



**IRSN**

INSTITUT  
DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

# LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2008

RAPPORT DSR N° 316

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION ET SYNTHÈSE .....</b>	<b>2</b>
<b>EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ DU PARC EN EXPLOITATION .....</b>	<b>4</b>
LES TENDANCES DE 2008 SOULIGNÉES PAR L'IRSN .....	5
<b>ÉVÉNEMENTS ET INCIDENTS .....</b>	<b>13</b>
DÉLICATE OPÉRATION DE DÉCHARGEMENT DE COMBUSTIBLE À LA CENTRALE DU TRICASTIN .....	14
INDISPONIBILITÉ PARTIELLE D'UNE FONCTION DE SAUVEGARDE .....	18
LES ÉVÉNEMENTS CONCERNANT LA RADIOPROTECTION .....	21
ENVASEMENT DU RU D'EAU ARRIÈRE DE LA STATION DE POMPAGE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM ..	25
<b>ANOMALIES GÉNÉRIQUES CONCERNANT LE PARC.....</b>	<b>29</b>
FISSURATION PAR FATIGUE DES TUBES DE GÉNÉRATEURS DE VAPEUR.....	30
CORROSION DES MATÉRIELS SITUÉS EN BORD DE MER ; LES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS ..	36
LES RISQUES LIÉS À L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE .....	40
INTRODUCTION D'UN NOUVEAU MATÉRIAU DE GAINAGE DU COMBUSTIBLE.....	44
TEMPÉRATURE AMBIANTE ÉLEVÉE POUR LES POMPES D'INJECTION DE SÛRETÉ.....	48
DÉGRADATIONS DES SUPPORTS DE CERTAINES CANALISATIONS IMPORTANTES POUR LA SÛRETÉ.....	51
<b>LES ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....</b>	<b>54</b>
L'INCIDENCE DES PÉRIODES DE CANICULE SUR LA SÛRETÉ DES CENTRALES.....	55
LA POLITIQUE DE MAINTENANCE D'EDF .....	58
LE MANAGEMENT DE LA SÛRETÉ DANS UN CONTEXTE DE COMPÉTITIVITÉ.....	61
MODIFICATIONS DES LOGICIELS DU SYSTÈME DE PROTECTION DU RÉACTEUR.....	65
<b>DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS .....</b>	<b>69</b>
<b>CRÉDIT PHOTO .....</b>	<b>70</b>

Les mots écrits en [bleu et soulignés](#) renvoient à des liens. Ces liens sont actifs sur [www.irsn.fr](http://www.irsn.fr).

Les liens qui renvoient au rapport annuel de l'IRSN « Le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2007 » sont activés par le terme « [rapport IRSN](#) » dans le texte.

# EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION



Le réacteur parfaitement sûr n'existe pas. Bien entendu, les principes de sûreté retenus pour sa conception et la qualité de sa réalisation comptent pour beaucoup dans la sûreté d'un réacteur. Mais la manière de l'exploiter est tout aussi importante.

Il ne faut pas oublier que l'accident survenu en 1979 dans la centrale de Three Mile Island résulte d'un ensemble de défaillances et de défauts latents liés à l'exploitation, indépendants entre eux, dont le cumul a conduit à l'accident grave non prévu à la conception : la fusion du cœur du réacteur ([voir le rapport rédigé par l'IRSN à l'occasion du 30ème anniversaire de l'accident](#)). Évaluer la sûreté de l'exploitation des réacteurs du parc EDF repose sur des méthodes permettant l'analyse d'une multitude de données issues de l'exploitation, en particulier celles concernant des événements ou des incidents. L'IRSN a développé pour cela des outils et méthodes d'analyse ([voir le rapport 2007](#)) du retour d'expérience visant à apprécier annuellement, par réacteur mais aussi de manière globale pour le parc EDF, les tendances et éventuelles dérives dans la sûreté de l'exploitation, à travers les évolutions de certains indicateurs. Ce chapitre présente les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale de la sûreté du parc pour l'année 2008.

