 4 restent présents dans des réacteurs du parc en exploitation (plus de 80 % du parc français). De ce fait, les effets d'une desquamation doivent être traités dans les études de sûreté, notamment pour le cas de l'accident d'éjection d'une grappe de commande.

### L'accident d'éjection d'une grappe de commande

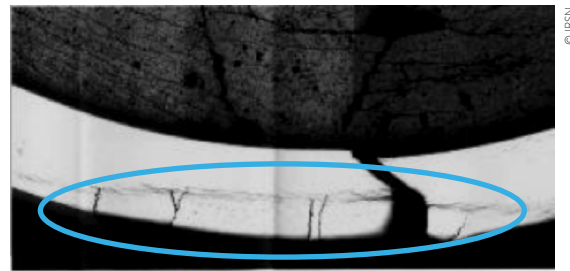
Par leur insertion partielle ou totale dans le cœur, les grappes de commande permettent de piloter le réacteur et d'arrêter rapidement la réaction nucléaire. Un accident d'éjection de grappe peut survenir sous l'effet de la différence de pression entre le circuit primaire (155 fois la pression atmosphérique, en fonctionnement normal) et l'atmosphère à l'intérieur de l'enceinte de confinement du réacteur (à la pression atmosphérique). Cette éjection conduit à un emballement localisé, temporaire et rapide de la réaction nucléaire ; la température des assemblages combustibles proches de la grappe éjectée augmente et la dilatation thermique des pastilles contenues dans les gaines conduit à des contraintes importantes sur celles-ci. L'étude de sûreté vise à démontrer l'absence de rupture de gaine des crayons dans cette situation.

### Enseignements tirés du programme expérimental mené dans le réacteur CABRI

Le programme expérimental mené dans les années 1990 jusqu'en 2003 par l'IRSN avec plusieurs partenaires dans le réacteur CABRI du CEA, a permis d'étudier le comportement de crayons de combustible en cas d'accident d'éjection de grappe : plusieurs alliages ont été testés, dont le zircaloy 4.

Les essais réalisés ont notamment montré que la fragilisation due à la desquamation pouvait entraîner une rupture prématurée des gaines desquamées lors d'un tel accident (figure 4.12) en comparaison à des gaines ne présentant pas de desquamation. Toutefois, le ni-

veau de fragilisation induit par une desquamation ne peut pas être estimé et le risque de rupture de gaine ne peut donc pas être évalué.



**Fig. 4.12** / Rupture de gaine observée lors d'un essai en réacteur expérimental au niveau d'une accumulation d'hydrures.

De ce fait, l'IRSN a considéré qu'EDF devait se prémunir du risque de desquamation. C'est pourquoi, en 1999, l'Autorité de sûreté nucléaire a demandé à EDF de s'assurer qu'en réacteur, les gaines des crayons de combustible ne présentent pas de desquamation.

### Desquamation du zircaloy 4 sur les réacteurs français

Dans les années 2000, EDF a envisagé le remplacement des assemblages combustibles à gainage en zircaloy 4 par des assemblages combustibles à gainage en alliage M5 (alliage développé par Areva). C'est pourquoi, EDF n'a pas effectué d'inspections poussées de l'état des gaines des crayons de combustible en zircaloy 4. Cependant, des problèmes de fabrication (cf. » page 44 du rapport public REP 2008) ont reporté l'utilisation de l'alliage M5 comme matériau de gainage des crayons de combustible.

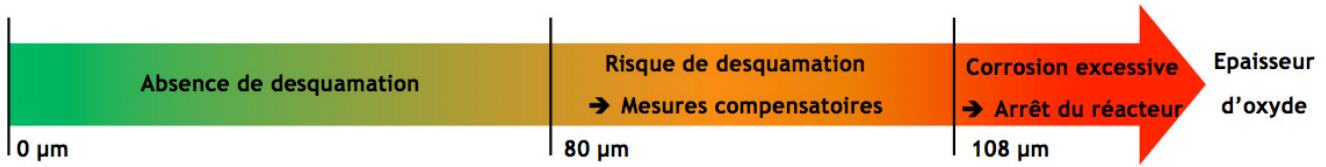
Parallèlement, de nombreux échanges techniques ont eu lieu entre EDF et l'IRSN concernant l'épaisseur de zircone à partir de laquelle la desquamation des crayons de combustible est susceptible de se produire dans un réacteur.

Sur la base d'examen de crayons de combustible à gainage en zircaloy 4 irradiés dans les réacteurs, EDF est arrivé à la conclusion en 2013 que, dans certains cas, des indices de desquamation de gaines peuvent être observés à partir d'épaisseurs de zircone supérieures à 80 µm.

Aussi, il est apparu qu'un certain nombre de crayons de combustible présents dans les réacteurs EDF pourraient présenter une desquamation de gaine.

