

The logo for IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) features the acronym 'IRSN' in a bold, sans-serif font. The letters 'I', 'R', and 'S' are red, while the 'N' is blue.

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 2009

RAPPORT DSR N° 383

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ DU PARC EN EXPLOITATION	7
La sûreté de l'exploitation en 2009 les tendances	8
EVENEMENTS ET INCIDENTS	19
Vulnérabilités de la « source froide »	20
Tassements différentiels à la centrale de Dampierre	29
Événements concernant la radioprotection	32
Incident survenu lors d'un contrôle de soudure par gammagraphie	37
Corrosion des tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey	42
ANOMALIES GÉNÉRIQUES	46
Défauts de qualités lors des opérations de maintenance et les non-conformités de matériels aux exigences de qualification.....	47
Fissurations de piquages de faible diamètre	50
Mélanges de graisses dans des équipements appelés à fonctionner dans des situations accidentelles	54
LES ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES	57
Évolution des spécifications radiochimiques	58
Effet sur la sûreté de l'augmentation du taux de bouchage des tubes de générateurs de vapeur	61
Facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications d'installations	66
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS	71
CREDIT PHOTO	72

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

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION



La manière d'exploiter un réacteur est un facteur déterminant pour assurer en permanence un niveau de sûreté satisfaisant. La veille exercée par l'IRSN pour apprécier les évolutions du niveau de sûreté de l'exploitation des réacteurs du parc EDF, repose sur l'analyse d'une multitude de données issues de l'exploitation. Celles relatives aux événements et aux incidents qui surviennent sur le parc, mais aussi dans les installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. L'IRSN utilise diverses méthodes d'analyse selon le but poursuivi. Pour obtenir une vision globale de la sûreté 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 préalablement établis ([voir le rapport public IRSN 2007](#)). Ceux-ci permettent d'apprécier annuellement, par réacteur, mais aussi de manière globale pour le parc, les tendances et éventuelles dérives dans la sûreté de l'exploitation. Ce chapitre présente les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale de la sûreté du parc pour l'année 2009.

La sûreté de l'exploitation en 2009

les tendances

Malgré des disparités, parfois importantes entre les centrales EDF, les aléas d'exploitation et les difficultés techniques restent nombreux sur le parc ; en particulier, deux tendances fortes se confirment en 2009. D'une part, les défauts liés à la maintenance conduisent à une augmentation sensible des événements significatifs au cours des périodes d'arrêt des réacteurs. D'autre part, les évolutions des référentiels d'exploitation et les difficultés liées à leur appropriation restent une des principales causes du nombre toujours élevé de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation. Comme les années précédentes, les facteurs humains restent prépondérants dans l'origine des événements déclarés par les exploitants. Les actions mises en œuvre par EDF depuis 2006 montrent, pour certaines, une réelle efficacité ; par contre, pour d'autres l'efficacité n'est pas encore démontrée.

De fortes disparités entre les centrales

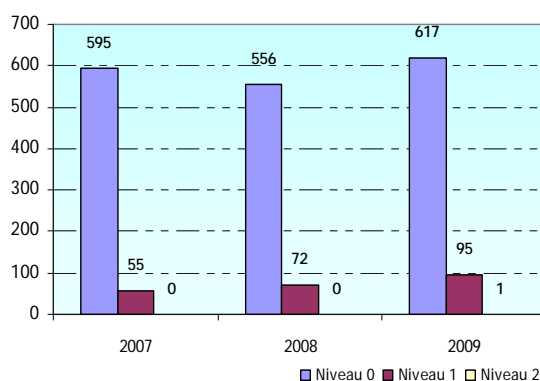
Depuis plusieurs années, l'IRSN observe des disparités, parfois importantes selon l'indicateur observé, entre les centrales. Elles n'apparaissent pas réduites au cours de l'année 2009. Si chaque centrale présente des points forts et des points faibles, seul un nombre très limité de centrales présente par contre des faiblesses dans plusieurs secteurs d'activité. Malgré des efforts importants, mais du fait que ceux-ci doivent être réalisés simultanément, ces centrales ne progressent que lentement et peinent à tirer profit des programmes d'amélioration déployés au niveau national par EDF.

Un nombre en hausse d'événements significatifs pour la sûreté

Avec 713 événements, le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) constatés sur le parc de réacteurs durant l'année 2009 est plus important que celui de 2008 d'environ 14 %. Hormis l'année 2008, le nombre annuel d'ESS du parc est en constante augmentation depuis l'année 2005. Parmi ces événements, 95 ont été classés au

L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires, classés selon 7 niveaux, suivant leur importance.

niveau 1 de l'échelle internationale INES (contre 72 en 2008 et 55 en 2007). Il faut souligner également le classement au niveau 2 de l'échelle INES de l'incident



Évolution du nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté de 2007 à 2009

survenu le 2 décembre 2009 sur le site de Cruas (perte de la « source » froide du réacteur n°4). Cet incident est décrit dans l'article « vulnérabilités de la source froide » du présent rapport.