---

# Les tendances de 2008 soulignées par l'IRSN

---

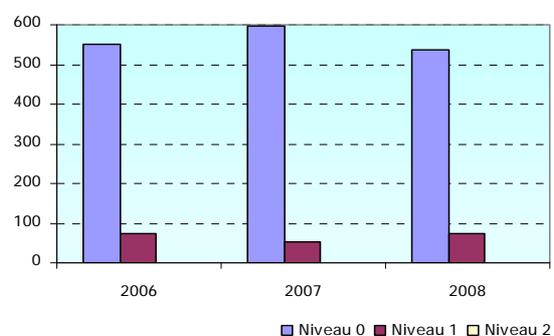
Malgré des disparités parfois importantes entre les centrales, les principales tendances signalées par l'IRSN en 2007 se confirment en 2008. Les difficultés et aléas d'exploitation persistent, voire s'intensifient. Plusieurs plans d'actions, ciblant les faiblesses constatées, ont été mis en œuvre par EDF, certains avec succès, comme le montre la réduction radicale du nombre des arrêts automatiques des réacteurs. D'autres restent sans effet, c'est en particulier le cas des défauts de qualité lors de la maintenance, jusqu'à présent correctement détectés, mais dont le nombre croissant porte les germes d'une dégradation de la sûreté des installations.

L'évaluation en continu de la sûreté de l'exploitation des tranches du parc EDF des réacteurs à eau sous pression est menée au sein de l'IRSN selon différentes approches, comme l'examen détaillé des événements déclarés par l'exploitant, la recherche de tendances pour certains matériels ou situations sensibles, l'analyse approfondie d'incidents. L'IRSN a mis en place un jeu d'indicateurs ([voir le rapport 2007](#)) permettant d'évaluer annuellement de manière globale les évolutions de différents facteurs contribuant à la sûreté des installations. Ces indicateurs permettent d'exercer une veille sur la sûreté globale du parc, de discerner des tendances et, le cas échéant, d'alerter si une dérive significative est constatée. Ces indicateurs ne permettent pas de déterminer et d'analyser les causes des évolutions. Ils peuvent par contre apporter un éclairage sur les domaines qui mériteraient un examen plus approfondi. Il s'agit essentiellement d'un outil d'analyse statistique complétant les diverses voies d'évaluation précédemment mises en œuvre (les analyses approfondies, l'utilisation des études probabilistes de sûreté pour apprécier la gravité des événements, les avis des ingénieurs de l'IRSN chargés du suivi des centrales...). Le présent chapitre présente les principales tendances perçues par l'IRSN en 2008.

## Un nombre d'événements significatifs pour la sûreté toujours élevé mais stable

Le nombre total d'événements significatifs (ESS) survenus sur les 58 réacteurs du parc EDF, est légèrement plus faible en 2008 qu'en 2007 : 628 ESS en 2008 pour 650 en 2007. Il faut néanmoins rester prudent quant à l'interprétation de cette inflexion qui fait suite à une augmentation continue de ces événements depuis plusieurs années. En effet, d'une part on observe une forte disparité entre les centrales, d'autre part le nombre d'événements significatifs pour la sûreté classés dans [l'échelle internationale INES](#) a augmenté pour revenir au niveau constaté avant 2007

(72 ESS de niveau 1 en 2008 contre 55 en 2007). Si aucun événement n'a été classé à un niveau supérieur à 1, la plupart des événements classés ont pour origine un défaut de culture de sûreté.



*Évolution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté entre 2006 et 2008*

En général, les tendances soulignées par l'IRSN en 2007 se confirment en 2008, bien qu'EDF se soit fortement mobilisé pour améliorer la rigueur d'exploitation dans les centrales par le déploiement de plusieurs plans d'actions dont un Plan de rigueur d'exploitation décliné sur chaque site. Certains de ces plans commencent à produire des effets positifs sur la sûreté de l'exploitation des centrales, d'autres ne produisent pas ou peu de progrès dans les domaines visés. L'accroissement des aléas et difficultés d'exploitation, tendance que l'IRSN avait relevée en 2007, reste d'actualité en 2008. Plusieurs facteurs y concourent, parmi lesquelles une évolution des "référentiels", rendant l'exploitation plus complexe, mais aussi la recherche de productivité imposées aux centrales. Ils se traduisent notamment par de fortes tensions lors des arrêts des tranches pour maintenance. En 2008, comme les années précédentes, la grande majorité des événements (environ 80 %) a pour origine une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. On trouve par exemple dans cette catégorie les défauts de lignage, les non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation, les défauts de qualité lors des interventions de maintenance.