(\*) [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2008.aspx](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2008.aspx)





**Fig. 4.13** / Risque de desquamation des crayons de combustible en fonction de l'épaisseur d'oxyde.

## Conclusion

L'IRSN a considéré que des restrictions d'exploitation des réacteurs concernés devaient être mises en œuvre afin de :

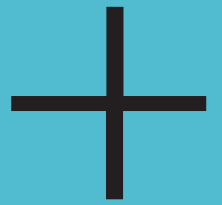
- › limiter les épaisseurs de zircane des gaines en zircaloy 4 (par exemple, par une réduction du temps de séjour des crayons de combustible dans les réacteurs) ;
- › réduire les conséquences d'un accident d'éjection de grappe en privilégiant un fonctionnement des réacteurs concernés avec les grappes de commande maintenues dans leur position la plus haute possible dans le cœur ; en effet, la température atteinte dans le combustible en cas d'accident d'éjection de grappe augmente avec la profondeur d'insertion dans le cœur de la grappe supposée éjectée.

À la demande de l'ASN, EDF a mis en œuvre des mesures compensatoires pour les réacteurs utilisant du combustible à gainage en zircaloy 4. Ces dispositions sont appliquées depuis le mois de juillet 2014. (Pour en savoir plus sur l'avis de l'IRSN, » [cliquer ici](#)\*).

De plus, EDF prévoit de remplacer aussi rapidement que possible les assemblages combustibles à gainage en zircaloy 4 par des assemblages combustibles utilisant des alliages moins sensibles à la corrosion. La durée de séjour en réacteur des assemblages combustibles étant de l'ordre de quatre ans à cinq ans, leur remplacement par des assemblages combustibles utilisant de nouveaux alliages pour le gainage des crayons de combustible devrait être achevé à l'horizon 2020 pour l'ensemble du parc d'EDF.

(\*) <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2014-00032-EDF-1300MWe-Corrosion-Zircaloy-4.aspx>





# GLOSSAIRE



# + GLOSSAIRE



## AAR

Arrêt automatique du réacteur

## APRP

Accident de perte de réfrigérant primaire

## ARE

Circuit d'alimentation en eau normal des générateurs de vapeur

## ASG

Circuit d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur

## Bâche PTR

Réservoir d'alimentation en eau borée du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible

## BAN

Bâtiment des auxiliaires nucléaires

## BAS

Bâtiment des auxiliaires de sauvegarde

## BK

Bâtiment du combustible

## BL

Bâtiment des locaux électriques

## Bq (Becquerel)

Unité de radioactivité, 1 Bq = 1 désintégration par seconde. Cette unité est très petite et la mesure s'exprime souvent en utilisant un multiple du Bq, le mégabecquerel (MBq) = 10<sup>6</sup> Bq = 1 million de Bq. Le Bq a remplacé le curie (Ci) qui représentait l'activité de 1 gramme de radium ; 1 Ci = 3,7 10<sup>10</sup> désintégrations par seconde, soit 37 milliards de Bq (ou 37 milliards de désintégrations par seconde)

## BR

Bâtiment du réacteur

## CNPE

Centre nucléaire de production d'électricité, appelé également "site", comprenant plusieurs réacteurs (2 comme par exemple à Fessenheim ou à Penly, 4 comme par exemple à Bugey ou à Dampierre, 6 comme à Gravelines)

## Cycle du combustible

Un cycle est la période de fonctionnement du réacteur comprise entre deux arrêts pour rechargement partiel de combustible. Un cycle

dure de 12 à 18 mois selon les réacteurs et leur type de gestion du combustible

### DeD

Débit d'équivalent de dose, couramment appelé "débit de dose", exprimé en mSv/h

### EAS

Circuit d'aspersion dans l'enceinte de confinement ; ce circuit de sauvegarde est sollicité en situation accidentelle

### Echelle INES

#### (International Nuclear Event Scale)

Elle s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires et définit 7 niveaux de gravité en fonction des conséquences de ces événements

### Effluent

Tout fluide liquide ou gazeux provenant de l'installation, susceptible d'être rejeté dans le milieu récepteur directement ou indirectement

### EP

Essai périodique

### EPR

European pressurized water reactor (réacteur de 1650 MWe ; un tel réacteur est actuellement en construction à Flamanville)

### ESE

Événement significatif pour l'environnement

### ESR

Événement significatif pour la radioprotection, c'est-à-dire susceptible de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants

### ESS

Événement significatif pour la sûreté, c'est-à-dire pouvant conduire à des conséquences notables pour la sûreté des installations

### EST

Événement significatif concernant les transports de substances radioactives

### GV

Générateur de vapeur

### Gy (Gray)

Unité exprimant la quantité de rayonnements absorbée par le corps humain en termes d'énergie déposée par les particules ou le rayonnement dans la matière, 1 Gy = 1 joule par kilogramme de matière irradiée. C'est l'unité de dose absorbée. Le Gy a remplacé le rad ; 1 Gy = 100 rads

