

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 2007

RAPPORT DSR N° 271

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS



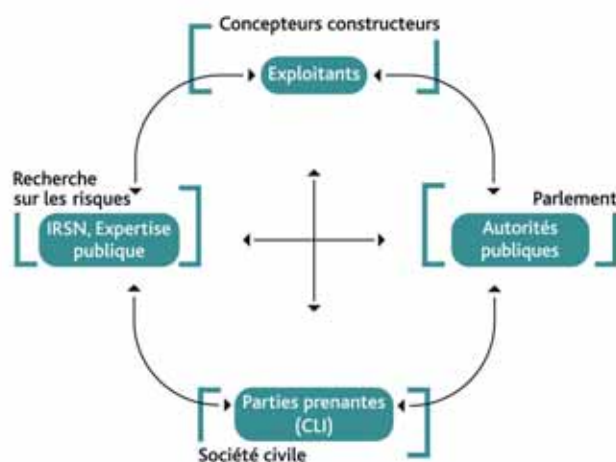
Systeme de management
de la qualite IRSN certifie

Sûreté nucléaire et protection contre les rayonnements ionisants

L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, créé par la loi 2001-398 du 9 mai 2001, sous le statut d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) est l'expert public national des risques nucléaires et radiologiques. L'IRSN concourt aux politiques publiques en matière de sûreté nucléaire et de protection de la santé et de l'environnement au regard des rayonnements ionisants. Organisme de recherche et d'expertise, il agit en concertation avec tous les acteurs concernés par ces politiques, tout en veillant à son indépendance de jugement.

EN FRANCE, LA PRÉVENTION DES RISQUES NUCLÉAIRES ET RADIOLOGIQUES REPOSE SUR QUATRE PILIERS COMPLÉMENTAIRES

- **Les exploitants** sont responsables de la sûreté de leurs installations. Ils doivent démontrer la pertinence des moyens techniques et organisationnels mis en œuvre à cet effet (dossiers de sûreté, études d'impact des rejets).
- **Les autorités publiques** déterminent les politiques de sûreté nucléaire et de radioprotection. Elles organisent et mettent en œuvre le contrôle conformément à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.
- **L'IRSN, pôle public d'expertise** sur les risques nucléaires et radiologiques, évalue pour les différentes autorités compétentes, les dossiers fournis par les exploitants. Il analyse en permanence le retour d'expérience du fonctionnement des installations. Il évalue l'exposition des hommes et de l'environnement aux rayonnements, et propose des mesures visant à protéger les populations dans l'hypothèse d'un accident. L'expertise de l'IRSN repose sur ses activités de recherche, conçues le plus souvent dans un cadre international, qui lui assurent les moyens d'investigation les plus performants.
- **Les Commissions Locales d'Information (CLI)** rassemblent les parties prenantes concernées par une installation nucléaire donnée et forment un organe privilégié d'accès à l'information et de vigilance autour des enjeux de sûreté, de protection de la santé et de l'environnement.



L'IRSN EST UN ÉTABLISSEMENT À CARACTÈRE INDUSTRIEL ET COMMERCIAL (EPIC)

- **Il est placé sous la tutelle conjointe** du ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, du ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, du ministre de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, du ministre de la Défense et du ministre de la Santé, de la Jeunesse, des Sports et de la Vie associative.
- **Son budget**, (299 Me en 2007) est financé à hauteur de 68 % par une subvention inscrite au budget du ministère de l'Écologie, dans le cadre de la mission LOLF « recherche et enseignement supérieur », programme « recherche sur les risques environnementaux », action « risques nucléaires et radiologiques ». Cette subvention est complétée par des financements publics ou privés, nationaux, européens ou internationaux dédiés à des programmes de recherche ou d'expertise spécifiques. L'IRSN dispose de près de 1700 salariés, dont plus d'un millier d'experts et de chercheurs.
- **Ses ressources sont consacrées pour :**
 - **47 % à la recherche.** Les programmes les plus lourds, nécessitant des réacteurs nucléaires de recherche ou des moyens conséquents (comportement des combustibles, simulations d'accidents, etc.), sont mutualisés au niveau international ;
 - **37 % à l'appui technique** aux autorités et aux missions de service public (surveillance radiologique, information, enseignement...)
 - **8 % à l'expertise nucléaire de défense**, en appui aux autorités compétentes dans ce domaine ;
 - **8 % aux prestations d'expertises et d'études** avec plusieurs milliers de clients - publics ou privés - en France et de manière croissante à l'étranger.

AVANT PROPOS

Pour la première fois, l'IRSN réalise et rend public sur son site internet un rapport sur son appréciation de la sûreté du parc électronucléaire en France en 2007. Ce rapport se base sur les principaux enseignements des études que l'Institut effectue au titre de l'appui technique qu'il apporte à l'Autorité de sûreté nucléaire concernant l'exploitation du parc des 58 réacteurs EDF, et à l'occasion d'incidents spécifiques justifiant un examen approfondi.

De mon point de vue, la diffusion régulière de ce type d'information, à un rythme annuel et en dehors de tout contexte de médiatisation de la sûreté nucléaire lié à l'actualité, peut contribuer à une meilleure compréhension par les parties prenantes - et plus largement par le public - des enjeux concrets de sûreté associés à l'exploitation d'installations nucléaires, des progrès réalisés en termes de sûreté comme des insuffisances identifiées.

Le risque Zéro n'existe pas. Le matériel et les hommes ne sont pas infaillibles. C'est pourquoi la sûreté nucléaire repose sur un ensemble de dispositions techniques et organisationnelles, répondant à un principe de « défense en profondeur » dont la mise en œuvre vise à prévenir les incidents et les accidents et à limiter les conséquences de ceux qui se produiraient malgré les dispositions de prévention.

Aujourd'hui les progrès en matière de transparence, et l'accès accru à une information technique, conduisent à une médiatisation importante de certains incidents. Ce nouveau rapport vise à permettre au lecteur de prendre du recul pour se construire à froid une opinion documentée sur certains sujets importants en matière de sûreté nucléaire.

Le progrès de la sûreté repose sur la mise en œuvre du savoir des hommes pour améliorer l'efficacité des mesures prises face aux risques. Année après année, l'IRSN donnera à tout un chacun, grâce à ces rapports périodiques, un moyen supplémentaire d'apprécier l'évolution des pratiques et des installations d'EDF.

L'IRSN est bien sûr à l'écoute des parties prenantes et du public dans un souci d'amélioration des rapports ultérieurs.

Jacques REPUSSARD

Directeur Général de l'IRSN

SOMMAIRE

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	1
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ DU PARC EN EXPLOITATION	3
LES TENDANCES 2007 SOULIGNÉES PAR L'IRSN	4
DES OUTILS DÉVELOPPÉS PAR L'IRSN	10
EVENEMENTS ET INCIDENTS	13
INHIBITION PARTIELLE D'UNE FONCTION DE SAUVEGARDE	14
PERTE D'ALIMENTATIONS ÉLECTRIQUES.....	17
LES EVENEMENTS EN RADIOPROTECTION	21
LES ENSEIGNEMENTS TIRES DU SEISME DE KASHIWAZAKI-KARIWA	27
ANOMALIES GÉNÉRIQUES SUR LE PARC	30
TEMPÉRATURES AMBIANTES ÉLEVÉES POUR LES POMPES D'INJECTION DE SÛRETÉ.....	31
LE COLMATAGE DES GÉNÉRATEURS DE VAPEUR	34
INCIDENCES DE L'ENVIRONNEMENT SUR LES STATIONS DE POMPAGE	36
UNE NOUVELLE CONCEPTION DES FILTRES DES PUISARDS DE RECIRCULATION	39
LES ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....	43
LA PROTECTION DES CENTRALES NUCLEAIRES CONTRE LES INONDATIONS EXTERNES.....	44
MISE EN ŒUVRE DE DEUX NOUVELLES GESTIONS DE COMBUSTIBLE EN 2007	47
MISE EN PLACE DE RECOMBINEURS D'HYDROGÈNE.....	50
LA GESTION DES COMPÉTENCES.....	53
LE PROJET « HOMOGENÉISATION DES PRATIQUES ET DES MÉTHODES »	56
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS	59

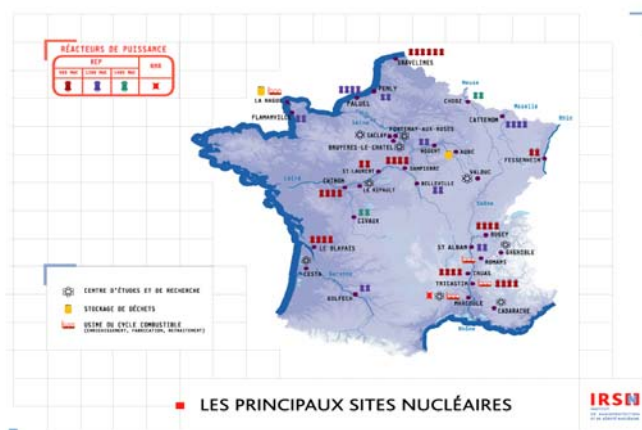
Les mots écrits en [bleu et soulignés](#) renvoient à des liens. Ces liens sont actifs sur le rapport disponible sur www.irsn.fr

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

Ce rapport présente le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc national électronucléaire d'EDF en exploitation au cours de l'année 2007. Il ne vise pas à l'exhaustivité mais plutôt à mettre en relief les points jugés significatifs par l'IRSN pour la sûreté.

La contribution au maintien d'un haut niveau de sûreté et de radioprotection dans les installations en exploitation constitue l'un des sept défis du contrat d'objectif signé entre l'état et l'IRSN. La sûreté exige une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués, elle n'est jamais définitivement acquise et doit rester une priorité et toujours progresser, l'exploitant restant le premier responsable de la sûreté de son installation.

Pour l'IRSN, une des composantes de cette mission passe en premier lieu par l'examen attentif et la prise en compte du retour d'expérience national et international, des connaissances scientifiques nouvelles issues de la recherche. L'implantation d'améliorations, qu'elles soient d'ordre technique ou organisationnel ou qu'elles portent sur les compétences humaines vient ensuite en second lieu.



Le parc national électronucléaire EDF en exploitation est composé de 58 réacteurs à eau sous pression (REP) répartis sur 19 sites.

La conception de ces réacteurs est standardisée selon plusieurs paliers :

- les paliers CPO et CPY, avec 34 réacteurs de puissance électrique délivrée 900 MWe
- les paliers P4 et P'4, avec 20 réacteurs de puissance électrique délivrée 1300 MWe
- le palier N4, avec 4 réacteurs de puissance électrique délivrée 1450 MWe

Ce rapport comporte quatre volets. Dans un premier volet, l'IRSN présente les principales tendances qui se dégagent de son examen global de la sûreté du parc en exploitation. Le second volet traite des événements qui par leur incidence sur la sûreté ont marqué l'année. Il présente également une synthèse des événements en radioprotection. Le troisième volet est consacré aux anomalies présentant un caractère générique pour plusieurs centrales. Le dernier volet traite des évolutions significatives mises en œuvre ou planifiées. Il s'agit généralement de modifications ou de plans d'actions destinés à améliorer les performances en sûreté dans l'exploitation ou la conception des installations.

De l'examen global de l'année 2007, malgré des disparités, parfois significatives, dans les résultats entre centrales, l'IRSN tire les conclusions suivantes. Tout d'abord, aucun événement n'a eu de conséquences graves, que ce soit dans le domaine de la sûreté ou dans celui de la radioprotection. Ce bon résultat doit toutefois être nuancé par la persistance, voire l'augmentation d'aléas et de difficultés d'exploitation, ayant essentiellement pour causes le facteur humain, les aspects organisationnels et certaines faiblesses en matière de rigueur d'exploitation. Si la bonne réactivité des exploitants a permis d'en limiter les conséquences, cette réactivité a toutefois ses limites et une attention particulière sera portée aux effets que produiront les démarches correctives engagées par EDF dans les domaines de l'organisation, des pratiques d'exploitation et de la compétence humaine.

Parmi les anomalies génériques découvertes sur le parc, celle relative au colmatage des générateurs de vapeur a fortement mobilisé et continue de mobiliser l'IRSN du fait des risques associés.

Progresser en sûreté implique la prise en compte du retour d'expérience et des nouvelles connaissances issues de la recherche en matière de sûreté. Les études et la mise en œuvre des modifications nécessaires sont parfois conséquentes et s'étalent sur plusieurs années. Des étapes importantes ont été franchies en 2007 dans la mise en œuvre d'améliorations significatives pour la sûreté. Parmi celles-ci, l'IRSN retient en particulier l'implantation de recombineurs d'hydrogène destinés à réduire le risque lié à l'émission d'hydrogène dans l'enceinte de confinement en situation accidentelle grave (fusion du cœur) pour l'ensemble des réacteurs du parc ainsi que la mise en place de nouveaux systèmes de filtration pour la recirculation de l'eau recueillie dans les puisards du bâtiment réacteur en situation accidentelle (perte de réfrigérant primaire). Par ailleurs, l'IRSN a rendu en 2007 les conclusions issues de son analyse des dispositions proposées par EDF pour mieux protéger les centrales contre les risques d'inondation externe. Enfin, deux nouvelles gestions de combustibles sont mises en place en 2007 sur le parc : la gestion « Parité MOX » sur les réacteurs 900 MWe et la gestion « ALCADÉ » sur les réacteurs de 1450 MWe. L'optimisation de la gestion des combustibles rechargés vise essentiellement à améliorer les performances économiques des réacteurs. Cependant, elle nécessite préalablement la reprise des études liées au rapport de sûreté, l'IRSN a engagé d'importants moyens d'expertise pour analyser les différents dossiers de sûreté associés.

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION



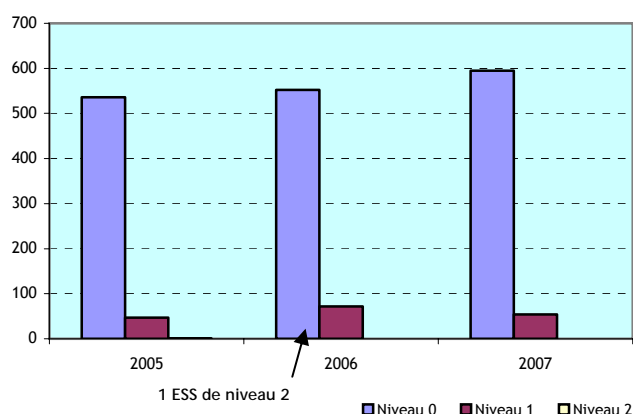
Si la sûreté d'un réacteur repose en grande partie sur sa conception et la qualité de sa réalisation, les conditions dans lesquelles il est exploité influent sur son niveau de sûreté en exploitation. L'IRSN s'est doté de moyens et d'une organisation qui lui permettent de suivre et d'évaluer en permanence la sûreté de chaque réacteur. Un des modes d'évaluation développés par l'IRSN vise à apprécier annuellement de manière globale l'évolution du niveau de sûreté en exploitation du parc des réacteurs EDF, déceler des tendances voire d'éventuelles dérives. L'IRSN a créé pour cela des outils d'analyse, basés notamment sur l'exploitation des informations contenues dans les comptes rendus des événements significatifs fournis par les exploitants. Cet article présente les principales tendances observées en 2007.