La sûreté de l'exploitation d'une centrale nucléaire repose sur une multitude d'activités : conduite du procédé, maintenance et modifications des installations, rédaction de documents opératoires, etc. Ces activités sont planifiées, préparées, réalisées, contrôlées, encadrées par des hommes et des femmes, agissant collectivement au sein d'organisations spécifiques. L'évaluation de la sûreté sous l'angle des Facteurs Organisationnels Humains (FOH) consiste à examiner si les moyens techniques, organisationnels et documentaires mis à la disposition de ces hommes et de ces femmes leur permettent de contribuer efficacement à la prévention des risques et à la récupération des défaillances quelles que soient leurs origines.

L'exploitant est tenu de déclarer l'apparition de tout écart qui répond à l'un des critères établis par l'Autorité de sûreté nucléaire par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant sa découverte. Il doit ensuite fournir sous deux mois son analyse de l'événement dans un compte-rendu d'événement significatif (CRES).	
<u>Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la sûreté (ESS)</u>	
ESS 1	arrêt automatique du réacteur
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 de 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 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.

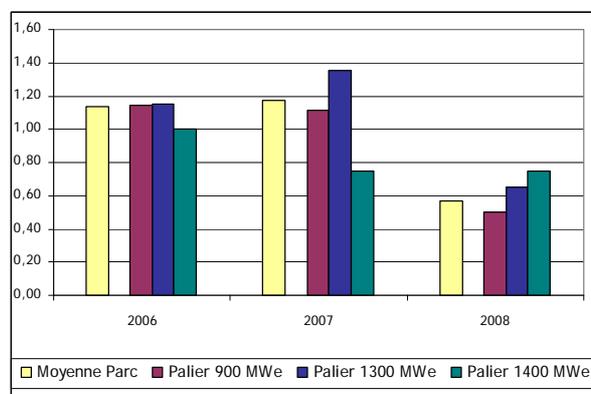
### Des disparités entre centrales

L'IRSN observe des disparités, parfois importantes dans certains domaines, entre les centrales. Il y a dans le parc un nombre très limité de centrales qui présentent des faiblesses dans un grand nombre de domaines observés. Malgré des efforts importants, ces centrales ne connaissent qu'une dynamique lente de progression car les efforts doivent être portés simultanément sur l'ensemble des domaines.

### Une forte baisse du nombre d'Arrêts automatiques du réacteur (AAR)

Le nombre d'AAR a fortement baissé en 2008. La moyenne du parc a été divisée par deux pour atteindre 0,57 AAR/réacteur/an. Cette valeur est la plus basse depuis le démarrage du parc électronucléaire. Mais cette moyenne cache des disparités importantes entre les centrales. Ainsi, un nombre important de réacteurs n'a pas connu d'AAR en 2008 alors que deux centrales comptabilisent à elles seules près de 40 % des AAR, dont l'origine relève à parts égales de causes humaines et de défaillances techniques. Ces centrales comptabilisaient déjà un nombre élevé d'AAR en 2007.

Pour la majorité des réacteurs, on note donc une baisse du nombre des AAR plus ou moins marquée. Elle résulte des efforts fournis par les exploitants sur site à la suite de la mise en place, depuis quelques années, d'un projet national. Ce projet comporte un volet qui vise à fiabiliser les interventions des « acteurs de terrain » et un second volet purement technique. Ce dernier volet consiste à identifier les matériels ou composants dont la défaillance (par dérèglement, vieillissement ou autre type de dégradation) peut entraîner un AAR, en vue de les fiabiliser, par exemple en renforçant leur maintenance, voire en les modifiant ou en les remplaçant. La baisse constatée s'explique à la fois par une baisse des causes techniques et des causes humaines des AAR.



*Évolution du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs entre 2006 et 2008 par tranche pour les différents paliers*

Dans la plupart des cas, le système de protection a été sollicité pour des situations où des variations réelles des paramètres physiques le nécessitaient. Les écarts à l'origine de ces situations peuvent avoir des causes humaines (44 %) et des causes techniques (56 %). Néanmoins, en 2008, dans 20 % des situations, l'AAR a été sollicité par un signal intempestif. Il existe donc encore une marge de progrès à exploiter par EDF.

Pour l'ensemble des AAR survenus en 2008, l'IRSN constate que les séquences d'arrêt automatique se sont déroulées correctement, ce qui montre la bonne fiabilité de cette protection.