La sûreté nucléaire est l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

(Article 1er de la loi n°2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire)

Bien qu'EDF se soit mobilisé pour améliorer la rigueur d'exploitation des centrales et malgré le déploiement de plusieurs plans d'actions nationaux, comme par exemple celui du projet « obtenir un état exemplaire des installations », l'accroissement des aléas et des difficultés d'exploitation se poursuit. Cette tendance que l'IRSN a déjà soulignée en 2007 et 2008 peut provenir de la complexification de l'exploitation (référentiels documentaires en évolution, succession de plans d'actions) ou de difficultés de renouvellement des compétences. De plus, la recherche de productivité conduit à de fortes tensions sur les activités pendant les arrêts des réacteurs et à un nombre important d'ESS. Comme les années précédentes, la grande majorité des événements (environ 85 %) ont pour origine une ou plusieurs défaillances d'origine humaine ou organisationnelle. Une analyse plus approfondie de ces défaillances montre que :

- 40 % sont des défaillances de premier niveau, autrement dit des défaillances qui concernent les activités des acteurs de première ligne, par exemple des erreurs de geste, des confusions de matériels, de locaux ou de réacteurs, des oublis et des transgressions de règles, volontaires ou non ;
- 35 % sont des défaillances dans le diagnostic de situations ;
- 28 % sont des défaillances dans la rédaction, le contrôle ou la mise à jour de la documentation opérationnelle ou des défauts dans son utilisation ;
- 25 % sont des défaillances liées à l'organisation et aux performances des centrales concernant la préparation et la planification des activités ;
- 20 % sont des défaillances dans les processus de contrôle au cours et à l'issue d'interventions ;
- 20 % sont des événements qui révèlent des défauts de connaissances des phénomènes physiques, de l'installation, des matériels ou des référentiels, parfois des défauts de compétences.

Certains événements ont pour origines plusieurs types de défaillances ; ceci explique que la somme des pourcentages mentionnés ci-dessus dépasse 100 %.

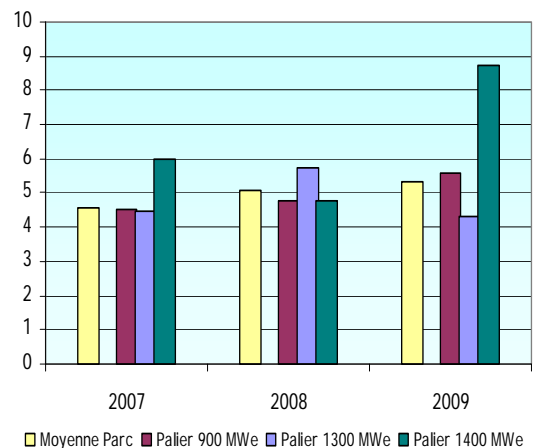
L'exploitant est tenu de déclarer l'apparition de tout écart qui répond à l'un des critères établis par l'Autorité de sûreté nucléaire par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant sa découverte. Il doit ensuite fournir sous deux mois son analyse de l'événement dans un compte rendu d'événement significatif (CRES).

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

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	action ou tentative d'action 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.

Une augmentation continue des événements significatifs pendant les périodes d'arrêt des réacteurs

En moyenne sur le parc, le nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté survenus pendant les arrêts des réacteurs est en augmentation au cours des 3 dernières années, passant de 4,6 ESS/arrêt.réacteur en 2007 à 5,3 ESS/arrêt.réacteur en 2009, soit une hausse de 18 %. Alors qu'un réacteur est en arrêt pour rechargement, en moyenne environ 10 % de l'année, les ESS pendant les arrêts représentent environ 45 % du total des ESS.



Évolution du nombre d'ESS au cours des arrêts, par réacteur pour les différents paliers de 2007 à 2009

Les arrêts pour rechargement et maintenance

Périodiquement (en général entre 12 et 18 mois) les réacteurs doivent être arrêtés afin de renouveler une partie du combustible nucléaire. La durée des arrêts peut varier d'environ 30 jours à plus de 3 mois suivant le volume de travaux à effectuer. Ces arrêts sont en effet l'occasion de vérifier, d'entretenir ou de modifier un certain nombre de matériels, ces opérations ne pouvant pas être effectuées lorsque le réacteur fonctionne.