Les tendances 2007 soulignées par l'IRSN

Un accroissement des aléas et des difficultés d'exploitation dans les centrales. Telle est la grande tendance que constate l'IRSN depuis quelques années et qui se confirme en 2007. Si la bonne réactivité des exploitants permet d'en atténuer l'impact sur la sûreté, celle-ci a néanmoins ses limites.

Un nombre d'événements significatifs pour la sûreté en augmentation depuis plusieurs années

Environ 650 événements significatifs pour la sûreté (ESS) ont été déclarés sur le parc en 2007 (soit en moyenne 11,2 ESS par réacteur). Ce nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté est en constante augmentation. Cette hausse est due à la concomitance de plusieurs effets : une évolution des critères de déclaration, une meilleure capacité des exploitants à détecter les écarts, mais aussi l'émergence de certaines difficultés dans l'exploitation des tranches. On note néanmoins que le nombre d'événements classés dans l'échelle internationale INES a diminué par rapport à 2006 (55 ESS de niveau 1 en 2007 contre 72 en 2006).



Evolution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté entre 2005 et 2007

INES (International Nuclear Events Scale) : échelle internationale des événements nucléaires qui comporte sept niveaux

S'il n'est pas survenu en 2007 d'incident qui aurait pu affecter gravement la sûreté des réacteurs et entraîner des conséquences inacceptables pour le [personnel](#), la population et [l'environnement](#), l'examen de ces événements met toutefois en

évidence un accroissement des aléas et des difficultés dans l'exploitation des centrales, tendance apparue depuis deux à trois ans et qui se confirme en 2007.

Si cette tendance concerne globalement l'ensemble du parc électronucléaire français, l'IRSN observe néanmoins une disparité, parfois importante, entre les centrales.

Lors de l'apparition d'un écart qui répond à l'un des critères établi par l'Autorité de sûreté nucléaire, l'exploitant est tenu de le déclarer à cette dernière par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant la découverte de l'écart. 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.

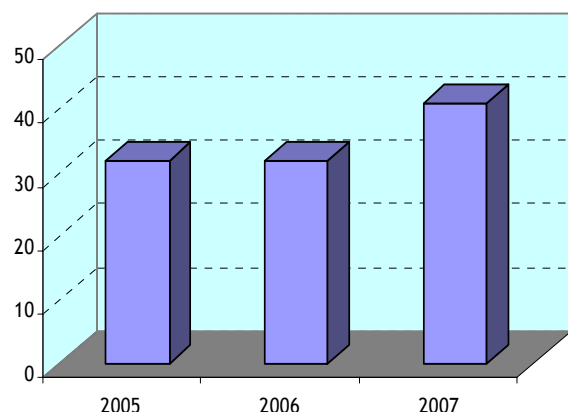
Les arrêts automatiques du réacteur (AAR)

La réduction du nombre d'AAR est l'un des soucis majeurs d'EDF. A ce sujet, l'IRSN constate que le nombre d'arrêts automatiques du réacteur reste proche d'1 AAR/réacteur/an ; seule une légère baisse est constatée. Pour cet indicateur, il est constaté une forte disparité entre centrales ; en effet, certaines tranches n'ont pas connu d'AAR en 2007 tandis que certaines en comptabilisent jusqu'à 4 à 5. L'IRSN note que toutes les séquences d'arrêt automatique se sont déroulées correctement, ce qui montre la bonne fiabilité de cette protection. Toutefois, l'arrêt automatique reste un transitoire pour l'installation et l'IRSN estime que l'effort de réduction des sollicitations de l'arrêt automatique doit être poursuivi par EDF.

Le nombre des amorçages de repli en hausse

Le parc électronucléaire connaît en 2007 une hausse du nombre d'amorçages de repli (41 amorçages de repli).

Certains sites n'en ont pas connu en 2007 alors que d'autres en comptabilisent à eux seuls huit. Il s'agit pour la plupart d'indisponibilités de matériels ou de systèmes importants pour la sûreté pour lesquelles les spécifications techniques imposent le repli. Ainsi, l'évolution du nombre de replis est un élément d'appréciation de l'évolution des aléas d'exploitation impliquant la sûreté.



Évolution du nombre d'amorçages de repli entre 2005 et 2007

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 de 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 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 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.

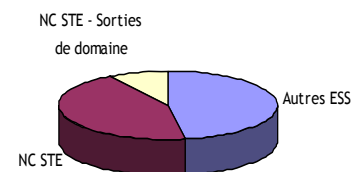
Une majorité d'événements liés au facteur humain

Si dans les premières années d'exploitation du parc, les défaillances techniques constituaient une part importante des événements, l'IRSN observe aujourd'hui que les causes profondes des événements relèvent de plus en plus fréquemment des facteurs humains : en 2007, comme pour les cinq années précédentes, 80% des ESS ont pour origine des erreurs humaines et/ou des défaillances organisationnelles.

De l'examen global de ces événements, l'IRSN pointe quelques tendances fortes, apparues ces dernières années et qui se confirment, voire s'amplifient, en 2007. C'est en particulier le cas des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation et des défauts de qualité lors des opérations de maintenance.

Le nombre des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en augmentation

Le nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation est en augmentation depuis plusieurs années. Ce type d'événements constitue plus de la moitié du nombre total des événements significatifs pour la sûreté. Ces événements sont en grande partie liés à des erreurs humaines (environ les deux tiers), principalement une baisse de vigilance des différents acteurs. Ils font également apparaître des faiblesses dans l'organisation (préparation, analyse, contrôle) et dans la communication opérationnelle. Par ailleurs, l'augmentation de ces non-conformités tient aussi au fait que les exploitants les détectent mieux.



Nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en 2007

Les spécifications techniques d'exploitation

Les règles générales d'exploitation fixent un ensemble de règles spécifiques à l'exploitation de la tranche qui doivent être respectées pour rester dans le cadre de la démonstration de sûreté présentée dans le Rapport de sûreté.

Les Spécifications techniques d'exploitation font partie des Règles générales d'exploitation. Elles ont pour rôle :

- de définir les limites de fonctionnement normal de l'installation afin de rester à l'intérieur des hypothèses de conception et de dimensionnement du réacteur,
- de définir, en fonction de l'état de tranche considéré, les fonctions de sûreté indispensables au contrôle, à la protection, à la sauvegarde des barrières ainsi qu'à l'opérabilité des procédures de conduite en cas d'incident ou d'accident,
- de prescrire une 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 un non respect d'une règle édictée par les spécifications techniques du fait de l'exploitant. 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 de l'indisponibilité du matériel dépasse le délai sans que le repli ne soit engagé, alors il s'agit d'une non-conformité.

Parmi ces non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation, le nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé a pratiquement doublé en l'espace de cinq ans avec 57 événements recensés en 2007. La catégorie la plus représentée est la sortie non contrôlée du domaine autorisé des pressions et températures du circuit primaire (environ 60 %). Une partie de cette hausse est à mettre sur le compte d'une plus grande vigilance des exploitants pour détecter ces événements. Il faut souligner que, dans la majorité des cas, cet écart est rapidement corrigé et ne porte pas à conséquence. Certaines sorties du domaine sont imputables à des défaillances matérielles, mais la majorité d'entre elles traduit des difficultés dans la conduite et la surveillance de certaines phases de pilotage par les opérateurs.

Les domaines d'exploitation

Le domaine de fonctionnement autorisé est divisé en domaines d'exploitation. Chaque domaine d'exploitation regroupe des états du réacteur qui présentent des caractéristiques physiques voisines, ainsi que des conditions ou des finalités d'exploitation similaires. Ces caractéristiques participent à la définition des domaines d'exploitation, dans lesquels sont prescrites les limites du fonctionnement normal du réacteur et la disponibilité des fonctions de sûreté.

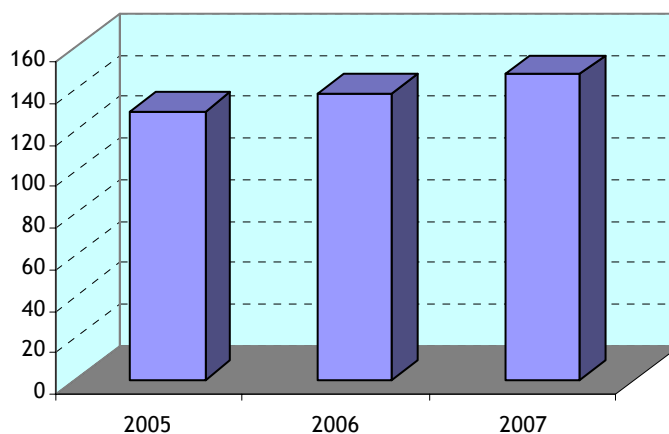
Il est strictement interdit de sortir volontairement du domaine d'exploitation dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». Suite à une sortie non contrôlée d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale dans les plus brefs délais.

En 2007, EDF a mené une réflexion et mis en place des actions pour la réduction du nombre des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation. L'IRSN mesurera l'efficacité de ces actions par un suivi annuel du nombre de ces non-conformités.

Les demandes de dérogations en hausse

L'exploitant formule une demande de dérogation auprès de l'Autorité de sûreté lorsqu'il souhaite s'écarter de la conduite normale imposée par les spécifications techniques d'exploitation. L'IRSN examine systématiquement la demande de l'exploitant et se prononce sur sa recevabilité au regard de la sûreté. Peu de demandes font l'objet d'un avis défavorable de l'IRSN, mais il est fréquent que l'IRSN juge insuffisantes les mesures de sûreté « palliatives » prévues par l'exploitant, et précise alors les dispositions complémentaires que doit prendre l'exploitant pour que sa demande soit recevable. Le nombre de dérogations est en augmentation depuis 2003. Les raisons qui motivent ces demandes sont diverses et, si une majorité d'entre elles traduisent des contraintes d'exploitation qui ne peuvent pas être contournées, certaines pourraient être évitées par une meilleure organisation de l'exploitant.

Évolution du nombre de dérogations traitées par l'IRSN



Une hausse du nombre des événements liés à la maintenance

Une autre tendance qu'observe l'IRSN porte sur les événements dont l'origine peut être associée aux interventions de maintenance. On remarque ainsi depuis quelques années une hausse de cette catégorie d'événements. L'analyse détaillée de ces événements montre que leurs causes sont essentiellement imputables au facteur humain, que ce soit dans le domaine organisationnel (environ 40 % sont dus à une mauvaise préparation, un manque d'analyse de risque, de contrôle, à un problème dans les supports documentaires) ou dans l'action des intervenants (60 % sont directement causés par le geste fait par l'intervenant lors de l'intervention de maintenance).

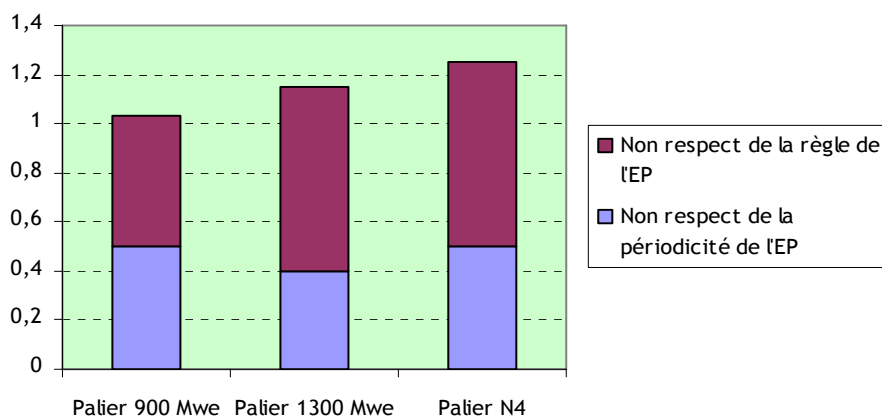
Les événements que l'IRSN classe dans cette catégorie sont de natures diverses : défaut de configuration des circuits, non-respect des spécifications techniques d'exploitation, contrôles insuffisants, qualité de l'intervention.... On observe ainsi en 2007 une augmentation du nombre des défauts de qualité lors d'interventions de maintenance. La maintenance des structures et équipements participant à la sûreté des centrales est un souci majeur pour l'exploitant et l'ASN. Les moyens humains et financiers qui lui sont consacrés doivent rester suffisants en dépit de la recherche du meilleur coût. A la demande de l'ASN, l'IRSN a réalisé une expertise de la politique de maintenance d'EDF. Cette analyse a porté sur l'ensemble des composantes de la maintenance, allant des stratégies et méthodes aux contenus, pratiques et moyens, en passant par les organisations mises en place. Concernant plus particulièrement ce dernier point, l'IRSN considère qu'une attention particulière doit être portée au maintien des compétences internes et externes ainsi que sur la surveillance et la préparation des opérations de maintenance. L'IRSN a présenté son expertise lors d'une réunion du groupe permanent en mars 2008.

Des référentiels en constante évolution

Les documents utilisés sont souvent mis en cause lors des événements significatifs pour la sûreté. À titre d'exemple, près d'un quart de ces événements signale l'utilisation de procédures présentant des défauts (procédure erronée, problème d'ergonomie, procédure non mise à jour...).

L'analyse de l'IRSN a montré que les processus de rédaction et de mise à jour sont complexes et portent sur un très grand nombre de documents, ce qui entraîne un référentiel documentaire technique en constante évolution.

Le référentiel documentaire lié aux essais périodiques est une illustration des difficultés rencontrées sur les sites. Certaines difficultés ont pour origine un manque de rigueur dans la préparation et la réalisation des essais périodiques. L'IRSN a relevé que plus de la moitié des événements significatifs associés à la mise en œuvre d'essais périodiques ont pour origine un problème documentaire. Les autres



Nombre moyen de non-respects de la règle ou de la périodicité des essais périodiques par palier et par tranche, année 2007

ont pour origine un défaut de planification. Conscient de ces difficultés, EDF a engagé en 2007 le déploiement

d'un projet, dont un des objectifs est d'améliorer le processus de gestion de la documentation utilisée sur les sites. La première phase de ce projet concerne les documents opératoires standardisés d'essais périodiques. Ce sujet a été traité par l'IRSN en 2007 (cf. « [projet homogénéisation des pratiques et des méthodes](#) »).

Une bonne réactivité des exploitants

La capacité de détection des écarts et de gestion des événements s'est améliorée ces dernières années, traduisant une bonne réactivité des exploitants. Toutefois, l'IRSN attire l'attention sur le fait que l'accroissement des difficultés d'exploitation et notamment des aléas d'exploitation peuvent limiter cette réactivité.

A titre d'exemple, la vigilance de l'équipe de conduite en salle de commande, aux alarmes et aux variations de paramètres physiques, qui s'était améliorée ces dernières années, semble marquer le pas en 2007.

Des projets d'amélioration à moyen et long terme

Pour l'année 2007, les grandes tendances constatées par l'IRSN depuis quelques années se confirment, avec notamment l'accroissement du nombre d'événements d'exploitation et du nombre d'aléas. Cet accroissement peut être interprété soit comme le signe de difficultés croissantes dans l'exploitation, dont certaines liées à la complexification du référentiel technique, soit comme le résultat d'une plus grande vigilance des exploitants pour détecter les écarts. Il convient toutefois de préciser qu'il s'agit de tendances globales pour le parc et qu'il existe des disparités, parfois importantes, dans les performances entre les centrales. Par ailleurs, la réactivité de l'exploitant face aux écarts demeure satisfaisante, même si cette réactivité semble stagner en 2007. Les principaux constats faits par l'IRSN sont partagés par EDF, notamment ceux relatifs au respect des spécifications techniques, à la qualité des interventions ou à l'appropriation des procédures.