### Les évènements significatifs pour la sûreté concernant la mise en configuration de circuits

#### Les lignages

L'activité de lignage d'un circuit d'un réacteur à eau sous pression a pour finalité de le rendre disponible pour son exploitation. Cette activité est réalisée, soit dans le cadre d'une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour un changement de configuration de circuit. La simplicité apparente de cette activité routinière est source d'erreurs du fait du nombre important de lignages à réaliser, en particulier lors des phases d'arrêt, mais aussi du fait que les acteurs qui réalisent les lignages ne mesurent pas toujours la difficulté de ces tâches qui demandent pourtant de la rigueur, que ce soit dans la préparation, dans

l'utilisation des documents supports ou dans le contrôle de l'action réalisée. Les conséquences des erreurs de lignage affectent la sûreté de l'installation lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités (voire à des dommages) dans des systèmes importants pour la sûreté.

En 2008, moins de 10% des ESS du parc ont résulté d'un défaut de lignage. Cette proportion varie en fait très peu depuis plusieurs années, et ce malgré les efforts importants des centrales qui ont mis en place des plans d'actions locaux pour la réduction du nombre d'évènements de ce type. Il convient toutefois de relativiser le nombre d'erreurs de lignage en le rapportant au nombre important des lignages réalisés chaque année (plusieurs milliers). L'activité des lignages des circuits nécessite une organisation robuste (préparation de l'activité, analyse de risque, qualité de l'intervention et contrôle de l'action) étant donné l'impact qu'une erreur pourrait avoir sur la sûreté de l'installation. L'évolution du nombre d'ESS relatifs aux lignages contribue à apprécier la capacité de l'organisation à conduire de manière rigoureuse l'installation et à détecter les éventuelles dérives.

#### Les condamnations administratives

Certains lignages importants pour la sûreté sont gérés par ce qu'on appelle des « condamnations administratives ». Ne pas les respecter présente des risques pour la sûreté. L'IRSN reste donc attentif à l'évolution du nombre de non-respect des condamnations administratives. En cas d'erreur ou d'oubli, certaines protections ou fonctions ne pourraient pas remplir leur mission. Afin d'éviter de modifier ces lignages de façon inappropriée, des systèmes de condamnation physique sont installés (cadenas, chaînes). Par ailleurs, ces condamnations sont gérées de manière administrative afin de pouvoir être sûr, à tout moment, de l'état du lignage concerné. Elles doivent constituer une ligne de défense forte pour se protéger des défauts de lignage sur certains circuits importants pour la sûreté.

Les « condamnations administratives » sont des systèmes de consignation physique (cadenas, chaînes) installés sur les matériels et gérées de manière formelle (registre centralisé). Ils permettent d'être sûr, à tout moment, de l'état du lignage concerné.

Des écarts constatés dans les condamnations administratives sont significatifs de défaillances dans l'organisation des activités, voire d'une perte de vigilance dans l'exploitation de la centrale. L'examen par le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires des évènements significatifs ayant affecté le parc électronucléaire d'EDF au cours de la période 2003-2005 a mis en exergue la part croissante des défaillances dans la gestion des condamnations administratives (environ une quinzaine par an). Cette hausse s'est poursuivie et en 2008, 24 ESS de ce type ont été recensés.

La majorité des écarts relevés en 2008 porte sur des levées partielles et temporaires de ces condamnations pour travaux ou manœuvres d'exploitation. Les exigences relatives aux phases de préparation et de contrôle, ainsi qu'à la traçabilité, ne sont pas toujours strictement respectées par les équipes d'EDF.

Au cours de l'année 2008, EDF a mené une revue technique sur ce sujet sur la base des dernières années d'exploitation. Cette revue a abouti à la décision de renforcer les exigences en matière de gestion des consignes administratives, avec notamment un renforcement des contrôles.

## Les non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation

### Les spécifications techniques d'exploitation

Les règles générales d'exploitation fixent un ensemble de règles relatives à l'exploitation du réacteur, dont le respect est nécessaire pour rester conforme à la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté (RDS).

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) font partie des règles générales d'exploitation (RGE). Elles ont pour rôle de définir :

- les limites du fonctionnement normal de l'installation,
- en fonction de l'état de tranche considéré, les fonctions de sûreté dont la disponibilité est nécessaire pour le contrôle, la protection et la sauvegarde des barrières interposées entre le combustible nucléaire et l'environnement, ainsi qu'au caractère opérationnel des procédures de conduite en cas d'incident ou d'accident,
- la conduite à tenir en cas de dépassement d'une limite du fonctionnement normal ou d'indisponibilité d'une fonction de sûreté requise.