L'intensité de l'activité au cours des périodes d'arrêt explique en partie ce constat. Toutefois, l'augmentation continue du nombre d'ESS lors des

arrêts des réacteurs depuis plusieurs années conduit à constater un manque de performance des plans destinés

à améliorer la rigueur d'exploitation lors de ces arrêts. En particulier des défauts de qualité lors des opérations de maintenance, des retards dans l'intégration de modifications... provoquent des glissements de planning, générant une tension lors des arrêts, glissements qui peuvent à leur tour entraîner de nouveaux écarts.

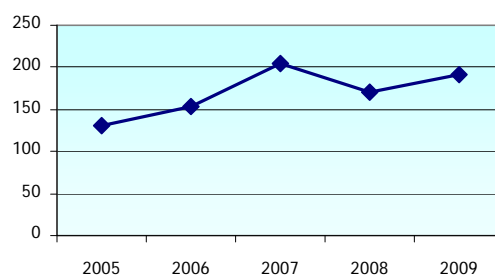
L'IRSN constate toutefois une évolution différente selon les paliers de réacteurs. Alors qu'une amélioration sensible est notée entre 2008 et 2009 pour les réacteurs de 1300 MWe, la tendance est inverse pour ceux de 900 MWe et surtout pour ceux de 1450 MWe. La réalisation des troisièmes visites décennales sur des réacteurs de 900 MWe, au cours desquelles de nombreuses modifications et interventions sont réalisées, pourrait expliquer la tendance à la hausse des ESS pour ces réacteurs. Par ailleurs, les quatre réacteurs de 1450 MWe ont fait l'objet d'arrêts longs avec une forte activité de maintenance (une visite décennale et trois visites partielles). En moyenne par réacteur de 1450 MWe, les durées d'arrêt ont été de 90 jours en 2009 contre 38 en 2008, ce qui peut expliquer la forte hausse du nombre d'ESS pour ce type de réacteur.

Les événements liés à la maintenance

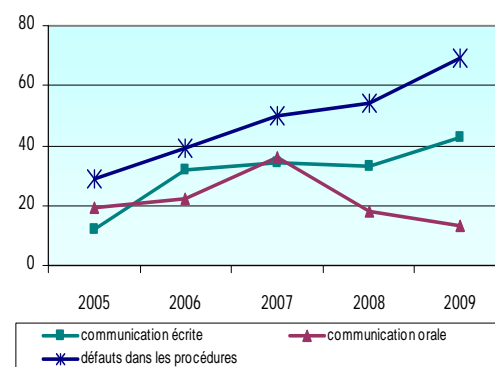
Les activités de maintenance ont pour objectif essentiel d'assurer la disponibilité des matériels des centrales nucléaires. L'IRSN constate depuis plusieurs années une augmentation des ESS survenus au cours d'interventions de maintenance. Ces événements ont représenté en 2009 près de 30 % des ESS survenus sur le parc nucléaire français ; ils sont essentiellement d'origine humaine ou organisationnelle.

Comme indiqué dans le rapport relatif à l'année 2008, les erreurs les plus fréquentes au cours des interventions de maintenance sont des omissions de certains gestes techniques prévus dans les procédures d'intervention qui ont un caractère prescriptif, et des exécutions de mauvaise qualité. Il apparaît également des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risques associées (identification incomplète des étapes clefs ou des conditions requises, absence de vérification des habilitations des intervenants...), ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions.

Compte tenu de ces constats, EDF a progressivement déployé à partir de 2006 le projet « Performance humaine » à l'échelle du parc. L'objectif de ce projet est d'augmenter les chances qu'un intervenant réalise le bon geste du premier coup en développant six pratiques de fiabilisation. Ce projet insiste aussi pour une présence du manager sur le terrain au côté de ses équipes. La formation de l'ensemble des intervenants à ces pratiques, agents EDF et agents d'entreprises prestataires, et des managers a été achevée en 2009. Si, globalement, l'efficacité de ces mesures reste encore à démontrer, l'IRSN constate à partir de 2008 une baisse significative des ESS pour lesquels une communication défaillante



Évolution du nombre d'ESS liés à la maintenance entre 2005 et 2009



Évolution des types de défauts d'ESS liés à la maintenance entre 2005 et 2009

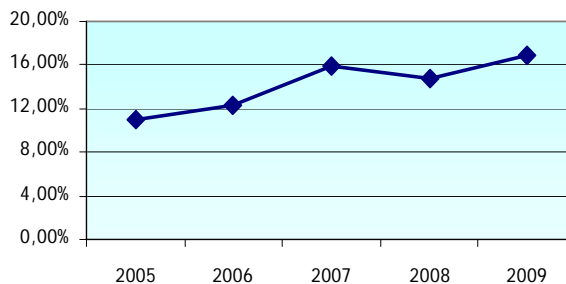
entre les agents est à la source d'erreurs, Ce qui peut être un effet positif de l'une des six pratiques de fiabilisation : la communication sécurisée.