EDF a lancé plusieurs plans d'action qui visent à corriger ces tendances. Certaines actions sont très ciblées, comme par exemple le « projet homogénéisation des pratiques et méthodes » destiné à standardiser la documentation et à améliorer la qualité ergonomique des documents. D'autres sont plus globales, comme le renforcement de la formation des agents et le projet « Performance Humaine du Parc Nucléaire » qui comporte plusieurs volets (réalisation des activités, communication sécurisée...).

A l'aide des moyens d'analyse dont il est doté, l'IRSN exercera un suivi régulier des effets de ces actions, afin d'en évaluer l'efficacité.

Des outils développés par l'IRSN

Parmi les moyens mis en œuvre dans l'IRSN pour évaluer la sûreté des centrales, certains visent plus spécifiquement à suivre l'évolution globale de la sûreté du parc en exploitation.

Les indicateurs de sûreté

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, l'analyse de tendances pour certains matériels ou situations sensibles, l'analyse approfondie d'incidents... Parmi celles-ci, l'IRSN a mis en place un jeu d'indicateurs destinés à évaluer annuellement de manière globale les évolutions des différents facteurs contribuant à la sûreté des installations. Ces indicateurs ont pour objectifs :

- d'exercer une veille sur la sûreté globale du Parc ;
- de discerner des tendances sur des aspects significatifs de la sûreté et, le cas échéant, d'alerter si une dérive est constatée ;
- d'évaluer le niveau d'homogénéité des centrales entre elles et de mettre en évidence d'éventuelles disparités et spécificités de certaines centrales par rapport au palier ou au Parc.

Il est important de préciser que ces indicateurs ne permettent pas de déterminer et d'analyser les causes des évolutions. Ils peuvent par contre apporter à l'IRSN un éclairage sur les domaines qui mériteraient un examen plus approfondi. Il s'agit essentiellement d'un outil d'analyse statistique complétant les diverses formes d'évaluation déjà mises en œuvre (les analyses approfondies, l'utilisation des études probabilistes de sûreté pour apprécier la gravité d'un événement, les avis des ingénieurs de l'IRSN chargés du suivi des centrales...).

Les indicateurs doivent donner une image la plus fidèle possible de la sûreté globale des installations et du Parc, être objectifs, contrôlables et non contestables. Ils ne sont pas ambigus et doivent être applicables à toutes les tranches. Ils doivent être définis clairement, c'est-à-dire qu'ils ne doivent pas être sujets à interprétation. Ce sont des données quantitatives et ces dernières doivent donc être disponibles facilement. Enfin, ces données doivent être vérifiables, c'est-à-dire que la source d'informations à partir de laquelle les indicateurs ont été tirés doit être validée.

Le jeu d'indicateurs mis en place par l'IRSN est composé de 45 indicateurs. Les sources d'information qui permettent de les instruire sont principalement les comptes rendus d'événements significatifs (CRES) et les bilans annuels de sûreté et de radioprotection transmis par chaque centrale. Certains indicateurs sont issus du traitement, à l'aide de l'outil [RECUPERARE](#), des informations contenues dans les CRES.

Pour plus de lisibilité, les indicateurs sont rangés par famille. Les différentes familles sont les suivantes :

- les aléas d'exploitation ;
- la rigueur d'exploitation ;
- les indisponibilités des systèmes de sûreté ;
- la gravité événementielle ;
- la cause des événements significatifs pour la sûreté ;
- la radioprotection ;
- l'état des barrières ;
- les rejets.

Le modèle RECUPERARE

En complément de l'analyse traditionnelle des événements (examen du déroulement, analyse des causes et conséquences), l'IRSN s'est attaché à mieux appréhender les aspects liés à la détection et à la récupération des situations liées à ces événements. L'objet est de bien identifier les mécanismes de récupération de situations anormales sur les installations. A cet effet, un modèle a été développé, il permet de mettre en valeur la conjugaison des aspects techniques et des actions humaines lors du déroulement d'un événement significatif. Par exemple, une erreur humaine pourra être récupérée par une mise en service automatique de systèmes de sauvegarde ou, encore, une défaillance technique pourra faire l'objet d'un processus complexe de récupération par les équipes de conduite. En effet, bien que des hypothèses implicites existent sur la « difficulté » ou « complexité » de la récupération selon que l'origine soit humaine ou technique, il n'existe pas de données permettant de comparer scientifiquement ces situations. En appliquant ce modèle à un nombre important d'événements réels (par exemple les événements déclarés dans une année), l'analyse statistique des données recueillies permet de mesurer, par exemple, la fréquence des deux types de causes et de comparer les paramètres de récupération.

La méthode d'analyse RECUPERARE s'appuie sur une modélisation des situations d'événements qui procède de la manière suivante :

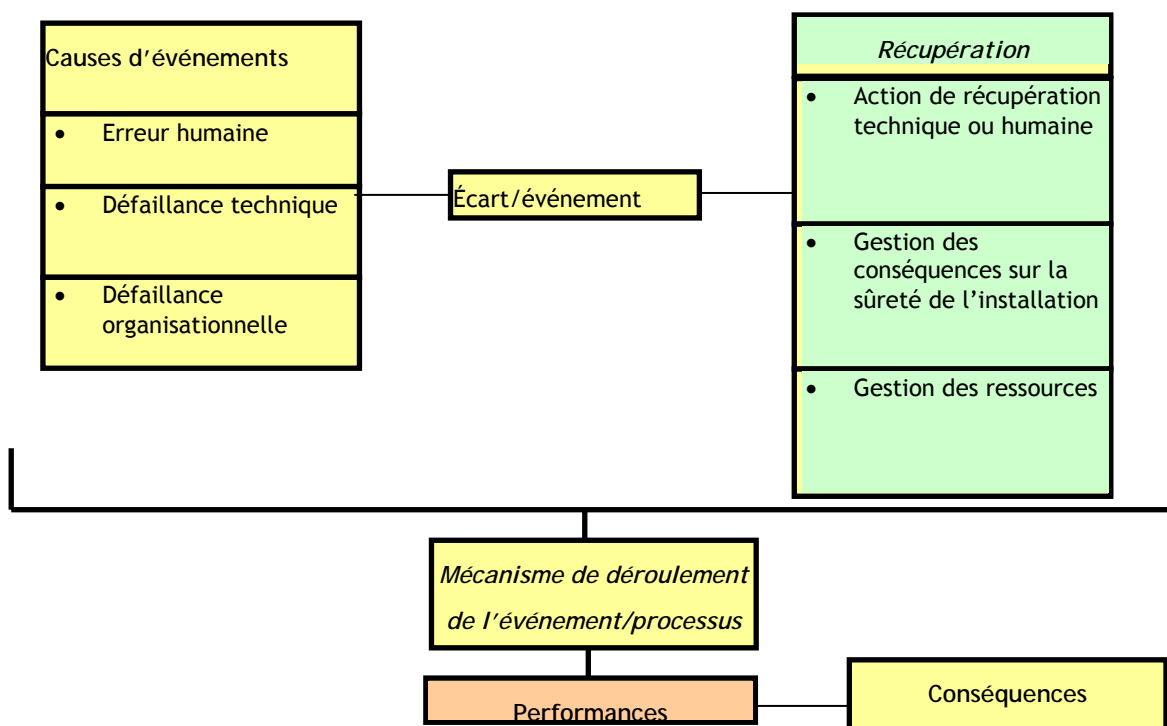
- délimite précisément ces situations dans le temps ;
- choisit des paramètres pertinents ;
- les dispose selon une logique qui permet une description rigoureuse des situations ;
- identifie des critères de classement.

L'onglet « causes » du logiciel RECUPERARE

Le schéma ci-dessous présente le modèle d'événement vu sous son aspect statique, intégrant les aspects techniques humains et organisationnels en mettant en évidence l'interaction entre les causes d'événements, les facteurs de la récupération et les mécanismes de déroulement de l'événement.

Le modèle statique décrit donc :

- l'émergence des causes de l'événement (erreurs humaines, défaillances organisationnelles ou défaillances techniques) ;
- les caractéristiques du déroulement de l'événement ;
- sa récupération (qui repose sur le système humain et les automatismes de sauvegarde, autant pour récupérer les erreurs humaines que pour récupérer les défaillances techniques ou organisationnelles).



Modèle statique simplifié

Description de la méthode

La méthode d'analyse [RECUPERARE](#) consiste à analyser de façon systématique tous les événements significatifs survenus en France pendant une année, en les décrivant à l'aide du modèle d'événement présenté ci-avant. Le premier objectif de cette méthode d'analyse est d'obtenir une description statistique fine des événements d'une année, suivant des descriptifs variés, principalement liés au couple défaut/récupération, et comparables à ceux de l'année précédente. Le deuxième objectif est d'observer des délais pertinents que l'on utilisera pour évaluer la performance du site ou de la tranche face à certains types de situation. Cette méthode d'analyse permet d'intégrer les facteurs techniques, humains et organisationnels sur un grand nombre d'événements. L'outil nécessaire à cette analyse est une base de données dont les champs ont été élaborés à partir des descriptifs du modèle d'événement. Toutes les données concernant les événements sont issues des comptes rendus d'événements significatifs transmis par les exploitants.

EVENEMENTS ET INCIDENTS

Comprendre le pourquoi et le comment d'un événement, identifier le contexte et les causes, évaluer sa gravité potentielle, évaluer la pertinence des actions correctives prévues par l'exploitant pour éviter qu'il ne se reproduise... ces éléments participent à l'analyse des événements et incidents. Ils 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 naturelles. Les événements exposés dans ce chapitre illustrent cette diversité.

L'inhibition partielle d'une fonction de sauvegarde sur un réacteur de Gravelines relève exclusivement du facteur humain. L'analyse de l'IRSN montre que toute intervention intrusive dans un système de sauvegarde, par la mise en place de dispositifs ou de moyens particuliers, doit faire l'objet d'une préparation et d'une attention particulières.

La perte d'alimentation électrique sur un réacteur de Dampierre est consécutive au cumul de deux défaillances de matériels. Bien que la conduite du réacteur ait été gérée correctement par l'exploitant, cet événement montre la complexité des situations qui peuvent résulter de la perte d'alimentations électriques, et la difficulté de les gérer de manière optimale.

En matière de radioprotection, des progrès sont réalisés mais l'IRSN souligne la persistance d'anomalies, principalement d'ordre organisationnel, qui bien que jusqu'à présent sans conséquence notable sur le personnel et les sous-traitants d'EDF, génèrent néanmoins des situations à risque.

Enfin, le séisme qui s'est produit au Japon a fortement mobilisé les spécialistes de l'IRSN, qui en ont tiré des enseignements précieux, alimentant ainsi les programmes de recherche sur la robustesse des installations nucléaires, les dispositions de conduite et l'organisation des interventions dans de telles situations.

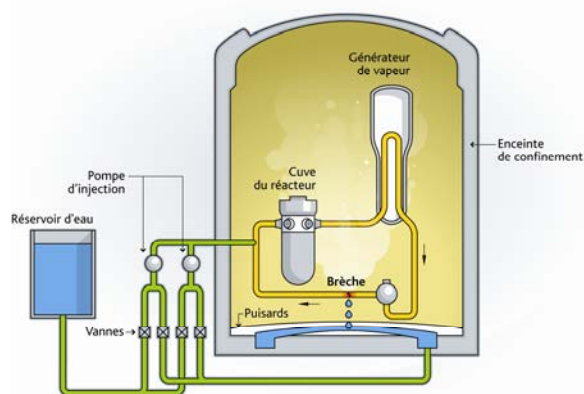
Inhibition partielle d'une fonction de sauvegarde

Le 24 mars 2006, EDF a découvert pendant l'arrêt pour rechargement du réacteur n° 3 de Gravelines, une anomalie relative au contrôle commande du système d'injection de sécurité du réacteur. Cette anomalie inhibait partiellement une fonction de sauvegarde depuis un an, et aurait affecté la sûreté dans certaines situations accidentelles. Elle a pour origine un défaut de remise en conformité de l'installation à la suite de la pose d'un DMP ([disposition et moyen particuliers](#) cf. encadré).

L'injection de sécurité : un système de sauvegarde

En fonctionnement normal, le combustible nucléaire est refroidi par de l'eau borée véhiculée dans le circuit primaire principal. En cas de brèche de ce circuit, le déclenchement des interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur permet l'arrêt du réacteur. Parallèlement, l'injection de sécurité est démarrée automatiquement.

L'ensemble des actions automatiques est initié par le système de contrôle commande de « protection du réacteur ». Le rôle du système d'injection de sécurité est d'injecter dans le circuit primaire de l'eau à partir du réservoir de refroidissement des piscines afin d'éviter le dénoyage du combustible nucléaire en compensant l'eau vaporisée et dégagée par la brèche, et afin d'évacuer la puissance résiduelle qui continue de se dégager du combustible après l'arrêt du réacteur. Ce système de sauvegarde du réacteur est composé de deux voies



redondantes (voies A et B). Chaque voie est capable d'assurer 100 % de la fonction de sauvegarde requises afin de rester opérationnel même en cas de défaillance de l'un de ses composants. Lorsque le réservoir, qui lui est unique, est vide, l'eau est alors pompée dans des puisards localisés au fond du bâtiment du réacteur, les systèmes de sauvegarde fonctionnent alors en mode dit de [« recirculation sur les puisards »](#).

Pour se prémunir d'un arrêt intempestif par les opérateurs, l'injection de sécurité est mémorisée pendant les cinq premières minutes qui suivent sa mise en service. Passé ce délai, les opérateurs peuvent remettre à zéro la mémoire du signal d'injection de sécurité et ainsi reprendre la main sur les différents actionneurs (pompes ou vannes) du système de sauvegarde. De plus, cette remise à zéro, qui intervient également automatiquement dix minutes après le démarrage de l'injection de sécurité, est une des conditions préalables au passage automatique

en mode recirculation sur les puisards à l'atteinte du seuil de niveau bas dans le réservoir de refroidissement des piscines.

Deux fils électriques non rebranchés dégradent la fonction d'injection de sécurité

Durant l'arrêt pour rechargement du combustible d'avril 2005, l'exploitant du réacteur a effectué un essai périodique du système d'injection de sécurité. Pour réaliser cet essai, les interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur doivent être fermés. Il s'est avéré que lors de la réalisation de l'essai, ces interrupteurs étaient ouverts et non manœuvrables. Afin de s'affranchir de cet aléa et de respecter le planning de l'arrêt, l'exploitant a posé un DMP en procédant au débranchement de deux fils électriques dans le contrôle commande du système de protection du réacteur (un sur la voie A et l'autre sur la voie B) pour simuler la position fermée des interrupteurs.

La rédaction de l'ordre d'intervention concernant le DMP n'était pas suffisamment précise et laissait la possibilité à l'intervenant de débrancher les fils à deux endroits différents. A l'issue de l'intervention, la personne en charge de la remise en conformité n'a pas eu la même interprétation que celle qui a débranché les fils. Elle s'est rendue à l'endroit où les fils n'ont pas été débranchés et conclu qu'ils avaient déjà été reconnectés, sans faire d'autres vérifications.