L'IRSN définit une **non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation** comme le non respect, du fait de l'exploitant, d'une règle édictée par les spécifications techniques d'exploitation. A titre d'exemple, l'indisponibilité fortuite d'un matériel ne constitue pas une non-conformité si ce matériel est réparé dans les délais requis. Par contre, si cette indisponibilité a été provoquée par l'exploitant (par erreur ou omission) ou si la durée nécessaire pour corriger l'indisponibilité du matériel dépasse le délai alloué sans que le repli (cf. p 12) ne soit amorcé, alors il s'agit d'une non-conformité.

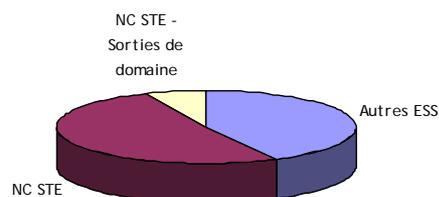
Après plusieurs années de forte hausse, l'année 2008 a connu une hausse plus modérée de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (NCSTE). Ce type d'évènements représente néanmoins près de 60 % des évènements significatifs pour la sûreté en 2008.

70 % des NCSTE ont pour origine une ou plusieurs actions inappropriées des opérateurs et 95 % d'entre elles résultent

d'une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. Les analyses réalisées sur l'année 2008 révèlent une tendance nouvelle, peu perceptible ou non détectée jusqu'à présent dans les comportements : parfois, sous la pression de la programmation des activités, d'aléas ou d'insuffisances des ressources humaines ou matérielles, les exploitants semblent rencontrer des difficultés pour intégrer de manière adéquate, dans leurs décisions, les exigences réglementaires et organisationnelles qui concernent leurs activités.

Les faiblesses constatées dans l'organisation rejoignent celles déjà notées en 2007 : des défaillances dans la préparation des opérations, des insuffisances dans les analyses de risques et les contrôles réalisés au cours ou à l'issue des opérations, des imperfections dans la communication opérationnelle.

Au vu des résultats des dernières années sur les NCSTE, EDF a identifié quelques spécifications techniques qui ont posé problème au cours de ces années et a mis en place un plan d'actions afin d'améliorer les résultats. Les effets de ce plan sur l'évolution du nombre total de NCSTE sont à ce stade peu visibles étant donné l'augmentation constatée pour d'autres NCSTE. C'est le cas des NCSTE où un matériel requis du point de vue de la sûreté est rendu indisponible par erreur ; ce type de NCSTE représente plus de la moitié de l'ensemble des NCSTE. Un autre type de NCSTE est en augmentation en 2008 ; il s'agit d'évènements où la conduite à tenir prescrite par les spécifications techniques d'exploitation à la suite d'une indisponibilité n'est pas respectée.



*Nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en 2008*

Par contre, l'IRSN constate des progrès sensibles pour ce qui concerne les sorties de domaines de fonctionnement autorisé, dont le nombre a diminué de 30 % par rapport à l'année 2007. Cette réduction porte en particulier sur les sorties du domaine autorisé pour les pressions et températures du circuit primaire (- 24 %) et sur les non-respects du gradient de prise de puissance nucléaire ou de la vitesse de chauffe ou de refroidissement du circuit primaire (- 60 %). Cette amélioration résulte des mesures mises en place dans les centrales au milieu de l'année 2007, après le constat d'une hausse du nombre de sorties de domaines en 2005 et 2006. Ces mesures consistent en une meilleure identification des transitoires et activités présentant un risque de sortie du domaine et en un renforcement de la surveillance par les équipes de conduite.

#### Les domaines d'exploitation

Le domaine de fonctionnement autorisé est divisé en plusieurs domaines d'exploitation. Chaque domaine d'exploitation regroupe des états du réacteur qui présentent des caractéristiques physiques voisines, ainsi que des modes d'exploitation similaires. La définition d'un domaine d'exploitation se traduit en pratique par des contraintes à respecter en termes de limites du fonctionnement normal du réacteur et de disponibilité des fonctions de sûreté.

Il est strictement interdit de sortir volontairement du domaine d'exploitation dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». En cas de sortie 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.