### Lignage d'un circuit

Mise en configuration d'un circuit pour le rendre disponible pour son exploitation, par manœuvre de robinets et mise hors ou sous tension d'équipements électriques, par exemple

### Maintenance

Ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un matériel dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé

### Maintenance curative ou corrective

Ensemble des opérations effectuées dans le but de retrouver les capacités de matériels défectueux

### Maintenance préventive

Ensemble des opérations exercées sur des matériels disponibles pour éviter leur défaillance ultérieure ou réduire la probabilité d'occurrence d'une telle défaillance ; ces opérations, prévues à l'avance, sont intégrées dans des programmes de maintenance

### MWe

Le mégawatt électrique est l'unité utilisée pour exprimer la puissance fournie au réseau électrique par une centrale nucléaire

### Palier 1300

Regroupe 20 réacteurs de 1300 MWe mis en service entre 1984 et 1993 (8 "du train P4" : 4 à Paluel, 2 à Saint Alban et 2 à Flamanville ; 12 "du train P'4" : 2 à Belleville-sur-Loire, 4 à Cattenom, 2 à Golfech, 2 à Nogent-sur-Seine et 2 à Penly)

### Palier CP0

Regroupe 6 réacteurs de 900 MWe mis en service entre 1977 et 1979 (2 à Fessenheim et 4 à Bugey)



### Palier CPY

Regroupe 28 réacteurs de 900 MWe mis en service entre 1980 et 1987 (4 à Tricastin, 6 à Gravelines, 4 à Dampierre-en-Burly, 4 au Blayais, 4 à Chinon, 4 à Cruas-Meysse et 2 à Saint-Laurent-des-Eaux)

### Palier N4

Regroupe 4 réacteurs de 1450 MWe mis en service entre 2000 et 2002 (2 à Chooz et 2 à Civaux)

### PTR

Circuit de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines

### R&D

Recherche et développement

### RCP

Circuit primaire du réacteur

### RCV

Circuit de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

### REP

Réacteur à eau sous pression

### Repli d'un réacteur

Opération de conduite qui consiste à amener le réacteur dans un état plus sûr que l'état initial (dans lequel une anomalie a été découverte, par exemple)

### REX

Retour d'expérience effectué sur un sujet donné pendant une période déterminée

### RGE

Règles générales d'exploitation

### RIS

Circuit d'injection de sécurité ; ce circuit de sauvegarde est sollicité en situation accidentelle de perte de réfrigérant primaire

### Robinets dits "TOR" ou "Tout ou rien"

Robinets qui sont, soit en position ouverte, soit en position fermée (fonction d'isolement)

### Robinets « réglants »

Robinets dont l'ouverture est variable (régulation du débit qui les traverse)

### RRA

Circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt

### RRI

Circuit de refroidissement intermédiaire de l'îlot nucléaire

### RGE

Règles générales d'exploitation

### SdC

Salle de commande

### SEC

Circuit d'eau brute secouru

### Taux de combustion des assemblages combustibles

Le taux de combustion est l'énergie libérée par la combustion d'une unité de masse d'un combustible nucléaire

### RGE

Règles générales d'exploitation

### STE

Spécifications techniques d'exploitation

### Sv (Sievert)

Unité qui permet d'estimer les effets biologiques produits par les rayonnements sur un organisme exposé (selon sa nature et les organes exposés). Cette unité étant très grande, il est courant d'utiliser un sous-multiple du Sv, le millisievert (mSv) =  $10^{-3}$  Sv ou 1 millième de Sv. De même, le débit d'équivalent de dose s'exprime en millisievert par heure (mSv/h).

Le Sv a remplacé le rem ; 1 Sv = 100 rems



**Turbine BP**

Corps à basse pression de la turbine

**Turbine HP**

Corps à haute pression de la turbine

**VDn**

N<sup>ième</sup> visite décennale à laquelle est associé un réexamen de la sûreté du réacteur

**ZC**

Zone contrôlée (en radioprotection)

**ZO**

Zone orange (en radioprotection) d'accès réglementé, dans laquelle le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 2 mSv/h

**ZR**

Zone rouge (en radioprotection) d'accès interdit, dans laquelle le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 100 mSv/h



Pour tout renseignement :  
**IRSN**  
**Pôle Sûreté des Installations et Systèmes Nucléaires**  
**BP 17 – 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex**

**Téléphone** : 01.58.35.78.44  
**Télécopie** : 01.58.35.79.73  
**Mail** : irsn\_rapports2014@irsn.fr

Le présent rapport est disponible sur internet à l'adresse suivante :  
**[www.irsn.fr/parc-2013](http://www.irsn.fr/parc-2013)**

N° de rapport : IRSN/DG/2014-00001

Tous droits réservés IRSN  
Novembre 2014

Conception graphique : Avantmidi  
Impression : Cloître