De même, lors du contrôle du relayage du système de protection du réacteur en fin d'arrêt, personne n'a remarqué que les fils étaient déconnectés. C'est seulement au début de l'arrêt suivant (soit un an plus tard) que le contrôle du relayage du système de protection a permis de détecter les 2 fils débranchés.

Qu'est-ce qu'un DMP (disposition et moyen particuliers)

Le DMP répond à une définition précise transcrite par l'exploitant dans une directive nationale :

- on appelle « disposition » l'état d'un équipement de l'installation qui résulte d'une action modifiant sa position ou son réglage,
- on appelle « moyen » un dispositif, organe, pièce ou matériel, posé ou déposé sur un circuit ou partie de circuit,
- ces Dispositions ou Moyens sont « particuliers » lorsque leur utilisation modifie temporairement l'état fonctionnel de l'installation et lorsque leur utilisation, en dehors des états de tranche ou de circuit pour lesquels leur emploi était initialement prévu, introduit un risque pour la sûreté ou la disponibilité ou la sécurité.

Un DMP ne doit être utilisé que si une analyse initiale de besoin justifie son emploi. Son utilisation doit être temporaire.

Tout DMP doit faire l'objet :

- d'une analyse préalable de besoin et de risque lié au DMP,
- d'une gestion administrative destinée à assurer sa traçabilité,
- d'un signalement en local pendant toute la durée de sa présence,
- de mesures destinées à s'assurer de sa suppression en privilégiant les essais fonctionnels ou, lorsque ce n'est pas possible, par un contrôle en local.

Quelles étaient les conséquences pour la sûreté du réacteur ?

Lorsque les interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur sont ouverts après un ordre de protection du réacteur, un signal est émis ; celui-ci autorise la remise à zéro de la mémoire du signal d'injection de sécurité. La déconnexion des deux câbles dans le système de protection du réacteur rendait inopérante la possibilité de remise à zéro de l'ordre d'injection de sécurité par les opérateurs sur les deux voies redondantes du système. En cas de brèche importante, cette anomalie aurait empêché le passage automatique des deux voies du système d'injection

de sécurité en mode de recirculation sur les puisards. Sans action de l'exploitant, le réservoir du circuit d'injection de sécurité se serait vidangé complètement, les pompes auraient alors fonctionné à vide ce qui aurait entraîné leur destruction et en conséquence l'interruption du refroidissement et le découvrément du combustible.

De même, lors d'un accident de rupture de tube d'un générateur de vapeur, la remise à zéro permet l'arrêt de l'injection de sécurité depuis la salle de commande, arrêt nécessaire pour limiter les rejets à l'atmosphère.

Sur son simulateur, l'IRSN a évalué les délais dont auraient disposé les opérateurs pour modifier manuellement dans les locaux électriques la configuration des actionneurs des différents circuits mis en service lors d'une injection de sécurité. Il en ressort que, pour les transitoires accidentels de brèche importante et de rupture de tube de générateur de vapeur, ces délais auraient été insuffisants. L'IRSN a conduit des études afin d'évaluer l'importance des conséquences de cet événement en termes de risque de fusion du cœur. Il en ressort que cet incident se classe parmi les plus marquants.

Des lignes de défense défaillantes pour découvrir l'anomalie

Afin de vérifier sa disponibilité, chaque système important pour la sûreté est soumis à un programme d'essais périodiques. Des essais périodiques sont réalisés tous les deux mois sur chaque voie du système de protection du réacteur. Ils ont pour objectif de vérifier que chaque signal de protection conduit, après son émission, à la sollicitation de tous les actionneurs dédiés. Ces essais sont partiels, ils testent par recouvrement des parties successives d'une chaîne de protection. En ce qui concerne l'injection de sécurité, un essai fonctionnel complet est réalisé en arrêt de tranche en activant manuellement le signal d'injection de sécurité et en observant la mise en œuvre des actionneurs. L'analyse de l'incident par l'IRSN a mis en évidence que ni les essais bimestriels, ni les essais fonctionnels réalisés à chaque rechargement, ne permettaient de détecter cette anomalie.

N'utiliser les DMP que s'ils s'avèrent indispensables

Le retour d'expérience avait déjà montré qu'il était possible d'inhiber une fonction de sauvegarde pendant une longue période, en cas d'oubli d'un DMP utilisé pour réaliser un essai ou une intervention. Une analyse de l'Institut menée en 1991 dans le cadre plus général de l'amélioration de la qualité et de la sûreté des opérations de maintenance avait toutefois montré que l'utilisation de DMP ne pouvait pas être complètement évitée, mais que ces derniers devaient faire l'objet d'une gestion particulièrement rigoureuse en privilégiant toutes les mesures simples permettant un gain important en matière de sûreté, par exemple la différenciation du DMP par une couleur vive. Une modification temporaire de l'état fonctionnel de l'installation ne devait être introduite que lorsqu'elle s'avérait indispensable. Dans le cas présent, la pose du DMP n'avait d'autre objectif que de permettre la poursuite de l'essai afin de respecter le planning ce qui, selon l'IRSN, est contraire aux règles qu'EDF s'était fixées en 1994.

En conclusion

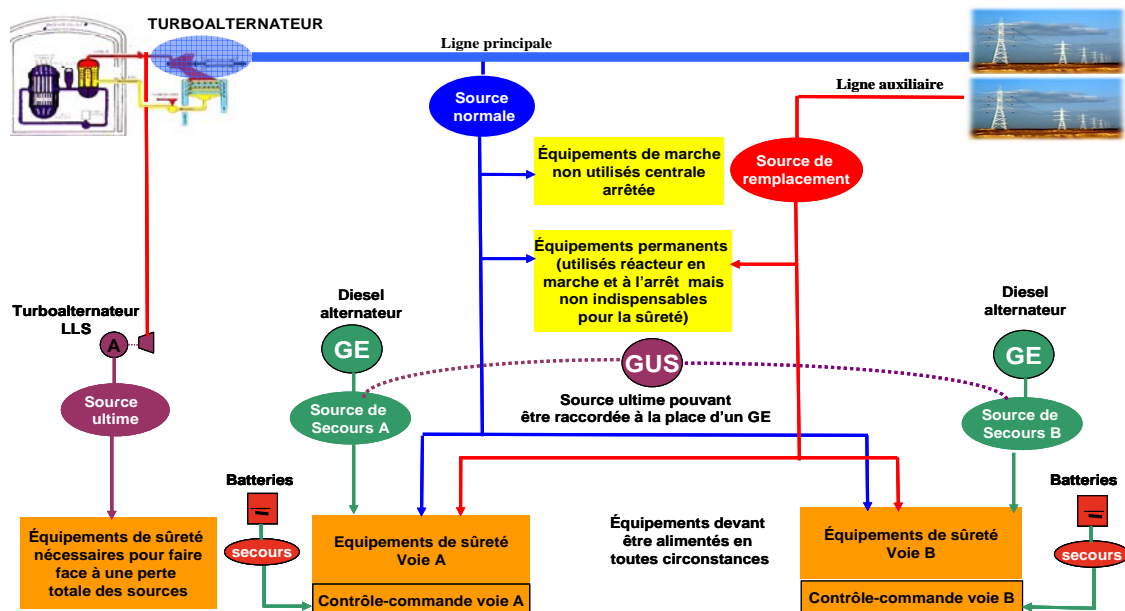
L'analyse réalisée par l'IRSN a montré que les conséquences de cette anomalie auraient pu être graves en cas de situation accidentelle. C'est la raison pour laquelle l'IRSN a rappelé les dispositions essentielles qui doivent être respectées lors de l'utilisation d'un DMP. Sur ce sujet, EDF met en place un plan d'actions. L'IRSN a de plus recommandé l'introduction de tests périodiques destinés à vérifier la disponibilité des remises à zéro du signal d'injection de sécurité et plus généralement des autres dispositifs de remises à zéro des signaux de protection.

Perte d'alimentations électriques

Le 9 avril 2007, la défaillance d'un relais de protection contre les surintensités d'un tableau électrique du réacteur n°3 de Dampierre, cumulée à un second défaut sur la ligne principale, a conduit, par l'application des procédures, à la perte des alimentations électriques externes et à l'impossibilité de connecter le groupe électrogène de secours (GE) sur l'un des deux tableaux de secours ; seuls les équipements de sûreté de l'autre tableau ont ainsi pu être alimentés.

L'alimentation électrique des réacteurs français de 900 MWe

Sur les réacteurs français, les équipements assurant les fonctions de sûreté sont alimentés par deux voies électriques redondantes, indépendantes et secourues par des alimentations internes. Une seule voie est suffisante pour accomplir les fonctions de sûreté à savoir l'arrêt du réacteur et l'évacuation de sa puissance résiduelle (figure ci-dessous).



Principe d'alimentation électrique des REP français

En situation normale, la ligne électrique dite « principale » permettant l'évacuation de l'énergie produite par la centrale vers le réseau national alimente les équipements de la centrale.

En cas de défaut momentané de la ligne principale, la centrale est automatiquement découplée du réseau national et peut s'autoalimenter en adaptant sa production à sa seule consommation : on parle alors « d'îlotage ».

Si l'avarie de la ligne principale se prolonge, les opérateurs doivent arrêter le réacteur et son alimentation électrique est basculée sur une seconde ligne du réseau national dite « auxiliaire ».

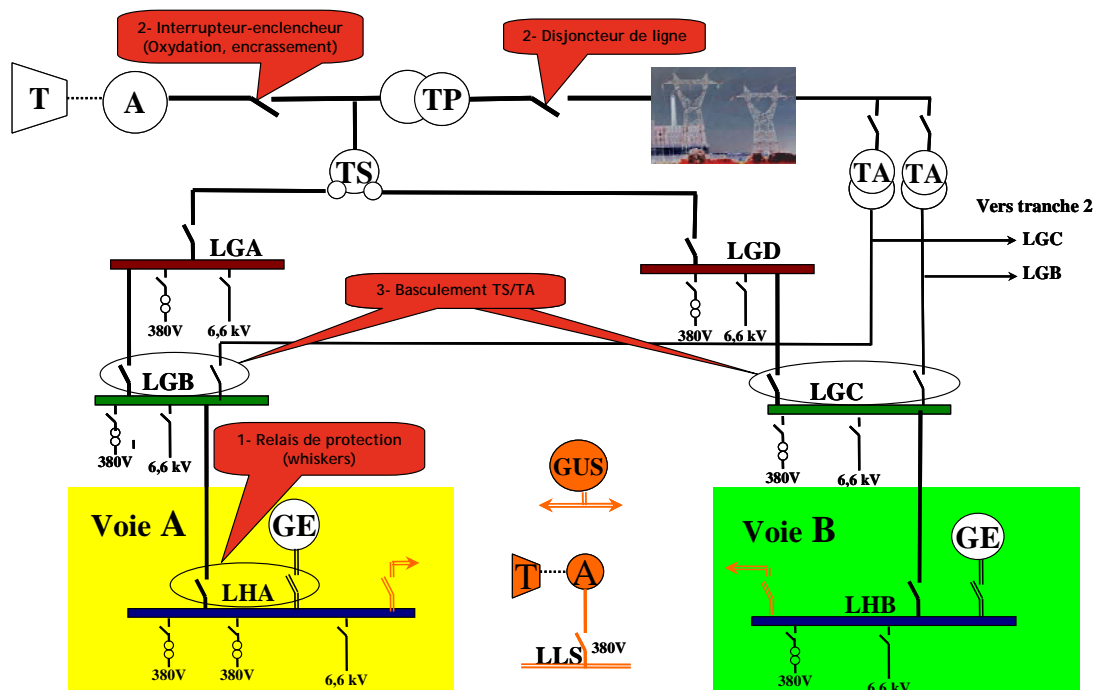
Si ces deux alimentations externes sont indisponibles simultanément, le réacteur s'arrête automatiquement et les deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel permettent d'alimenter en quelques secondes les équipements de sûreté des deux voies A via le tableau LHA et B via le tableau LHB.

Durant ces transitoires, les composants électriques permettant le basculement d'une source électrique à une autre ainsi que les appareils électroniques utilisés pour contrôler l'état du réacteur (mesures des grandeurs physiques, régulations, automatismes, affichage des informations) restent alimentés par des batteries qui prennent le relais en cas de coupure de courant.

Par ailleurs, sur chaque site équipé de réacteurs de 900 MWe, un groupe électrogène dit d'ultime secours peut être connecté manuellement en quelques heures à la place d'un groupe électrogène de secours défaillant.

Que s'est-il passé à Dampierre ?

Le 9 avril 2007, le réacteur n° 3 de [Dampierre a perdu l'alimentation électrique](#) des équipements de sûreté de la voie A. La défaillance d'un relais de protection contre les surintensités du tableau électrique LHA (schéma ci-dessous) est à l'origine de l'incident. Ce défaut a rendu impossible la connexion du groupe électrogène de secours sur le tableau LHA et seuls les équipements de sûreté de la voie B ont pu être alimentés par le tableau LHB. Conformément aux procédures applicables pour ces types de défaut, l'exploitant engage la baisse de puissance du réacteur (initialement à 60% de la puissance nominale) en vue de l'arrêter.



Défauts sur l'installation électrique lors de l'incident de Dampierre 3

Au cours de la mise à l'arrêt, lors du déclenchement de la turbine, un autre défaut sur un matériel de la ligne principale (interrupteur-enclencheur permettant le couplage au réseau du groupe turboalternateur) a aggravé la situation (ouverture du disjoncteur de ligne) et a entraîné la perte de l'alimentation électrique de la centrale par la ligne externe « principale ».

De plus, conformément aux dispositions d'une nouvelle procédure de conduite, l'exploitant a coupé certains tableaux électriques pour économiser les batteries de secours associées et a ainsi rendu impossible la réalimentation de la centrale par la ligne externe « auxiliaire » prévue dans cette situation.

La perte de l'alimentation externe a entraîné l'arrêt automatique du réacteur et le démarrage automatique du groupe électrogène de secours de la voie B. Ainsi, le réacteur a pu être conduit vers l'état d'arrêt prévu dans une telle situation en utilisant les équipements de la voie B de sûreté.

Les organisations de crise ont été mises en place préventivement, ce qui a permis d'assurer une bonne concertation technique entre l'exploitant, l'IRSN et l'ASN. L'exploitant a rétabli les alimentations externes le matin du 10 avril, ce qui a permis de poursuivre le repli du réacteur dans de meilleures conditions.

L'ASN a classé l'incident niveau 1 sur l'échelle INES.

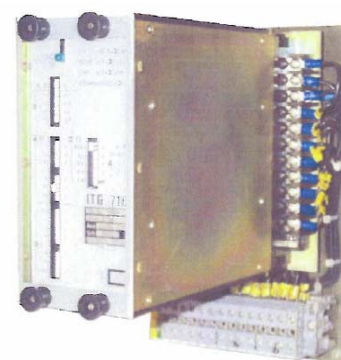
Les suites et les enseignements de l'incident de Dampierre

Le 13 avril 2007, l'ASN et l'IRSN se sont rendus sur le site afin de contrôler la maintenance prévue sur les matériels incriminés ainsi que la gestion de l'événement par l'exploitant dans le cadre des procédures de conduite des incidents. Cette inspection n'a pas mis en évidence d'écart.