Le projet « Performance humaine » définit six « bonnes pratiques » pour fiabiliser les interventions :

- le « pré-job briefing » : préparation de l'intervention et anticipation des problèmes éventuels.
- la minute d'arrêt : moment de réflexion avant une intervention à risque.
- la communication sécurisée : transmission orale claire et complète d'informations avec confirmation.
- le contrôle croisé : contrôle de la bonne exécution de l'action par un autre intervenant.
- l'autocontrôle : contrôle de la bonne exécution d'une action par l'intervenant lui-même.
- le débriefing : identification des sources possibles d'amélioration des situations de travail.

Par contre, depuis 2005, le nombre d'ESS survenus au cours d'interventions de maintenance du fait de documents associés erronés ou insuffisants (erreurs de rédaction, imprécisions, absence de mise à jour, inexistence...) est en croissance. Le « Projet Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (projet PHPM) déployé par EDF à partir de 2006, ne semble pas réduire significativement le nombre d'ESS de ce type, hormis pour les essais périodiques, traités plus loin dans le rapport.

Dans son rapport public relatif à l'année 2008, l'IRSN soulignait des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risque associées, ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions, ceci dans un contexte de recours à la sous-traitance de plus en plus élevé. Ces activités sont des éléments clés de la sûreté, notamment pendant les phases d'arrêt des réacteurs. A cet égard, l'IRSN avait notamment constaté lors d'instructions menées en 2007 et en 2008, qu'EDF éprouvait certaines difficultés à justifier que les effectifs affectés à la surveillance étaient suffisants pour réaliser les actions prévues. Ces questions se posent dans un contexte général de renouvellement des compétences, tant pour EDF que pour les entreprises de sous-traitance.

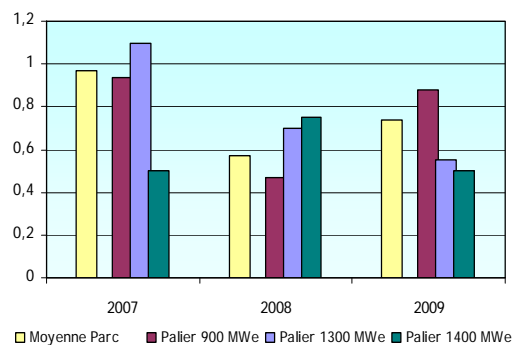


Évolution du pourcentage d'ESS pour lesquels une erreur d'un prestataire a été identifiée, de 2005 à 2009

Au cours de la période 2005-2009, le pourcentage d'événements significatifs pour la sûreté pour lesquels EDF a identifié au moins une erreur d'un prestataire est en hausse. Ce qui en soi n'est pas anormal du fait de l'augmentation du nombre d'activités sous-traitées. Il paraît donc important qu'EDF mette en place des organisations robustes et les ressources nécessaires à la maîtrise des activités sous-traitées. A ce sujet, les résultats du projet « Performance humaine » mis en œuvre par EDF sur le parc sont variables selon les centrales.

Les arrêts automatiques du réacteur

Le plan d'actions national d'EDF pour la réduction du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (AAR) a montré son efficacité en 2008 puisque le nombre moyen d'AAR par réacteur est passé de 1,09 en 2006 à 0,57 en 2008, soit une réduction de 48 %. Si cette tendance est bien confirmée en 2009 pour les réacteurs de 1300 et de 1450 MWe, elle ne l'est pas, par contre, pour les réacteurs de 900 MWe, pour lesquels le nombre moyen



Évolution du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs

d'arrêts automatiques par réacteur a presque doublé entre 2008 et 2009. 40 % des AAR en 2009 sont dus à des actions humaines et 60 % sont d'origine technique ou résultent d'agressions environnementales, comme par exemple l'arrivée massive de débris végétaux dans les stations de pompage de la centrale du Blayais. Le nombre d'AAR est très variable selon les centrales ; certaines ont déclaré peu d'AAR alors que d'autres en ont déclaré un nombre bien supérieur à la moyenne du parc.

Un nombre toujours élevé de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation

Les spécifications techniques d'exploitation

- Les règles générales d'exploitation du réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour que la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté (RDS) reste valable.
- 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,
 - les fonctions de sûreté dont la disponibilité est nécessaire au contrôle, à la protection et à la sauvegarde des barrières interposées entre le combustible nucléaire et l'environnement, ainsi qu'à la mise en œuvre 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.