#### Les évènements liés aux interventions de maintenance

Le constat établi pour l'année 2007, qui montrait une augmentation du nombre d'évènements dont l'origine peut être associée aux interventions de maintenance est toujours d'actualité. Près de 97 % de ces évènements ont des causes organisationnelles ou sont liés à des actions inappropriées des intervenants. Parmi les causes organisationnelles identifiées par l'IRSN, il apparaît des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risques associées, ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions. L'IRSN note également des défaillances impliquant les supports documentaires, qui contiennent des erreurs ou dont l'ergonomie n'est pas adaptée. La part des évènements pour lesquels l'action des intervenants de la maintenance est mise en cause est en augmentation par rapport à 2007, et l'augmentation du nombre de défauts de qualité lors d'interventions de maintenance s'est poursuivie en 2008. Compte tenu des différents constats de non-qualité d'intervention faits les années précédentes, un plan d'actions a été mis en place par EDF, qui fait partie intégrante du projet « Performance humaine ». Ce projet vise à fiabiliser les interventions des hommes et des collectifs qui assurent le travail quotidien dans les centrales d'EDF. L'un des leviers de cette fiabilisation est une plus grande présence de l'encadrement sur le terrain. Les prestataires, qui exécutent environ 80 % des interventions de maintenance, sont plus souvent, mais encore insuffisamment, associés à cette démarche.

Force est de constater, au vu des résultats de l'année 2008, que ce plan d'action n'a pas encore porté ses fruits en termes d'amélioration de la qualité des interventions de maintenance. EDF partage ce constat mais souligne que l'analyse des évènements de 2008 n'apporte pas d'enseignements complémentaires susceptibles de modifier son plan d'actions. L'IRSN souligne que, si les actions engagées, de par leur nature, ne peuvent pas produire des effets immédiats, la pertinence et l'adéquation des plans d'actions restent à démontrer, du fait de la hausse du nombre d'évènements de ce type en 2008.

## Les essais périodiques

Les essais périodiques (EP) sont nécessaires pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés constituant les fonctions de sûreté requises par les spécifications techniques d'exploitation, ainsi que des moyens indispensables à la réalisation des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

Un matériel ou un système est déclaré disponible si la périodicité prévue pour ses essais est respectée et si les résultats de ces essais sont satisfaisants.

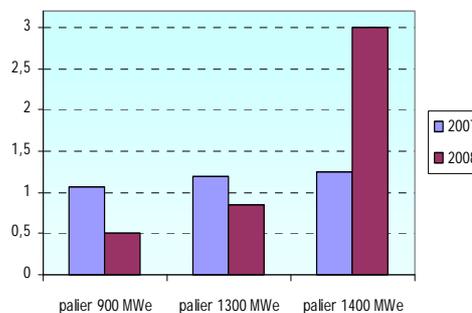
Le nombre de non-respects de la périodicité de réalisation des essais périodiques est en baisse en 2008 pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe, mais stagne pour les réacteurs de 1450 MWe. Les efforts entrepris dans ce domaine (rigueur dans la planification des essais périodiques) ont donc eu des effets positifs. Si le suivi de cet indicateur, d'une année sur l'autre, présente un intérêt certain pour percevoir les évolutions dans la gestion de l'exploitation, il convient toutefois de relativiser l'impact sur la sûreté associé. En effet, les essais de « rattrapage » montrent que, dans la très grande majorité des cas, le matériel était disponible et n'était pas affecté de défauts dont le

délai de latence (c'est-à-dire le temps de présence) aurait été prolongé du fait du non-respect de la périodicité de réalisation des essais. Toutefois, bien que le nombre constaté de non-respects de la périodicité requise (quelques dizaines par an sur le parc) soit effectivement faible en regard des dizaines de milliers d'essais réalisés annuellement sur le parc, l'IRSN considère que s'assurer en permanence de la disponibilité des systèmes et matériels, et en particulier ceux de sauvegarde, reste un impératif en matière de sûreté. Les progrès sont donc nécessaires pour le palier 1450 MWe, et les améliorations constatées en 2008 sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe doivent être poursuivies.