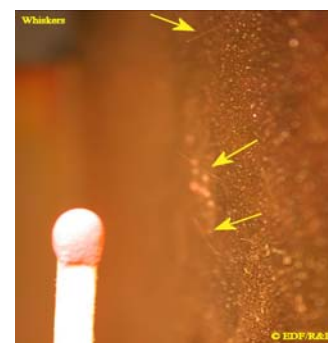
Le 26 juin 2007, l'ASN a rédigé [la Décision n°2007-DC-0051](#) demandant à EDF des analyses approfondies sur les causes de l'incident, sur des actions de surveillance et de maintenance des relais ainsi que sur le fonctionnement des systèmes électriques afin de proposer d'éventuelles améliorations.

Selon EDF, le défaut est lié à un phénomène de vieillissement appelé « whiskers » créant des ponts conducteurs entre la masse et le circuit imprimé de l'électronique du relais. Selon l'IRSN, les conditions d'apparition et de propagation des whiskers sont encore mal connues. De ce fait il apparaît difficile pour les constructeurs de proposer des solutions qui permettraient d'exclure le renouvellement de ce type de défaut.

Ce phénomène générant des défauts d'isolement, EDF a donc décidé de renforcer la surveillance de l'isolement des réseaux d'alimentation de ces relais. Cette surveillance ne permet pas d'anticiper le développement des whiskers et donc d'exclure les déclenchements intempestifs. Le remplacement préventif des relais du même type installés sur les tableaux électriques de sûreté des centrales est par ailleurs engagé.



Relais du tableau LHA



"whiskers" : filaments mono cristallins issus de la tôle du blindage de l'électronique

Les incidents de perte de sources électriques

Bien que l'incident de Dampierre soit une situation bien connue (il ne s'agit pas du premier incident de ce type), l'IRSN souligne que les incidents de perte d'alimentation électrique survenus en France et à l'étranger ont montré la complexité des situations qui peuvent en résulter et la difficulté à les gérer de manière optimale.

Notons en particulier l'incident survenu [le 25 juillet 2006 sur le réacteur n°1 de Forsmark](#) (Suède), où comme lors de l'incident de Dampierre il y a eu perte de la redondance des équipements de sûreté de la centrale par perte de leur alimentation de secours.

Suite à l'incident suédois, EDF a examiné sur tout son parc nucléaire les réglages des protections contre les surtensions de tous les onduleurs alimentant des équipements de sûreté, ce qui l'a amené à en modifier certains afin que les onduleurs restent en service dans le cas d'une surtension prévue à la conception. Il a également effectué une revue technique relative à la sensibilité des protections des matériels et des systèmes de sûreté vis-à-vis des perturbations du réseau électrique.

Bien que la conception des alimentations électriques soit différente, l'IRSN a examiné la possibilité qu'un incident du même type que celui survenu à Forsmark puisse survenir dans les centrales françaises. Les conclusions de cet examen ont fait l'objet d'un avis qui conclut que, sur le parc nucléaire français, le fonctionnement de l'alimentation de secours (groupe électrogène) est par conception insensible à une perturbation du réseau telle que la surtension enregistrée à Forsmark et que la situation qui en a résulté est prise en compte à la conception.

Les résultats de la revue technique d'EDF sur ce sujet sont en cours d'analyse.

L'incident de Forsmark

Lors de cet [incident](#), classé par l'autorité de sûreté suédoise (SKI) au niveau 2 sur l'échelle [INES](#), un court-circuit sur le réseau électrique national (400 kV) a d'abord provoqué la perte de l'alimentation externe principale. Les deux turboalternateurs de la centrale ont ensuite généré une surtension importante sur le réseau interne, qui a mis hors service deux onduleurs rendant impossible l'utilisation de deux groupes électrogènes (GE) permettant l'alimentation de secours des équipements de sûreté de deux voies sur quatre. D'autres défaillances ont également conduit à l'échec de l'ilotage et du basculement sur la seconde ligne externe auxiliaire (70 kV). Par chance, la surtension n'a pas mis hors service les deux autres onduleurs des deux autres voies de sûreté et les deux GE de secours associés ont réussi à se connecter automatiquement pour alimenter les équipements de sûreté de deux voies sur quatre. L'incident de Forsmark a ainsi mis en évidence un défaut de mode commun sur l'alimentation de secours (GE) des équipements de sûreté suite à une perturbation électrique du réseau national et une situation dégradée de la centrale non prise en compte à la conception.

Les événements en radioprotection

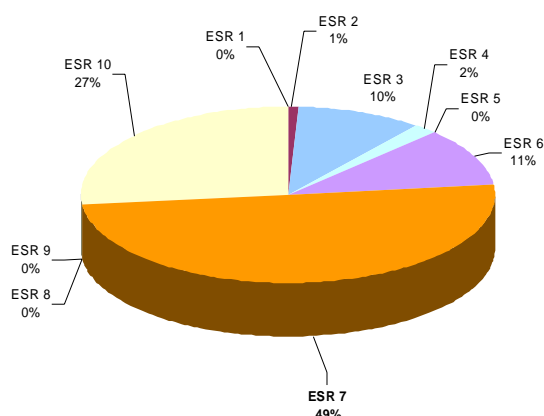
Plus d'une centaine d'événements significatifs en matière de radioprotection ont été déclarés en 2007 sur le parc des réacteurs EDF. Ces événements font l'objet d'un suivi et d'un examen par l'IRSN. Bien qu'aucun événement n'ait eu de conséquence radiologique notable pour le personnel et les sous-traitants d'EDF, l'IRSN considère que les efforts doivent être poursuivis afin de réduire les anomalies qui persistent, en particulier pour les tirs gammagraphiques et les conditions d'intervention dans les zones contrôlées « orange ».

La déclaration des événements

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de déclarer à l'ASN les incidents de radioprotection appelés « Événements Significatifs en matière de Radioprotection » (ESR), selon des critères qu'elle a définis et qui sont déclinés par EDF dans son référentiel.

Pour chacun de ces événements, l'exploitant effectue une analyse des circonstances et des causes de l'événement, de ses conséquences radiologiques réelles et potentielles, et met en place des actions correctives pour éviter leur renouvellement. Ces analyses sont communiquées à l'ASN et à l'IRSN. Les informations ainsi fournies permettent à l'IRSN d'exercer un suivi de l'ensemble du parc, d'établir des tendances et de donner des avis sur les actions correctives engagées par EDF.

L'IRSN constate qu'aucun événement entraînant un dépassement d'une limite annuelle de dose (critère 1) n'est survenu.



La radioprotection est l'ensemble des mesures mises en œuvre pour protéger les travailleurs, la population et l'environnement des risques de la radioactivité. Des dispositions obligatoires concrètes assurent la radioprotection des intervenants (construction des centrales, organisations mises en place, formation du personnel et suivi médical).

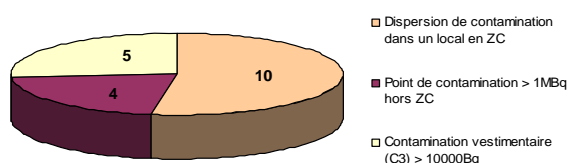
Répartition des événements déclarés en fonction des critères de déclaration

Les événements sont le plus souvent imputables à des erreurs humaines et, dans la majorité des cas, détectés par le service compétent en radioprotection de l'exploitant.

La répartition des ESR en fonction de leur critère de déclaration est très inégale. Deux catégories d'événements sont prépondérantes : les défauts de propreté radiologique et le non-respect des conditions techniques d'accès en zone contrôlée.

114 événements significatifs en matière de radioprotection ont été déclarés sur le parc de centrales nucléaires d'EDF. Ils représentent 14 % du nombre total des événements significatifs déclarés en 2007 (sûreté, radioprotection, environnement)	
<u>Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la radioprotection (ESR)</u>	
ESR 1	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).
ESR 2	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).
ESR 3	Tout écart significatif concernant la propreté radiologique ; notamment les sources de contamination hors zone contrôlée supérieure à 1 MBq et la contamination vestimentaire supérieure à 10 kBq détectée au portique C3 ou lors d'une anthropogammamétrie.
ESR 4	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans prise en compte exhaustive de cette analyse.
ESR 5	Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou du public contre les rayonnements ionisants
ESR 6	Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption
ESR 7	Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zones orange, rouge et des zones de tirs radio).
	7a Défauts de balisage et de signalétique
	7 b Autres écarts
ESR 8	Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents.
ESR 9	Dépassement de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique de plus d'un mois, 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 des autres types d'appareils (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois).
ESR 10	Tout autre écart significatif pour l'ASN ou l'exploitant.

Les défauts de propreté radiologique (ESR 3)



Répartition des 19 événements de contamination

Parmi les 19 défauts de propreté radiologique déclarés en 2007, une dizaine est due à la dispersion de contamination en zone contrôlée. Bien qu'en nombre limité, ces événements donnent lieu à des contaminations (traces de radioactivité), le risque de contamination n'ayant pas été perçu lors de la préparation de l'activité et donc lors de la rédaction du régime de travail radiologique définissant les conditions d'accès.

La contamination des intervenants semble liée généralement à un défaut d'analyse préalable de risque ou à une prise en compte insuffisante de celle-ci. Ce risque de contamination est particulièrement présent lors des arrêts de tranche ou lors d'interventions susceptibles de conduire à l'ouverture de circuits ou au transfert de fluide primaire. Les écarts détectés montrent que l'identification des risques de contamination, les parades associées et la signalisation sont perfectibles ou manquent de cohérence. Deux événements, sur lesquels l'IRSN a porté une attention particulière, illustrent ces lacunes.

Le premier s'est produit à la centrale de Paluel le 21 août 2007. Des défauts de suivi dosimétrique ont conduit à l'intégration d'une dose de 5,5 mSv par un travailleur prestataire lors d'une intervention de décontamination au fond de la piscine du réacteur. Bien que la dose intégrée n'ait pas dépassé la limite annuelle de dose individuelle pour les travailleurs (20 mSv), l'IRSN considère que cet événement est significatif d'un défaut de surveillance pour des opérations à risque radiologique. En effet, l'analyse montre que, pour cette intervention (décontamination d'une piscine) au cours de laquelle le débit de dose est important et évolue en permanence, le système de télédosimétrie prévu et installé pour le chantier n'a pas été utilisé. L'utilisation de ce système aurait permis de suivre en temps réel le débit de dose et d'alerter en cas de dépassement. Le fait que le travailleur n'ait pas non plus suivi l'évolution de la dose reçue sur son dosimètre pendant 30 minutes montre que des progrès doivent être faits pour sensibiliser les intervenants sur les risques radiologiques.

Débit d'équivalent de dose

Les rayonnements agissent sur la matière par l'intermédiaire de l'énergie qu'ils lui cèdent. La dose absorbée représente la quantité d'énergie communiquée à la matière par unité de masse. A dose absorbée égale, les effets biologiques varient selon la nature des rayonnements. Pour prendre en compte cette variation, on pondère le débit de dose absorbée par un facteur fonction du type de rayonnement pour obtenir le débit d'équivalent de dose.

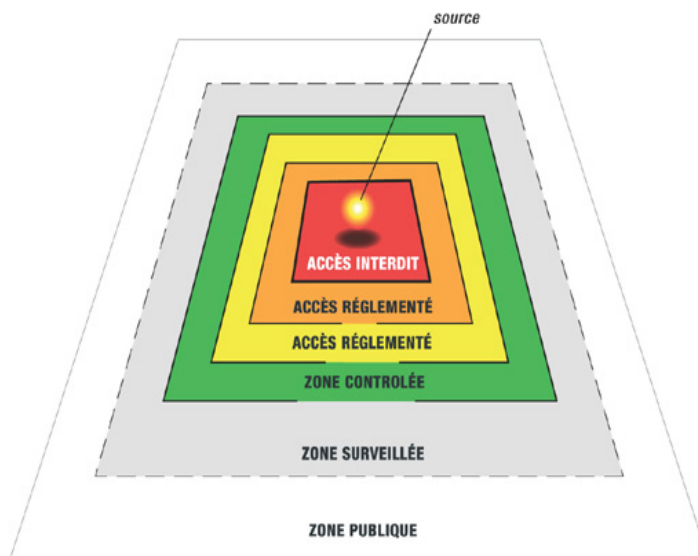
Le second événement est relatif à la découverte de traces de contamination interne sur 131 personnes (soit la moitié des travailleurs) qui sont intervenues dans le bâtiment du réacteur lors de l'arrêt de la tranche 1 de la centrale de Penly le 18 octobre 2007. Ces contaminations internes ont résulté de la contamination atmosphérique provenant de locaux dans lesquels s'était déroulée une intervention de maintenance sur des organes de robinetterie. Bien que les doses intégrées soient très faibles et n'entraînent pas de conséquence sanitaire, l'analyse de l'événement a toutefois montré des défaillances dans la préparation du chantier pourtant considéré à enjeu dosimétrique (défauts de confinement de la zone à risque et de la surveillance humaine et matérielle).

Les contaminations vestimentaires sont quant à elles en diminution depuis le début des années 2000. Il semble donc que les actions entreprises par EDF dans ce domaine commencent à porter leurs fruits. Ainsi, pour l'année 2007, seules cinq contaminations vestimentaires supérieures à 10 000 Bq ont été constatées.

La contamination hors zone contrôlée des centrales fait l'objet d'une surveillance renforcée depuis la fin des années 90. Il en résulte une meilleure détection des points de contamination. La voirie du site susceptible de voir circuler des véhicules transportant des déchets ou du matériel contaminé est contrôlée systématiquement avec une périodicité maximum d'un an. En 2007, quatre points de contamination supérieurs à 1 MBq ont été découverts. Le plus fort point de contamination a été mesuré à 13 MBq en équivalent Cobalt 60.

Le non-respect des conditions techniques d'accès en zone contrôlée

Les lieux de travail dans les installations nucléaires ont été divisés en plusieurs zones en fonction de leur niveau de risque d'exposition externe et/ou interne aux rayonnements ionisants. Les zones réglementées, c'est-à-dire celles où il existe une source d'exposition d'origine professionnelle, sont séparées en zone surveillée et zone contrôlée. La zone est désignée « zone surveillée » tant que la dose efficace susceptible d'être reçue en une heure reste inférieure à 7,5 µSv. Au-delà de ce seuil, les zones sont désignées « zones contrôlées », elles-mêmes distinguées par un



code de couleurs en fonction des niveaux de doses susceptibles d'être reçus, les zones rouges étant celles qui présentent les doses les plus élevées. Cette classification des locaux est évolutive en fonction des risques réels d'expositions externes et/ou internes. Ainsi, l'absence d'un trisecteur adapté aux risques réels d'exposition d'un local ou l'entrée d'un individu en zone orange alors que celui-ci ne dispose pas de l'autorisation écrite ad hoc conduit normalement l'exploitant à déclarer un ESR, même si la dose effectivement reçue par cet individu est négligeable.

Il est intéressant de se focaliser sur les types de défaillances ayant conduit à des accès en zone orange non autorisés. En effet, d'une part ces écarts représentent la majorité des ESR, d'autre part leurs conséquences potentielles sont les plus importantes. Le non-respect du processus d'accès en zone orange peut principalement conduire à exposer des agents à des doses inutiles, ou de faire pénétrer en zone orange des agents qui ne bénéficient pas d'un statut juridique qui leur permette de le faire (CDD, travail temporaire...).