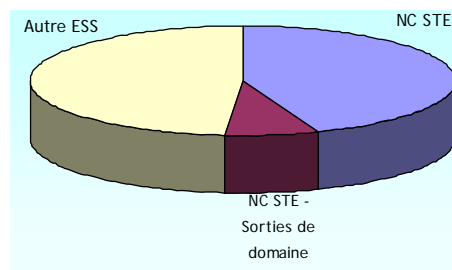
L'IRSN définit une non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation comme le non-respect d'une règle édictée par les spécifications techniques d'exploitation. A titre d'exemple, l'indisponibilité fortuite d'un matériel ne constitue pas une non-conformité si ce matériel est réparé dans un délai prédéfini. 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 prédéfini sans que le repli ne soit amorcé, alors il s'agit d'une non-conformité.

Le nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (NCSTE) est en augmentation depuis plusieurs années. Après une forte hausse au cours de la période 2004 - 2006, leur nombre continue d'augmenter légèrement tous les ans. L'IRSN a recensé 365 événements de ce type pour l'année 2009, en hausse par rapport à 2008 (354 ESS), et 2007 (339 ESS).

Comme en 2008, plus de 95 % des NCSTE résultent d'une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. Les faiblesses constatées rejoignent celles déjà notées en 2007 et 2008 : des défaillances dans la préparation des opérations, des insuffisances dans les analyses de risques ou les contrôles réalisés au cours ou à l'issue des opérations.

Au vu de l'augmentation continue des NCSTE, EDF a engagé en 2007 un plan d'actions. L'IRSN souligne que, si les actions correspondantes ne peuvent évidemment pas produire des effets immédiats, leur pertinence et leur adéquation tardent néanmoins à être confirmées.

L'IRSN note en particulier des difficultés dans l'application des STE relatives aux grappes de commande du réacteur ainsi que de celles relatives aux dispositifs de confinement du bâtiment réacteur. Comme en 2008, les NCSTE pour lesquelles un matériel requis est rendu indisponible du fait d'une erreur humaine, représentent la moitié de l'ensemble des non-conformités en 2009. L'IRSN constate aussi le nombre élevé d'événements (58 ESS) pour lesquels la conduite à tenir, prescrite par les STE n'a pas été respectée, ce qui semble traduire des difficultés d'appropriation des règles par les équipes de conduite.



Nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en 2009

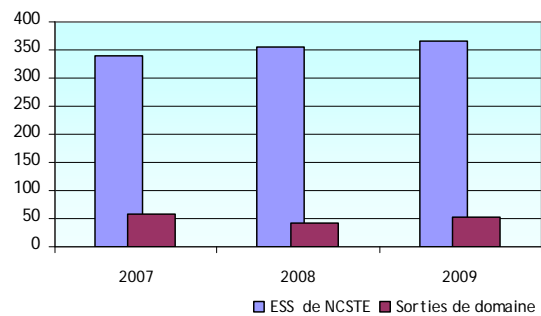
Les sorties du domaine de fonctionnement

Les domaines de fonctionnement

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 pour maintenir l'état du réacteur conforme à la démonstration 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 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.

Les sorties de domaine de fonctionnement sont des non-conformités aux STE et font partie des ESS de non-conformités aux STE (NCSTE) recensées précédemment. Le nombre de sorties de domaine a fortement augmenté de 2004 à 2007, amenant EDF à mettre en place des plans d'action particuliers s'appuyant sur deux phases : La première est l'identification des transitoires d'exploitation présentant un risque de sortie de domaine. La seconde est l'utilisation de leviers organisationnels ou matériels pour fiabiliser la réalisation de ces transitoires.

Après une baisse de 30 % des ESS de sortie de domaine entre 2007 et 2008, qui tendait à montrer l'efficacité de ces plans d'actions, les résultats de l'année 2009 relativisent leur efficacité puisque le nombre d'ESS de sortie de domaine a augmenté de 27 % de 2008 à 2009.



Évolution du nombre de NCSTE et de sorties de domaine entre 2007 et 2009

L'IRSN note en particulier une hausse du nombre des sorties de domaine par dépassement d'une limite d'insertion des grappes de commande dans le cœur du réacteur, passant de un événement en 2008 à 8 en 2009. L'IRSN note par contre une baisse significative du nombre des sorties du domaine autorisé pour le couple «pression, température» du circuit primaire entre 2008 et 2009 (-20 %), amélioration qui pourrait être associée aux mesures mises en place en 2007. Il note également une durée moyenne des sorties de domaine en légère baisse pour l'année 2009, avec plus de 70 % des sorties d'une durée inférieure à 10 minutes.