La rédaction et la mise à jour des procédures d'essais sont essentielles pour une bonne mise en œuvre des essais périodiques. En 2007, EDF a lancé un projet dont un des objectifs est d'améliorer la gestion de la documentation utilisée sur les sites. La première phase de ce projet a consisté à standardiser pour l'ensemble du parc les documents opératoires utilisés pour réaliser les essais périodiques (Voir l'article « projet homogénéisation des pratiques et des méthodes » dans le [rapport 2007](#)). En 2008, le nombre d'événements significatifs ayant pour origine un problème documentaire lors de la réalisation d'essais périodiques, est en nette diminution pour les paliers 900 MWe et 1300 MWe ; le palier 1450 MWe présente encore des faiblesses dans ce domaine.

## Les indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

Après avoir été en hausse pendant plusieurs années, le nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté a diminué en 2008. L'indicateur est d'une valeur moyenne pour le parc, sachant qu'il peut exister des disparités importantes entre centrales. Une étude spécifique est menée par EDF pour comprendre ces écarts. De plus, la durée de l'indisponibilité des matériels est comptabilisée par chaque centrale et fait l'objet d'un suivi. Une baisse constante, moins marquée pour les deux dernières années, de cet indicateur est constatée, signe que les centrales sont de plus en plus soucieuses de remettre en état rapidement ces matériels. L'IRSN souligne toutefois que le nombre de défaillances de certains systèmes importants pour la sûreté est en augmentation depuis 2005. Cette hausse est en fait significative pour trois systèmes : l'alimentation de secours des générateurs



*Nombre moyen de non-respects de la périodicité des essais périodiques et de non-conformités des gammes d'essai à la règle, par palier et par tranche, années 2007 et 2008*

de vapeur (ASG), l'injection de sécurité (RIS) et la réfrigération intermédiaire (RRI). Pour l'IRSN, ceci mérite un examen plus approfondi des défaillances de ces systèmes, examen que l'IRSN a engagé pour le système ASG.

### Un nombre d'amorçages de repli qui stagne

L'évolution du nombre d'amorçages de repli permet d'apprécier, entre autres, l'évolution des aléas d'exploitation impliquant la sûreté. Le nombre d'amorçages de repli en 2008 est sensiblement identique à celui constaté en 2007 (environ 40 amorçages de repli). Près de 90 % de ces amorçages de repli ont bien été réalisés en conformité avec les spécifications techniques d'exploitation ; un nombre très limité d'indisponibilités qui auraient dû conduire à un amorçage de repli, mais qui n'a pas été réalisé,

est noté pour l'année 2008. Il ne s'agit pas d'actions volontaires des opérateurs mais d'une appréciation trop tardive ou erronée de la situation. La répartition des amorçages de repli n'est pas homogène entre les centrales ; certains n'en ont pas connu en 2008 alors qu'une centrale en comptabilise sept à elle seule.

### L'amorçage de repli

Les contrôles pratiqués pendant le fonctionnement du réacteur permettent de découvrir des défaillances ou des signes de dysfonctionnement de certains équipements qui participent à la sûreté. En fonction de leur gravité, les spécifications techniques d'exploitation imposent à l'exploitant de « replier » le réacteur dans un état plus sûr (état de repli) que l'état initial dans lequel a été découvert l'anomalie. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations permettant de rejoindre l'état de repli. Il est précédé d'une période appelée « délai d'amorçage », permettant à l'exploitant, soit de réparer l'anomalie ou de mettre en œuvre des mesures palliatives pour maintenir le réacteur dans l'état initial, soit de se préparer au repli si l'anomalie n'est pas réparée ou compensée dans ce délai.

### Les performances (dans la détection et la récupération des écarts) : des résultats antagonistes

La capacité de détection des écarts s'est améliorée pour certaines situations ou catégories d'événements mais s'est détériorée pour d'autres. L'amélioration est notable pour les situations ayant fait l'objet de plans d'actions pour améliorer la rigueur d'exploitation. C'est le cas de la surveillance en salle de conduite et de l'autocontrôle des agents en cas d'intervention (maintenance, lignages...). Une réactivité moindre que celle notée en 2007 est par contre constatée lorsque les écarts à l'origine des événements ne sont pas détectés par l'apparition d'alarmes en salle de conduite (par exemple lors de rondes ou de contrôles de résultats d'essais ...).