Parmi les multiples causes, on peut citer :

- une augmentation imprévue du débit de dose ambiant faisant passer le local de l'intervention en zone orange ;
- des défauts de balisage de la zone orange (absence de signalisation ou de visibilité du balisage) ; il faut noter que cette cause représente la majorité des écarts déclarés ;
- des franchissements volontaires du balisage par suite d'une mauvaise perception du risque radiologique ou d'une violation délibérée des règles.

Les tirs gammagraphiques

On observe que le nombre d'ESR liés à des tirs gammagraphiques (ou radiographiques) qui sont une méthode de contrôle non destructif représente une part non négligeable des ESR (une vingtaine), mais ce nombre, stable ces trois dernières années, est néanmoins faible en regard de l'ensemble des tirs réalisés sur le parc (environ 20 000).

Les conséquences potentielles des événements liés à la gammagraphie sont importantes, puisque les sources utilisées ont une activité de l'ordre de 2 TBq d'Iridium 192. De telles sources génèrent, sans protection, un débit de dose en profondeur d'environ 3 Gy/h à une distance de 30 cm et 0,27 Gy/h à 1 m.

EDF utilise cette technique pour effectuer les contrôles destinés à vérifier la sûreté des appareils à pression lors des opérations de maintenance effectuées pendant les arrêts de tranche. Ce type de contrôles est effectué par des travailleurs d'entreprises extérieures titulaires du CAMARI (Certificat d'Aptitude à Manipuler des Appareils de Radiographie Industrielle) intervenant à l'intérieur ou à l'extérieur des zones contrôlées (salle des machines par exemple). En principe, ces contrôles sont réalisés préférentiellement la nuit, lorsque la fréquentation des locaux est moindre et le risque d'exposition intempestive limité. Cependant, l'IRSN observe que les contraintes de planning conduisent aujourd'hui les exploitants à réaliser les tirs gammagraphiques en journée.

Les causes des événements liés aux tirs gammagraphiques sont multiples. Il peut notamment s'agir de non-respects de zone balisée, de défauts de balisage ou de défaillances matérielles, telle celle survenue sur l'obturateur d'un gammagraphe à la centrale de Chinon.

Le 10 juillet 2007, sur le site de Chinon, après un contrôle radiographique de soudures dans le bâtiment du réacteur de la tranche 1, un défaut de fermeture de l'obturateur du gammagraphe après réinsertion complète de la source a conduit à l'exposition de deux intervenants à des doses de 0,74 et 0,64 mSv, ce qui correspond à un temps d'exposition de 5 secondes à 1 mètre de la source de 3,5 TBq en Iridium 192. L'anomalie n'est pas apparue aux opérateurs dans un premier temps. Ils ont été avertis par le déclenchement de l'alarme de débit de dose (2 mSv/h) de leurs dosimètres. Il s'avère que la balise de surveillance positionnée aux trois quarts arrière n'a pas signalé le débit de dose et que l'orientation du gammagraphe par rapport au chemin d'accès n'a pas permis aux intervenants de voir le voyant rouge caractérisant la mauvaise fermeture de l'obturateur.

Au-delà de la défaillance technique initiale du matériel, l'analyse montre une accumulation de gestes professionnels réalisés de façon imparfaite et non conforme à l'attendu. Des actions correctrices ont été mises en œuvre localement.



Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'un appareil mobile auto protégé (plombé) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'Iridium 192 ou du Césium 137) qui, une fois en position d'utilisation, expose un film radiographique d'une 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 des soudures ou détecter un manque de matière sur des tuyauteries.

Des progrès possibles...

La majorité des événements déclarés (franchissements volontaires, déposes inappropriées du balisage...) aurait pu être évitée en améliorant la préparation des interventions et en renforçant l'autocontrôle. EDF a clairement affiché sa volonté de faire mieux respecter en 2008 la réglementation en matière de radioprotection.

Quoi qu'il en soit, et même si aucun ESR en 2007 n'a eu de conséquence radiologique notable pour le personnel et les sous-traitants d'EDF, puisque le principe général de limitation des doses a été respecté, EDF doit poursuivre ses efforts pour faire progresser encore la culture « radioprotection ».

Pour en savoir plus : l'IRSN publie annuellement un bilan des expositions professionnelles aux rayonnements ionisants. Dans ce rapport, l'IRSN dresse en outre un bilan des mesures individuelles réalisées pour assurer la surveillance des expositions internes, ainsi qu'un bilan des événements de radioprotection recensés dans l'année. [Bilan 2006](#), [bilan 2007](#).

Les enseignements tirés du séisme de Kashiwazaki-Kariwa

Le 16 juillet 2007, un séisme violent s'est produit au Japon, à proximité de la plus grande centrale électronucléaire au monde : Kashiwazaki-Kariwa. Les dégâts sur les ouvrages et équipements importants pour la sûreté ont été très limités de par la robustesse de la conception et de la construction, malgré le dépassement du niveau de sollicitations sismiques pris en compte lors de la conception.

Le plus violent séisme qu'ait connu ce type d'installation

Le 16 juillet 2007 s'est produit au Japon un [séisme à proximité de la centrale électrique de Kashiwazaki-Kariwa](#), qui concentre la plus forte puissance nucléaire installée dans le monde. Le séisme de magnitude 6,6 suivant l'échelle de Richter est le plus violent qui ait sollicité ce type d'installation. Sur les sept réacteurs de la centrale, trois étaient à l'arrêt pour maintenance, trois à pleine puissance et le dernier en cours de redémarrage. Les réacteurs en fonctionnement ont été arrêtés par insertion automatique des barres de contrôle dès le dépassement du seuil de sollicitation sismique prédéfini. L'évacuation de la puissance résiduelle du combustible s'est ensuite poursuivie sans incident. Le réseau d'alimentation électrique étant resté disponible, les groupes électrogènes de secours n'ont pas été utilisés.

Des conséquences limitées

Des endommagements ont néanmoins été observés sur certains équipements et structures. Ils n'ont pas affecté le fonctionnement du réacteur lui-même. Seuls deux événements ont induit une faible contamination de l'environnement :

- le débordement d'une piscine de désactivation, dont l'eau s'est écoulée par une traversée non étanche jusqu'à un puisard situé en zone non contrôlée avec pour conséquence un rejet en mer ;
- un dégazage de vapeur le long d'un arbre de turbine en salle des machines.



Affichage à la mairie de Kashiwazaki de la surveillance des rejets dans l'environnement en temps réel.

Les volumes concernés et leur concentration en radionucléides sont largement inférieurs aux seuils autorisés en exploitation normale.

D'autres événements notables sont survenus :

- l'incendie d'un transformateur de puissance ;
- la rupture de tuyauteries d'amenée d'eau enterrées entraînant une inondation dans une zone non contrôlée d'un bâtiment réacteur ;
- le déboîtement de tronçons de conduits de cheminée de rejet des effluents gazeux ;
- la fuite d'eau de mer à travers un joint souple du circuit du condenseur en salle des machines ;
- la fuite d'un réservoir d'eau filtrée ;
- la rupture d'un cardan de motorisation d'un pont roulant desservant les piscines d'un bâtiment réacteur ;
- le renversement de fûts de déchets dans un local d'entreposage.

Une conception robuste



Le séisme s'est accompagné de déformations irréversibles du sol, en particulier des cisaillements horizontaux et des tassements verticaux des remblais à la périphérie des ouvrages. Ils sont à l'origine des dégâts les plus visibles et la cause de difficultés dans les interventions post-sismiques : indisponibilité du réseau d'eau pour combattre l'incendie, désordres dans la voirie rendant difficile le déplacement des véhicules...

Les premières inspections des structures, des matériels et des systèmes classés de sûreté effectués par l'exploitant TEPCO

ont montré une stabilité et une absence de dégradations notables, alors que les sollicitations sismiques mesurées ont été largement supérieures à celles prises en compte lors de la conception.

Les ouvrages et équipements dont les exigences de tenue au séisme sont moins élevées, du fait que leur défaillance n'affecte ni la sûreté ni l'environnement, se sont globalement bien comportés : les structures ne se sont pas effondrées, bien que des dégradations aient été observées.

Une bonne part de cette robustesse au séisme provient d'une conception prudente à l'égard des sollicitations sismiques :

- les ouvrages et matériels présentant les plus fortes exigences de stabilité au séisme (bâtiment réacteur et équipements de sûreté) intègrent comme justification complémentaire, indépendante du niveau de la sollicitation sismique, la vérification de la stabilité sous l'effet d'une accélération horizontale égale à 60 % de la pesanteur, couvrant de fait le niveau de sollicitation de ce séisme ;
- les ouvrages sont fondés « au rocher » et enterrés dans le sol sur plus de la moitié de leur hauteur.

La sous-évaluation de la sollicitation sismique retenue pour la conception est attribuée à l'existence de failles actives « cachées », situées en mer, au large de l'installation. Préalablement au redémarrage des réacteurs, l'exploitant doit, dans un premier temps, remettre en état ou vérifier l'absence d'endommagement des structures et matériels. Il devra ensuite réévaluer le niveau des sollicitations sismiques et justifier la tenue des équipements à la redéfinition de l'aléa sismique. La justification de la tenue de l'installation au séisme, la remise en état ou la

vérification de l'absence de défauts dans les structures et les matériels sont des préalables au redémarrage des réacteurs.

Une mobilisation internationale

Dans le cadre de l'AIEA, à l'initiative des exploitants japonais, des spécialistes en génie sismique, en particulier de l'IRSN, se sont mobilisés pour exploiter et partager les connaissances, le retour d'expérience, les données, les analyses et les réflexions concernant les procédures à mettre en œuvre pour :

- consolider l'évaluation de l'aléa sismique ;
- établir un diagnostic de l'état d'une installation après un séisme lorsque celui-ci est de niveau comparable au séisme pris en compte lors du dimensionnement ;
- définir les conditions auxquelles doit répondre une installation ainsi sollicitée pour que sa remise en service soit acceptable du point de vue de la sûreté.

Compte tenu de la connaissance actuelle du contexte sismotectonique en France métropolitaine, la survenue d'un séisme de cette ampleur est improbable. Néanmoins, la mise à disposition dans la communauté scientifique de données techniques par les exploitants japonais permet à l'IRSN d'alimenter ses programmes de recherche sur la robustesse des installations nucléaires, d'approfondir ses analyses des prescriptions de conduite pendant et après un séisme et enfin d'évaluer l'organisation des interventions pour gérer la situation post-accidentelle. Sur ces trois points, les analyses engagées permettront, le cas échéant, de proposer des améliorations du référentiel sismique.

ANOMALIES GENERIQUES SUR LE PARC

Une caractéristique du parc EDF des réacteurs à eau sous pression est sa standardisation. Il est en effet composé de trois groupes (appelés 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 pénalisante lorsque l'exploitant découvre une défaillance ou une erreur qui peut concerner l'ensemble des réacteurs du parc ou d'un palier. Ainsi, 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. Ce chapitre présente quatre anomalies parmi celles qui ont fait l'objet d'une forte mobilisation de l'IRSN.

Le risque d'atteindre, dans certaines situations accidentelles, une température ambiante trop élevée dans les locaux des pompes d'injection de sécurité haute pression, concerne les réacteurs du palier 900 MWe. Il s'agit d'un écart de conformité découvert par EDF dans le cadre de ses analyses relatives à la protection des centrales en période de canicule.

Le phénomène de colmatage des générateurs de vapeur a été mis en évidence à la centrale de Cruas. Des investigations menées sur d'autres centrales du parc ont montré des phénomènes similaires sur des générateurs de vapeur du même type que ceux de Cruas.

Tous les réacteurs du palier 900 MWe sont désormais équipés de filtres de puisard de recirculation d'une nouvelle conception. Le risque de colmatage des filtres montés initialement ne pouvant pas être écarté, une modification s'imposait. Celle-ci est l'aboutissement de plusieurs années d'études et d'essais auxquels l'IRSN a dès le début participé activement.

Bien que la conception des stations de pompage des centrales diffère selon la situation géographique, il existe entre ces stations des difficultés communes, tel le risque de perte de leur alimentation en eau, ou, plus particulièrement pour les centrales en bord de mer, le risque de corrosion sous l'effet de la salinité de l'air.

Températures ambiantes élevées pour les pompes d'injection de sécurité

Après les périodes de fortes chaleurs observées en 2003 et 2006, les exigences relatives à la protection des centrales contre les températures ambiantes élevées (référentiel « grand chaud ») sont en cours de réexamen. Ce référentiel fait l'objet d'échanges techniques entre EDF, l'ASN et l'IRSN. Il prend en compte l'impact des augmentations de la température de l'air extérieur et de l'eau utilisée pour le refroidissement des différents équipements. Dans ce cadre, EDF a déclaré le 31 juillet 2007, des écarts de conformité relatifs à la tenue à la température des pompes d'injection de sécurité haute pression des réacteurs de 900 MWe.

Quelle fonction de sûreté assurent les pompes d'injection de sécurité haute pression ?

En cas de situation accidentelle, notamment en cas de brèche du circuit primaire, et après l'arrêt automatique du réacteur, le signal d'injection de sécurité déclenche la mise en service de pompes refoulant dans le circuit primaire à près de 180 bars. L'eau injectée sert, entre autres, à compenser le débit d'eau perdu par la brèche. Dans un premier temps, le système d'injection de sécurité utilise de l'eau stockée dans un réservoir de grande capacité. Lorsque ce réservoir est vide, l'eau est alors pompée dans des puisards localisés au fond du bâtiment du réacteur, le système fonctionne alors en mode dit de [« recirculation sur les puisards »](#).

Sur les réacteurs de 900 MWe, les pompes d'injection de sécurité à haute pression sont situées dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN). La lubrification des pompes est assurée par un circuit d'huile, lui-même refroidi par un aéroréfrigérant.

Par ailleurs le refroidissement du moteur des pompes est assuré par un ventilateur en circuit ouvert dans le local. Pour garantir le bon fonctionnement des pompes, il est donc nécessaire de maintenir suffisamment basse la température de l'air régnant dans les locaux abritant les pompes. La régulation de la température des locaux est assurée par la ventilation générale du BAN (DVN) tant que celle-ci est inférieure à 45 °C. Au-delà de cette valeur, un autre système de ventilation (DVH) prend le relais. L'air de ventilation du système DVH est lui-même refroidi par de l'eau du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). Comme ce dernier assure également l'évacuation de la chaleur dégagée dans l'enceinte du bâtiment réacteur par le refroidissement, via un échangeur, de l'eau recueillie dans les puisards, la température de l'eau du système RRI atteint son maximum peu après le passage en recirculation.