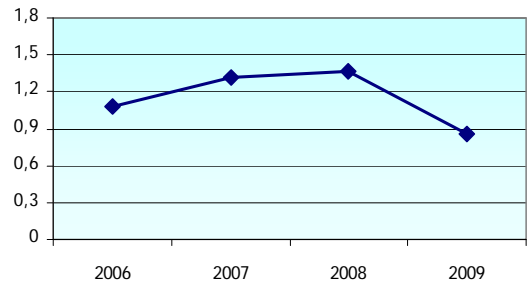
Les événements significatifs pour la sûreté concernant les non-conformités de configuration de circuit

On distingue deux types de non-conformités de configuration de circuit (N3C) selon leur origine :

- les défauts de configuration de circuits survenant dans la phase « préparation » de la mise en configuration d'un circuit : il peut s'agir de procédures incomplètes, erronées ou inexistantes, d'une mise en configuration inopportune, par exemple du fait d'un glissement de planning.
- les défauts de lignage survenant dans la phase de réalisation, appelée « lignage ».

Les défauts de configuration de circuit. Les événements relatifs aux défauts de configuration de circuit ont leur origine dans la phase de préparation d'une mise en configuration avant lignage et concernent plus particulièrement les documents opératoires et les procédures utilisés pour planifier l'activité. Au même titre que les erreurs de lignage, les erreurs de configuration de circuit affectent la sûreté de l'installation notamment lorsqu'elles constituent des non-conformités aux STE et conduisent à des indisponibilités de matériels.

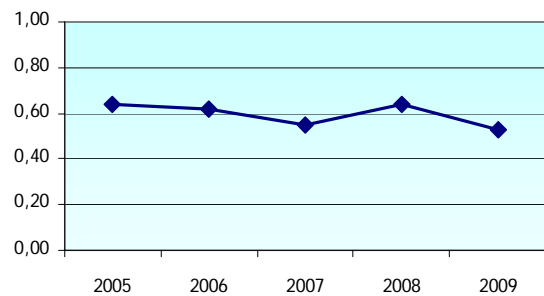
En 2009, le nombre moyen d'événements significatifs dus à une mauvaise configuration de circuit a été de 0,86 par réacteur. Après une hausse entre 2006 et 2008, une baisse significative (37 %) est constatée en 2009 grâce à la mise en œuvre de meilleures pratiques et à une meilleure déclinaison des référentiels dans les centrales.



Évolution du nombre moyen d'ESS de configurations par tranche entre 2006 et 2009

Les défauts de lignage

L'activité de lignage d'un circuit a pour finalité de le rendre disponible pour son exploitation. Un lignage est 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 routinière est source d'erreurs du fait du nombre important de lignages à réaliser, en particulier lors des phases d'arrêt. De plus, la difficulté de ces lignages n'est pas toujours prise en compte de manière suffisante, que ce soit dans la préparation, dans l'utilisation des documents supports ou dans le contrôle de l'action réalisée. Les erreurs de lignage affectent la sûreté de l'installation lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités (voire à des dommages) de systèmes importants pour la sûreté.



Évolution du nombre moyen d'ESS de lignage par tranche entre 2005 et 2009

Le nombre d'ESS de ce type reste relativement stable depuis 2005 malgré la mise en œuvre de meilleures pratiques sur les sites et le déploiement d'actions spécifiques. Cependant les 0,53 ESS de défaut de lignage en moyenne par réacteur déclarés en 2009 représentent moins de 5 % du nombre total d'ESS du parc, valeur qu'il faut également mettre en regard du nombre important de mises en configuration de circuits réalisées tous les ans. L'évolution du nombre d'ESS relatifs aux lignages contribue toutefois à l'appréciation de la capacité de l'organisation de l'exploitant d'une centrale à conduire de manière rigoureuse l'installation et à détecter et traiter les éventuelles dérives.

Les condamnations administratives

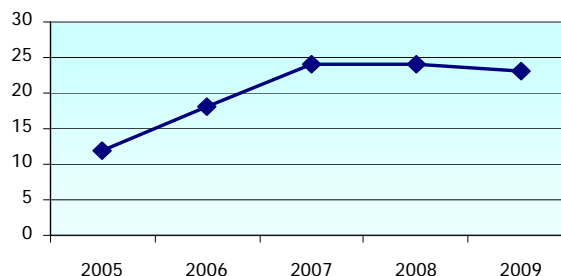
Certains lignages de circuits importants pour la sûreté sont gérés par des « condamnations administratives ». Tout oubli ou toute erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative présente des risques du point de vue de la sûreté car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas remplir leur fonction. L'IRSN reste donc attentif à l'évolution du nombre des non-respects de condamnations administratives.

Les « condamnations administratives » sont des consignations physiques (cadenas, chaînes) installées sur les matériels dans le but d'assurer à tout moment la conformité des lignages. Elles sont gérées de manière formelle et administrative (registre centralisé). Les condamnations administratives constituent une ligne de défense contre les défauts de lignage sur des circuits importants pour la sûreté.