### En conclusion

Certaines tendances constatées depuis plusieurs années se sont poursuivies en 2008. C'est le cas de la hausse du nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation et de celle du nombre d'événements liés à la maintenance. Pour chaque évolution constatée ou sujet important à suivre pour la sûreté, EDF a mis en place un plan d'actions. Pour la plupart, ce sont des plans d'action applicables à l'ensemble des réacteurs. Ces plans peuvent être complémentaires mais la plupart du temps, ils sont dictés pour répondre à une difficulté. Un résultat remarquable de l'année 2008 est, à cet égard la réduction du nombre d'arrêts automatiques du réacteur qui a pratiquement été divisé par deux.

Un certain nombre d'actions sont planifiées par l'exploitant pour résoudre ses difficultés. Mais il doit veiller à ce que l'accumulation de plans d'actions, qui rend plus complexe l'exploitation, ne crée pas à terme des difficultés à intégrer de manière adéquate l'ensemble des prescriptions supplémentaires issues de ces plans avec les exigences réglementaires et organisationnelles auxquelles doivent faire face les équipes pour chaque activité, y compris la conduite du réacteur. L'IRSN continuera de porter une attention particulière au suivi des tendances sur ces sujets importants pour la sûreté ainsi qu'à la cohérence de l'ensemble des plans d'actions.

# Définitions et abréviations

ASN : Autorité de sûreté nucléaire.

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

Becquerel : (Bq) Unité de mesure, légale et internationale, utilisée pour la radioactivité. Un Becquerel est égal à une désintégration par seconde.

Bore : Le bore est un élément chimique de symbole B et de numéro atomique 5. Il a la propriété d'absorber les neutrons, ce qui permet la maîtrise de la réaction en chaîne.

ASG : Système de secours de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Ce système a pour rôle l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) toutes les fois où elle est impossible à réaliser par le poste d'eau. C'est un circuit de sauvegarde qui, lors d'accidents ou d'incidents entraînant l'indisponibilité de l'alimentation normale des GV (ARE), assure l'alimentation en eau de ceux-ci, permettant ainsi l'évacuation de la puissance résiduelle.

différence axiale de puissance : Différence entre la puissance dans le haut du cœur et la puissance dans le bas du cœur rapportée à la puissance moyenne du cœur

DVH : Système de ventilation du local des pompes d'injection de sécurité à haute pression

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

EAS : Système (de sauvegarde) d'aspersion dans le bâtiment abritant le réacteur.

[INES](#) : International Nuclear Event Scale, échelle internationale des événements nucléaires à but médiatique.

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique (du circuit primaire).

Réaction en chaîne : Dans le domaine du nucléaire, une réaction en chaîne se produit lorsqu'un neutron cause la fission d'un atome fissile produisant un nombre de neutrons supérieur ou égal à 1, qui à leur tour causent d'autres fissions.

REP : Réacteur à eau sous pression.

Réservoir PTR : Réservoir d'eau borée de grande capacité qui alimente notamment les circuits d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion dans l'enceinte (EAS) en cas d'accident.

RIS : Système d'injection de sécurité d'eau borée dans le cœur.

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

Salle des machines : bâtiment abritant le turbo-alternateur qui produit l'électricité

Sievert : Unité légale d'équivalent de dose (ou dose efficace) qui permet de rendre compte de l'effet biologique produit par une dose absorbée donnée sur un organisme vivant. L'équivalent de dose n'est pas une quantité physique mesurable ; elle est obtenue par le calcul. Elle dépend de l'énergie transmise aux tissus, du type de rayonnement et du tissu traversé.

SEC : Système d'alimentation en eau brute secourue (assure le refroidissement de l'eau du système RRI)

Taux de combustion : rapport exprimant le nombre de noyaux fissiles ayant subi une fission sur le nombre initial de ces noyaux.

TEG : Système de traitement des effluents gazeux ; il recueille les effluents gazeux provenant du circuit primaire.

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire.

# Crédit photo

Page 4 : photo EDF - médiathèque 2008

Pages 26 et 27 : 2 photos EDF-CNPE de Fessenheim

Pages 37, 38, 39 : 5 photos, EDF-CNPE de Flamanville

Pages 44 et 46 : 2 photos AREVA

Pages 45 et 46 : 2 photos EDF

Page 52 : Photo EDF-CNPE Cruas-Meysse

Page 57 : 2 photos EDF

Page 60 : photo EDF

page 2, 5, 7, 9, 11, 14, 15, 19, 22, 25, 30, 31, 34, 42, 49, 52, 59, 63, 65, 66 : illustration IRSN