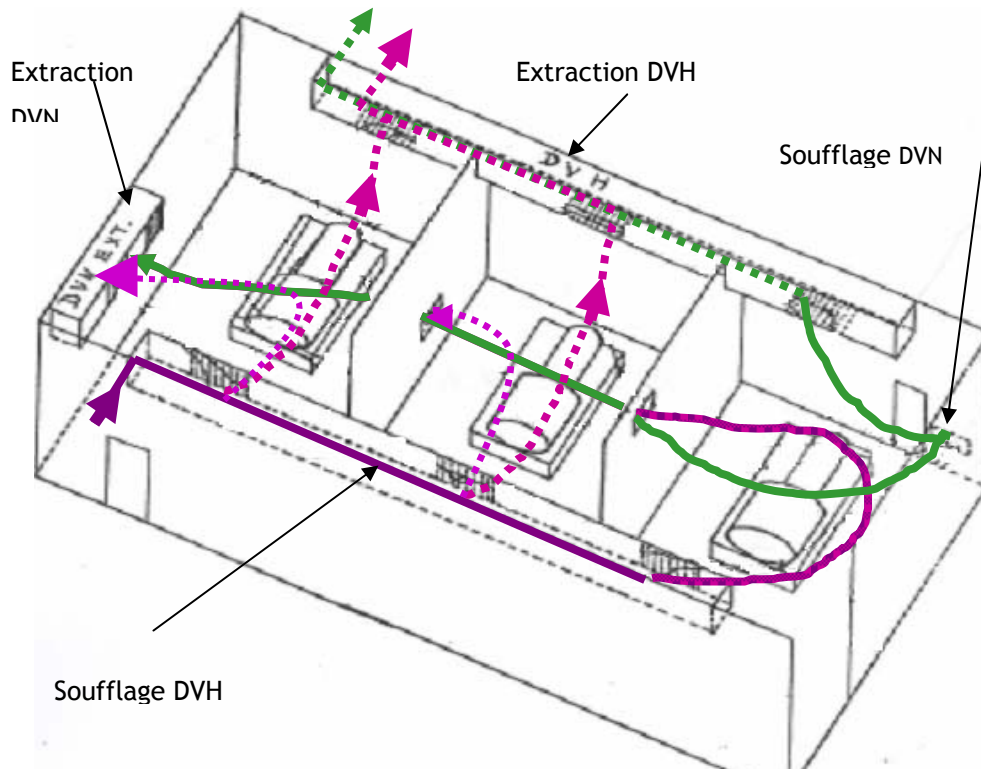


Schéma de ventilation du local (configuration DVN + DVH en service)

Les écarts de conformité

Le référentiel de sûreté actuel stipule que le bon fonctionnement des pompes est assuré pour une température maximale ambiante de 55 °C dans le local, évaluée en considérant une température du RRI de 50 °C au moment du passage en configuration « recirculation sur les puisards ». Or, d'après les spécifications initiales du constructeur, ces pompes ont été conçues en considérant une température d'air de 45 °C à l'entrée de l'aéroréfrigérant. Au-delà de cette valeur, le fonctionnement correct des pompes sur le long terme ne peut pas être garanti, ce qui constitue un écart de conformité.

A l'occasion de son examen, EDF a identifié un autre écart sur le système DVH. Il résulte de la prise en compte, à la conception de ce système, d'une température maximale du fluide RRI de 43 °C alors que la température du RRI en situation accidentelle peut atteindre 50 °C. Cet écart a conduit EDF à recalculer la valeur de la température maximale dans le local des pompes d'injection de sécurité haute pression au moment du passage en configuration « recirculation sur les puisards ». Le résultat montre que la température ambiante dans le local des pompes peut atteindre transitoirement 58 °C (valeur supérieure à la valeur de 55 °C inscrite dans le référentiel de sûreté). Ce second écart, en augmentant la température régnant dans le local, aggrave l'impact de l'écart de conformité sur la tenue des pompes.

Quelle conséquence pour la sûreté ?

L'analyse effectuée par EDF a montré que l'élément de la pompe le plus sensible à la température ambiante est la vanne thermostatique qui régule la température de l'huile de lubrification, en orientant un débit d'huile plus ou moins important vers l'aéroréfrigérant du circuit de graissage. Si la température dépasse 45 °C à l'entrée de l'aéroréfrigérant, la surchauffe de l'élément réglant de la vanne peut conduire au contournement de l'aéroréfrigérant et, par voie de conséquence, à l'indisponibilité de la pompe par échauffement de l'huile de lubrification.

Ainsi ces écarts peuvent remettre en cause la capacité du système d'injection de sécurité haute pression à assurer sa fonction de refroidissement du cœur dans certaines situations accidentelles.

La remise en conformité des installations prévue par EDF

EDF a proposé de remettre en conformité ses installations en deux temps. Dans un premier temps, il prévoit de remplacer la vanne thermostatique du circuit de lubrification des pompes par des vannes qualifiées à plus haute température, semblables à celles équipant les réacteurs de 1300 MWe. Ce remplacement est en cours. Dans un second temps, EDF vérifiera dans le cadre de la démarche de réexamen initiée après les épisodes de canicule de 2003 à 2006 que les nouvelles températures à utiliser pour la conception des équipements de sûreté ne remettent pas en cause le bon fonctionnement des pompes.

Un sujet suivi de près par l'IRSN

Dans le cadre de l'analyse du retour d'expérience des réacteurs nucléaires en exploitation sur la période 2003-2005, l'IRSN a mis en évidence en 2007 qu'en situation normale de fonctionnement, les températures dans les locaux des pompes d'injection de sécurité à haute pression sont souvent proches de 45 °C (température maximale prise en compte à la fabrication de la pompe). De ce fait, sur certains réacteurs, le système de ventilation DVH est fréquemment utilisé pour refroidir le local et assurer le refroidissement correct des pompes. Ce mode de fonctionnement des ventilations ne correspond pas à celui qui est décrit dans les études d'accident du rapport de sûreté. En outre, sur certains réacteurs, des températures élevées, proches du critère d'arrêt des pompes, ont été observées sur les paliers de ces pompes alors que le système DVH était déjà en service et que les températures extérieures n'étaient pas particulièrement élevées.

En regard de l'importance pour la sûreté des pompes, l'IRSN poursuit ses analyses et ses échanges techniques avec EDF concernant la suffisance de la modification de la vanne thermostatique vis-à-vis de la tenue en température des pompes et les performances des systèmes de ventilation assurant leur refroidissement.

Le colmatage des générateurs de vapeur

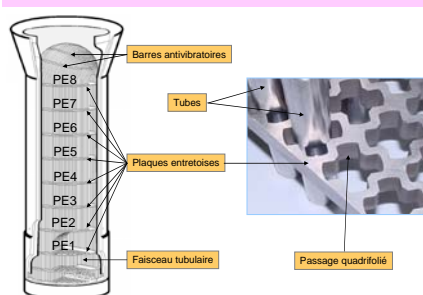
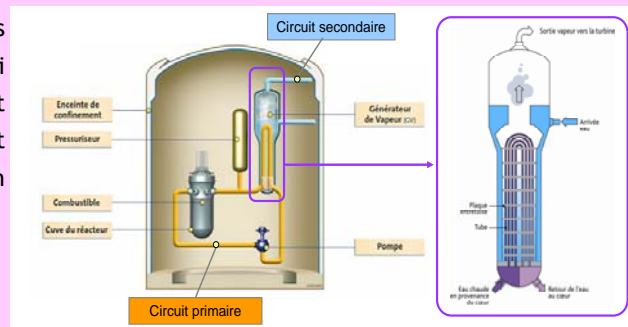
Les investigations menées par EDF à la suite de plusieurs incidents ayant affecté deux réacteurs de la centrale de Cruas (Ardèche) ont permis de mettre en évidence une anomalie à caractère générique sur certains générateurs de vapeur (GV) des réacteurs français : [le colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur](#).

Une anomalie découverte à la centrale de CRUAS

En février 2006, l'exploitant de la centrale de CRUAS procède à l'arrêt fortuit du réacteur n° 4 après avoir détecté une fuite entre le circuit primaire et le circuit secondaire, due à l'évolution rapide d'une fissure par fatigue vibratoire d'un tube de GV. Ce phénomène est consécutif au colmatage des plaques entretoises des GV.

Colmatage des générateurs de vapeur

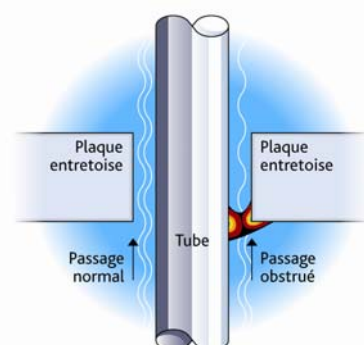
Le phénomène de colmatage concerne les plaques entretoises des générateurs de vapeur (GV). Ceux-ci assurent l'échange thermique entre l'eau du circuit primaire, portée à 325°C dans le cœur du réacteur, et l'eau du circuit secondaire qu'ils transforment en vapeur pour alimenter la turbine.



Chaque GV équipant un réacteur de 900 MWe comporte environ 3300 tubes en U renversé, maintenus entre autres par des plaques entretoises.

Il est apparu en 2005 que, dans certains générateurs de vapeur, les passages aménagés entre les tubes et les plaques entretoises pour la circulation de l'eau et de la vapeur avaient été progressivement obstrués par des dépôts d'oxydes, principalement de la magnétite provenant de la corrosion des condenseurs.

Cette obstruction provoque des déséquilibres de débit dans les espaces entre tubes et plaques, pouvant générer des phénomènes vibratoires et des interactions entre tube et plaque.



Après avoir préconisé en 2006 la mise en œuvre de mesures et de contrôles particuliers avant la remise en service de ce réacteur, l'IRSN a analysé en 2007, pour l'ensemble des REP, la pertinence du bouchage préventif de certains tubes de GV et du renforcement de leur suivi en exploitation proposé par EDF.

Des conséquences à fort enjeu pour le parc

Le risque majeur que présente cette anomalie est la rupture d'un tube de GV.

Bien que la fuite par fissuration n'ait été observée que sur un GV de CRUAS, les investigations menées par EDF ont montré que le phénomène est présent sur plusieurs centrales du parc. Aussi, des mesures préventives ont été prises, consistant en des contrôles particuliers des tubes et au bouchage de ceux susceptibles d'être affectés.

L'Institut a souligné la nécessité d'évaluer l'ensemble des conséquences sur la sûreté du colmatage des plaques entretoises sans se limiter au seul risque d'endommagement des tubes. En effet, l'IRSN a mis en évidence que le colmatage pourrait induire des efforts mécaniques importants sur les fixations des plaques entretoises, entraver l'écoulement naturel de l'eau et de la vapeur dans les GV et réduire le débit nécessaire au bon fonctionnement des GV. Par ailleurs, l'IRSN a démontré à l'aide de simulations numériques qu'en cas de colmatage important, des phénomènes d'oscillations du niveau d'eau dans les GV pourraient apparaître dans certaines situations de fonctionnement. Ces analyses ont montré l'urgence de la remise en état des GV. Dans l'attente, la puissance de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe affectés par cette anomalie a été diminuée.

Les mesures correctives

Dans le même temps, EDF a entrepris la remise en état de certains GV dès le printemps 2007. A cette fin, il a mis en œuvre un procédé de nettoyage chimique dont l'IRSN a analysé les conséquences potentielles pour la sûreté, mais aussi pour les matériels soumis à ce procédé. L'Institut a ainsi pu souligner les limites de certains contrôles prévus par l'exploitant et, plus généralement, la nécessité de diversifier les moyens de nettoyage. Au vu du retour d'expérience des premières opérations, il a poursuivi ensuite ses échanges techniques afin de confirmer la suffisance des améliorations prévues par EDF.

L'IRSN a recommandé l'établissement d'un état précis du colmatage des différents GV des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe, ainsi que l'élaboration d'une stratégie adaptée pour leur traitement. Cette stratégie doit tenir compte du fait qu'un nettoyage chimique produit environ 1 000 m³ d'effluents liquides par tranche, ce qui pourrait saturer la filière du traitement utilisée actuellement, si le nombre d'opérations à réaliser s'avérait important.

A la demande de l'ASN, l'IRSN poursuit son analyse en orientant sa réflexion plus particulièrement sur la compréhension de l'apparition du colmatage et du phénomène de fatigue vibratoire qui en résulte, les conséquences du colmatage sur le fonctionnement incidentel ou accidentel des tranches, ainsi que sur l'évaluation de la méthode utilisée par l'exploitant pour estimer le taux de colmatage des GV du parc équipés de plaques entretoises « multifoliées ».

Incidences de l'environnement sur les stations de pompage

Le maintien du refroidissement du réacteur dans toutes les situations est une fonction de sûreté essentielle qui nécessite une source froide : l'eau de mer ou l'eau de rivière selon l'implantation de la centrale. La station de pompage, qui assure cette fonction, est particulièrement exposée aux conditions climatiques et environnementales. Plusieurs événements récents incitent à accroître la vigilance des exploitants sur les conditions d'exploitation de ces stations de pompage.

La station de pompage

La station de pompage alimente la centrale en eau de refroidissement par l'intermédiaire du circuit d'eau brute secourue (SEC) jusqu'au circuit de réfrigération intermédiaire, qui assure le refroidissement de plusieurs locaux et matériels lorsque le réacteur est en puissance, ainsi que l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible lorsque le réacteur est à l'arrêt ou en situation accidentelle.

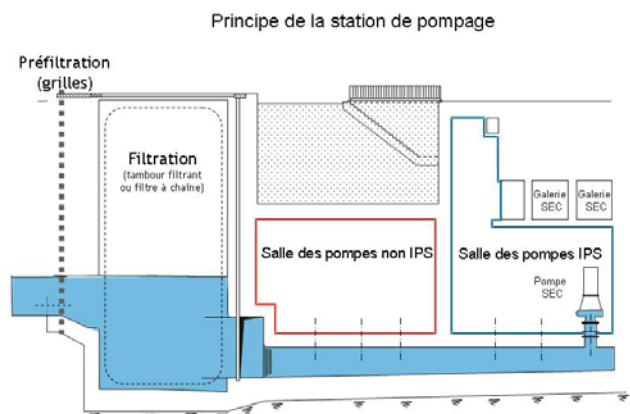
Du fait de la diversité géographique des sites sur lesquels sont implantées les centrales, les configurations des installations d'alimentation en eau diffèrent. On retrouve néanmoins, pour chaque centrale, une prise d'eau (canal d'amenée, galeries d'amenée) et une station de pompage.



Canal d'amenée à la centrale de Penly

La station de pompage comprend :

- un système de pré-filtration constitué de grilles fixes, afin d'arrêter les corps flottants volumineux (branches...) charriés par l'eau de mer ou de rivière ;
- une filtration mécanique fixe réalisée par des tambours filtrants ou des filtres à chaînes munis d'un système de lavage permettant de nettoyer le filtre; l'objectif est de filtrer l'eau à un niveau satisfaisant pour l'usage recherché ;
- des pompes des circuits de refroidissement.



Des installations exposées aux conditions environnementales

Les installations d'alimentation en eau de refroidissement sont particulièrement exposées aux conditions climatiques et environnementales. Du fait de leur importance pour la sûreté, l'IRSN porte une attention particulière aux agressions dont elles sont l'objet et aux risques associés. Ces dernières années, plusieurs événements ont affecté les prises d'eau et les stations de pompage. Parmi ceux-ci, on notera en particulier :

- l'ensablement du canal d'amenée du site de Chinon en décembre 2005,
- le colmatage des tambours filtrants à Paluel en 2004 et 2005 du fait de la présence d'algues,
- la crue du Rhône de décembre 2003 et le risque associé de perte de la source froide à Cruas et Tricastin,
- la corrosion de matériels sur les centrales situées en bord de mer).