Les écarts constatés dans la pose ou la levée de condamnations administratives peuvent être attribués à des défaillances dans l'organisation des activités. Leur détection tardive peut être le signe d'une vigilance insuffisante dans l'exploitation de la centrale. L'examen par l'IRSN des événements significatifs ayant affecté

le parc électronucléaire d'EDF au cours de la période 2003-2005 a mis en évidence une augmentation des défaillances dans la gestion des condamnations administratives. Cette hausse s'est poursuivie jusqu'en 2007. Pour l'année 2009, 23 ESS de ce type ont été recensés, nombre sensiblement identique à ceux des années 2007 et 2008.

L'IRSN note que les plans d'actions nationaux mis en œuvre par EDF n'ont pas la même efficacité dans toutes les centrales. Alors que le nombre d'ESS de type erreur de condamnation administrative a baissé sur plusieurs centrales en 2009 (8 n'en ont pas déclarés), près des deux tiers de ces ESS sont survenus dans seulement quatre centrales.



Évolution du nombre d'ESS de type erreurs de condamnation administrative de 2005 à 2009

La majorité (15 sur 23) des ESS de type erreur de condamnation administrative sont :

- Une absence de pose de condamnation administrative (6 ESS) ;
- un « lapsus » (organe condamné ouvert au lieu de fermé, par exemple) ou un « raté » (pose incomplète, par exemple) dans une condamnation administrative (9 ESS).

Les indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

En hausse sur la période 2004-2006, le nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté a diminué en 2007 et 2008, tendance confirmée en 2009. La baisse est de l'ordre de 2,5 % pour l'année 2009 en moyenne sur le parc ; on note, là aussi, des disparités entre centrales. Pour la première fois depuis 2005, le nombre de défaillances de certains systèmes importants pour la sûreté est en baisse significative ; c'est le cas pour l'alimentation de secours des générateurs de vapeur, pour l'injection de sécurité ou encore pour la réfrigération intermédiaire. Par contre, l'IRSN constate une augmentation continue depuis 2005 du nombre d'indisponibilités des groupes électrogènes de secours, passant d'environ cinq en 2005 à presque une trentaine en 2009. Pour une grande part, ces indisponibilités sont liées à des erreurs lors d'interventions de maintenance.

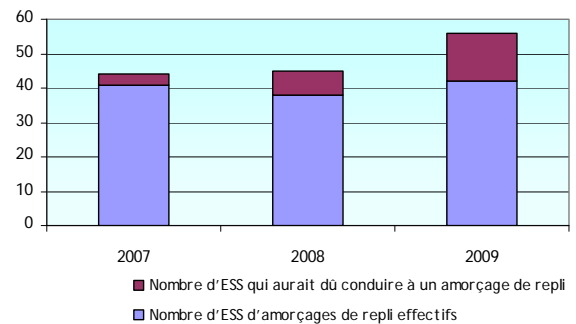
Les amorçages de repli

L'évolution du nombre annuel d'amorçages de repli permet d'apprécier, entre autres, l'évolution des aléas d'exploitation ayant une incidence sur la sûreté. Le nombre annuel d'amorçages de repli semble se stabiliser depuis 3 ans autour d'une valeur moyenne de 40 amorçages de repli effectifs par an (42 pour l'année 2009 pour l'ensemble du parc). La disparité entre les centrales est toutefois importante ; en effet, 10 réacteurs, sur les 58 du parc, cumulent à eux seuls la moitié des amorçages 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 découverte l'anomalie. 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 », 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 préparer le repli si l'anomalie n'est pas réparée ou compensée dans ce délai.

La grande majorité des amorçages de repli effectifs (85 %) ont été effectués conformément à la conduite prescrite dans les STE. Les 15 % restants ont été effectués avec un dépassement du délai maximum imposé par les STE pour amorcer le repli.

Le nombre d'indisponibilités pour lesquelles le repli n'a pas été réalisé alors qu'il était prescrit, est en nette augmentation depuis plusieurs années, et notamment entre 2008 et 2009, passant de 7 à 14 ESS. L'IRSN constate que ces événements sont dus à un diagnostic erroné de la situation, une détection tardive ou une analyse de risque erronée. L'augmentation du nombre de ce type d'événements doit amener l'exploitant à s'interroger sur l'état d'appropriation des spécifications techniques d'exploitation par les équipes de conduite.



Évolution du nombre d'amorçages de repli entre 2007 et 2009

Le référentiel documentaire

L'analyse de l'IRSN pour l'année 2009 a montré que près d'un tiers des ESS résultent de l'utilisation d'une documentation présentant des défauts (procédure erronée, mise à jour non faite ou incomplète, etc). Le référentiel documentaire est en évolution permanente, avec parfois des mises à jour longues et complexes d'un grand nombre de documents. Ces évolutions « rapides » du référentiel documentaire ont pour conséquences une intégration complexe de ces évolutions dans la documentation opérationnelle des centrales et une appropriation difficile par les équipes d'exploitation. Depuis plusieurs années, la part des événements ayant pour origine un dysfonctionnement lié à l'utilisation de procédures (en dehors des essais périodiques) est élevée et augmente, passant de moins de 25 % en 2007 à 30 % pour l'année 2009.

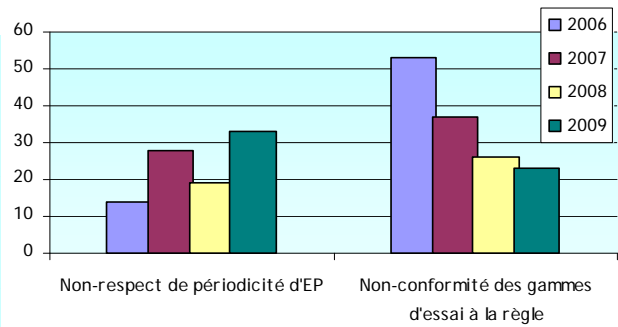
Les essais périodiques

Les essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés assurant des fonctions de sûreté, ainsi que la disponibilité des moyens indispensables à la mise en œuvre des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

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

Depuis 2007, EDF déploie un « Projet d'Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (PHPM) qui vise à standardiser la documentation et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs. Dans ce cadre, EDF a décidé de remplacer progressivement les documents opératoires spécifiques à chaque centrale par des modes opératoires standardisés communs à l'ensemble des centrales dotées de réacteurs de même palier (voir l'article sur ce sujet dans [le rapport public IRSN relatif à l'année 2007](#)). L'examen des effets de cette démarche montre une réduction des non-conformités dans les gammes d'essais périodiques (une baisse enregistrée depuis 2007). Toutefois, l'IRSN constate que quelques centrales de 900 MWe présentent encore un nombre important de non-conformités imputables à la rédaction des documents opératoires.

Pour ce qui concerne le non-respect de la périodicité des essais périodiques, l'IRSN note une tendance à la hausse du nombre de ces non-respects, malgré la baisse constatée en 2008, qui apparaît comme une valeur singulière. Les efforts entrepris par EDF en termes de gestion d'exploitation, notamment de rigueur dans la planification des EP, ne semblent donc pas suffisants. Il faut toutefois rapporter l'importance du nombre d'ESS de ce type relevé en 2009 aux milliers d'essais réalisés annuellement sur tous les réacteurs du parc.



Évolution du nombre de non-respects de la périodicité des essais périodiques et de non-conformités des gammes d'essai aux documents de référence entre 2007 et 2009

Les performances dans la détection et la récupération des écarts

L'IRSN distingue deux tendances dans les délais de détection des événements significatifs, selon leur mode de détection. Ceux qui sont détectés grâce à la surveillance en salle de commande le sont avec des délais très courts, ce qui montre une bonne vigilance des opérateurs. Le délai de détection des autres écarts, non détectables en la salle de commande, s'est par contre allongé (le délai moyen de détection est de 25 minutes en 2009 et, sur la période 2004-2009, le délai de détection de ces écarts est en moyenne trois fois plus long que sur la période 2000-2003).

Une fois un écart détecté, la récupération de la situation est généralement efficace puisqu'en moyenne elle est effective au bout d'une trentaine de minutes (il s'agit du délai entre la détection de l'événement et le moment où toutes les fonctions de sûreté du réacteur sont rétablies). Cette performance, relativement constante d'une année sur l'autre, montre que la réactivité de l'exploitant ne se détériore pas au fil des années pour maintenir la sûreté des réacteurs.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

Bore : Le bore est un élément chimique de symbole B, son numéro atomique est 5. Il a la propriété d'absorber les neutrons et est utilisé de ce fait pour le contrôle de la réaction en chaîne.

ASG : Système d'alimentation de secours 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, assure l'alimentation en eau de ceux-ci, permettant ainsi l'évacuation de la puissance résiduelle.

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 donnant une appréciation de la gravité d'un événement nucléaire

MWe : Le mégawatt électrique est l'unité de 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 en produisant plusieurs neutrons qui à leur tour produisent d'autres fissions

REP : Réacteur à eau sous pression

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

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 de 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 atteint

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

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

TEG : Système de traitement des effluents gazeux qui recueille les effluents gazeux du circuit primaire générés par l'exploitation du réacteur

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo

Page 7 : photo Noak/Le bar Floréal/IRSN

Page 23 : photo EDF

Page 39 : photo INRS

Page 45 : photo ZETEC

Page 55 : photo EDF - centrale de Chooz B

Page 60 : photo AREVA-photothèque

Pages 4, 8, 10 à 18, 20 à 22, 26, 29, 33, 34, 38, 39, 42, 50, 51, 52, 59, 62, 63, 67, 68 : illustrations IRSN