L'ensablement du canal d'amenée du site de Chinon B



Le site de Chinon B

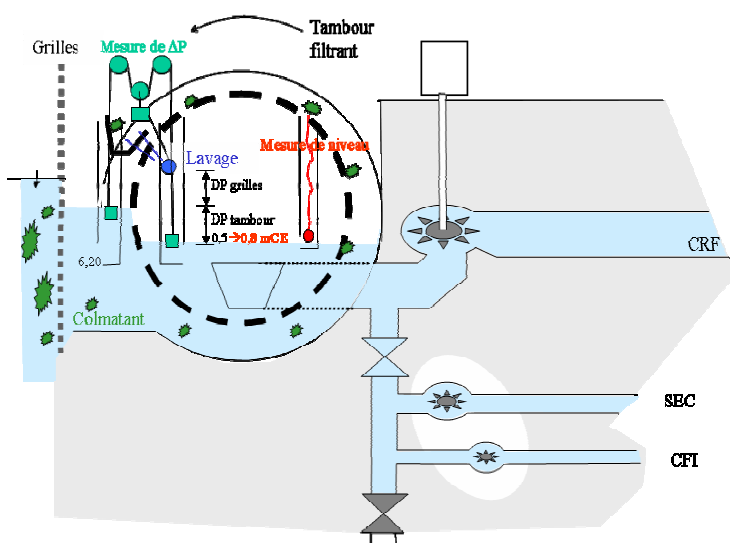
En décembre 2005, le site de Chinon B a dû faire face à une accumulation importante de sable dans le canal d'amenée de l'eau brute de la Loire aux 4 réacteurs nucléaires (nécessitant des opérations de désensablement d'une durée de 2 mois pour retirer la totalité du sable). En cas d'effondrement de l'amas de sable accumulé, les galeries sous-fluviales reliant la prise d'eau en Loire (1) et le canal d'amenée auraient pu être bouchées. Le site se serait donc retrouvé dans une situation de perte totale de l'alimentation normale en eau brute de refroidissement nécessitant l'arrêt des réacteurs.

En 2007, l'IRSN a présenté à ASN son analyse approfondie de cet événement significatif pour la sûreté. Pour l'IRSN, cette situation, inédite sur le parc nucléaire français, résulte, d'une part de la fragilité de la conception de la prise d'eau en Loire très sensible aux conditions environnementales (variation du niveau de la Loire et présence de débris), d'autre part d'insuffisances dans les moyens de surveillance de l'ensablement de la source froide.

Après cet incident, EDF a mis en œuvre des dispositions de surveillance et des actions correctives qui ont été jugées acceptables dans l'attente de propositions d'améliorations. Toutefois, l'analyse de cet incident a conduit l'IRSN à formuler des recommandations relatives au mode d'exploitation de l'alimentation en eau brute par la Loire (suivi périodique du débit dans les galeries sous-fluviales, clarification des seuils d'alarme et des parades associées...) et au niveau de classement des matériels de la prise d'eau jusqu'à l'aspiration des pompes du système SEC.

Des arrivées massives d'algues à Paluel

Le site de Paluel est confronté depuis quelques années à des arrivées massives d'algues au fort pouvoir colmatant. Celles-ci provoquent le colmatage des tambours filtrants du circuit de filtration conduisant à l'arrêt automatique d'un ou plusieurs réacteurs et la perte de l'alimentation en eau brute des pompes SEC. En 2004 et 2005, ces arrivées massives ont également entraîné des dégradations d'équipements (rupture de tirants, déformations des tamis...).



Afin de faire face à ce problème, EDF a proposé une modification comprenant la mise en place d'un nouveau capteur de niveau minimal d'eau à l'intérieur des tambours filtrants.

Pour l'IRSN, la mise en place de ce capteur constitue une amélioration notable par de la surveillance de l'alimentation des pompes SEC.

La corrosion sur les sites en bord de mer

L'IRSN porte une attention particulière sur l'état des installations, des équipements, des structures, des matériels et des accessoires constituant les stations de pompage. En effet, ces dernières doivent assurer la fonction de refroidissement des centrales en conditions normales ou accidentelles quelles que soient les sollicitations, notamment environnementales. Elles doivent donc, à ce titre, répondre à des critères de robustesse et de fiabilité importants. Dans la continuité des expertises effectuées en 2006 sur les stations de pompage de bord de mer, l'IRSN a participé tout au long de l'année 2007 aux inspections sur site menées par l'ASN. Au-delà de la vérification de la conformité des installations au référentiel de sûreté, l'IRSN a voulu appréhender les spécificités de chaque site, et comparer les différentes pratiques de conduite, de surveillance et de maintenance des stations de pompage. L'IRSN observe qu'au-delà des mécanismes de vieillissement, un nombre important de dégradations, telles que la corrosion sur les sites en bord de mer, pourraient être évitées ou circonscrites par une surveillance et une maintenance mieux adaptées des matériels de la station de pompage. L'IRSN considère donc que les dispositions de prévention et de détection doivent être améliorées et pérennisées. En parallèle aux projets d'améliorations que doit proposer EDF, l'IRSN poursuit ses réflexions sur les modes d'endommagement pouvant mettre en cause la capacité des stations de pompage à remplir leur mission.

Une nouvelle conception des filtres des puisards de recirculation

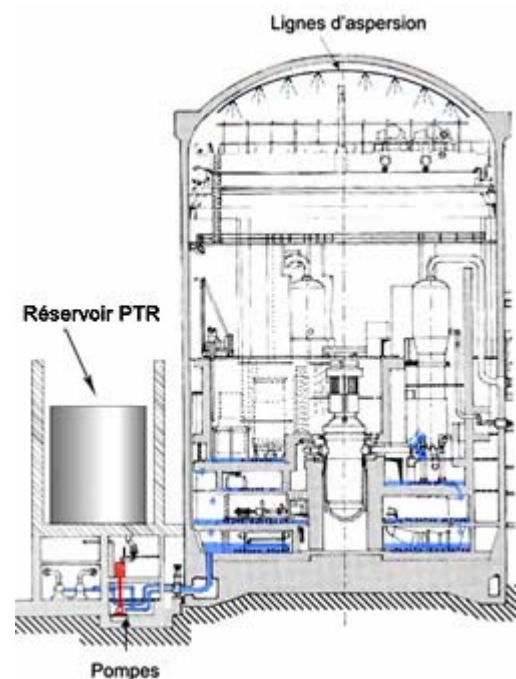
Afin de réduire le risque de colmatage des filtres des puisards, composants essentiels de la fonction de recirculation, EDF a décidé, dès 2004, de les remplacer par des systèmes de conception nouvelle. Dans un premier temps, EDF a traité en priorité les réacteurs de 900 MWe les plus vulnérables, avant la fin de l'année 2007. Le déploiement de cette modification sur l'ensemble des réacteurs électronucléaires français sera achevé en 2009.

Qu'est-ce que la fonction de recirculation ?

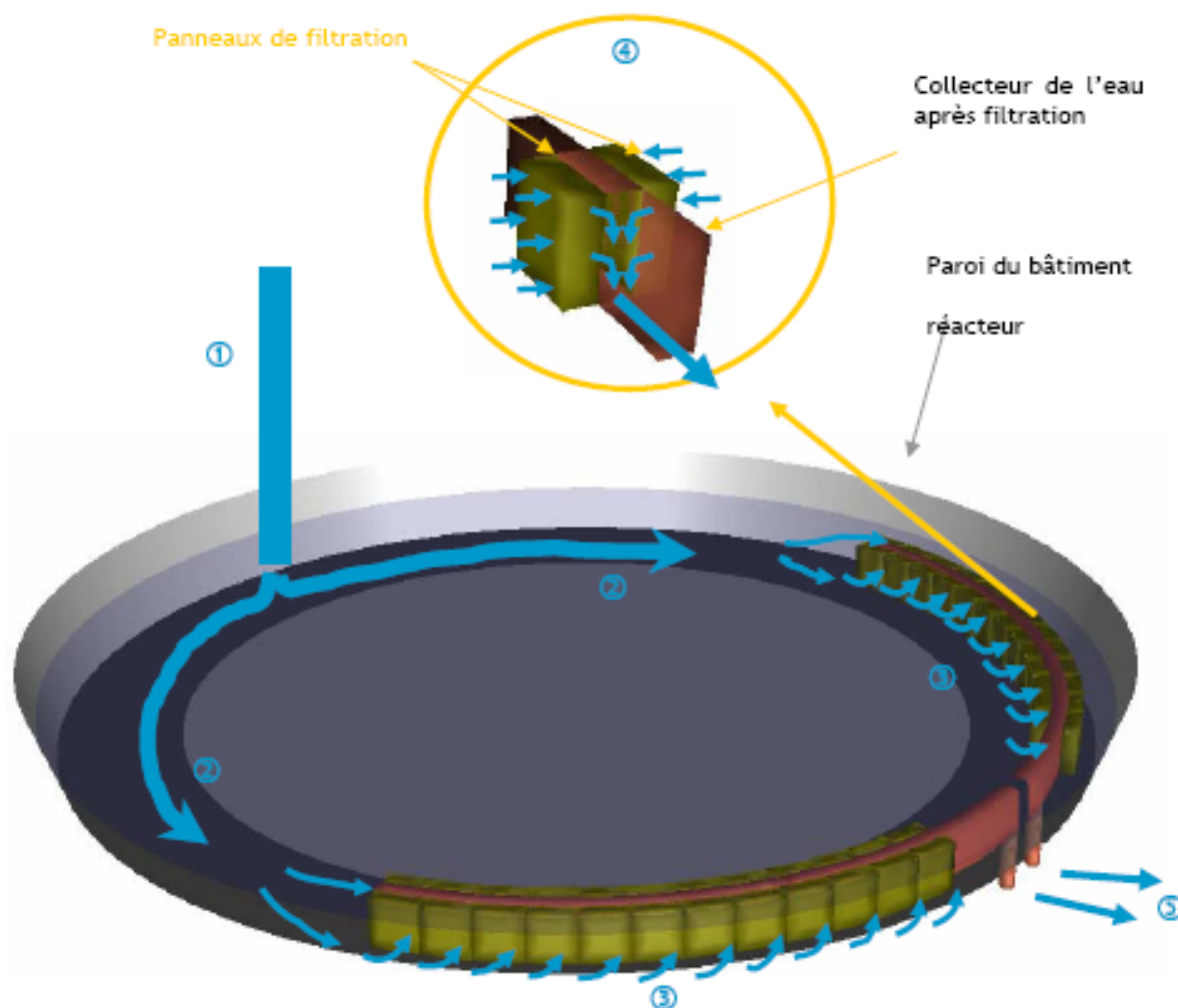
Le circuit primaire des réacteurs à eau sous pression contient le combustible nucléaire dont le refroidissement est assuré par une circulation d'eau borée à la pression de 155 bars. Ce circuit primaire est situé dans le bâtiment réacteur, enceinte de confinement qui constitue l'ultime barrière contre la dissémination des matières radioactives.

La rupture d'une tuyauterie du circuit primaire est un accident peu probable mais qui a été pris en compte à la conception des centrales nucléaires. En cas de brèche importante dans ce circuit, le système de protection du cœur commande l'arrêt automatique du réacteur, ce qui stoppe la réaction en chaîne. Après l'arrêt du réacteur, il est nécessaire de maintenir le refroidissement du combustible qui continue à dégager de la puissance thermique pendant une durée importante, ainsi que d'assurer l'intégrité du bâtiment du réacteur. Des systèmes de sauvegarde sont alors mis en service automatiquement : l'injection de sécurité (RIS) qui injecte de l'eau dans le circuit primaire pour assurer le refroidissement du cœur et l'aspersion de l'enceinte (EAS) qui pulvérise de l'eau au niveau du dôme de l'enceinte pour limiter la montée en température et en pression de l'atmosphère de l'enceinte et évacuer la puissance thermique dégagée par la brèche. L'eau évacuée par la brèche et l'eau pulvérisée par l'EAS sont récupérées dans des puisards situés au fond du bâtiment du réacteur.

Dans un premier temps, les systèmes de sauvegarde prélèvent de l'eau dans un réservoir de grande capacité (PTR) situé hors de l'enceinte. Lorsque ce réservoir PTR est vide, les systèmes RIS et EAS basculent en mode de



recirculation, c'est-à-dire qu'ils aspirent l'eau collectée dans les puisards situés au fond de l'enceinte et la réinjectent dans le cœur après filtration (cf. schéma). Le maintien de la recirculation est donc nécessaire pour assurer le refroidissement du combustible et éviter ainsi la fusion du cœur. Le rôle des filtres des puisards est par conséquent essentiel pour la fonction de recirculation, d'où une attention particulière portée sur les risques de leur colmatage.



Les risques de colmatage des filtres des puisards

En cas de brèche du circuit primaire, le jet sortant par la brèche génère une quantité importante de débris issus principalement de la dégradation du calorifuge et d'autres matériaux situés à proximité de la tuyauterie rompue. Les poussières et débris qui étaient présents dans l'atmosphère du bâtiment du réacteur ou déposés sur les structures sont lessivés par l'aspersion de l'enceinte. Ces débris sont acheminés par écoulement gravitaire vers le niveau le plus bas de l'enceinte et s'accumulent en amont des filtres des puisards. Ils peuvent alors former un lit poreux susceptible de modifier les performances des pompes de recirculation situées en aval des filtres.

Les filtres ont été initialement conçus pour limiter le passage de débris vers les circuits situés en aval et éviter le risque de colmatage. Cependant, le retour d'expérience et l'avancée des connaissances sur ce sujet ont conduit la communauté internationale à se réinterroger sur les règles retenues pour leur conception.

Dès 1997, l'IRSN a engagé un [programme de recherches](#) pour évaluer les risques de colmatage pour les réacteurs électronucléaires français. Les résultats de ces recherches ont été présentés en octobre 2003 devant le groupe permanent d'experts réunis pour examiner les orientations du réexamen de sûreté associé aux 3^{èmes} visites décennales des réacteurs de 900 MWe. Sur la base des recommandations du groupe d'experts, l'autorité de sûreté nucléaire a demandé à EDF d'examiner en priorité la question du colmatage des filtres des puisards en situation accidentelle et d'évaluer, avant la fin de l'année 2003, le risque de défaillance de la fonction de recirculation.

En réponse aux demandes de l'ASN, EDF a indiqué, en décembre 2003, qu'il n'était pas possible d'écarter le risque de colmatage des filtres des puisards RIS/EAS dans des situations accidentelles peu probables de rupture complète d'une tuyauterie du circuit primaire. Compte tenu de l'enjeu pour la sûreté que représente la fonction de recirculation, cet [événement générique a été classé au niveau 2](#) de l'échelle [INES](#).

C'est en 2004 que la décision a été prise de modifier les filtres.

La modification retenue

La modification des filtres des puisards (cf. schéma précédent) comporte trois caractéristiques principales :

- l'augmentation significative de la surface de filtration, pouvant aller jusqu'à 47 fois celle des anciens filtres. Cette caractéristique vise à éliminer le phénomène de colmatage en répartissant la quantité de débris sur une surface de filtration plus importante ;
- les nouvelles surfaces de filtration ont des géométries plus complexes que les anciennes qui étaient planes. Cette conception a pour objectif d'empêcher que les débris se déposent de façon homogène sur les surfaces filtrantes, de manière à éviter un colmatage homogène des filtres ;
- les ensembles de filtration sont conçus de façon modulaire, sans soudure et facilement démontables, ce qui laisse la possibilité de réaliser des modifications complémentaires si elles s'avéraient nécessaires.

Ces modifications sont actuellement en cours d'installation sur les réacteurs de 900 MWe. Elles seront par la suite étendues à l'ensemble du parc électronucléaire français avec une échéance fixée à la fin de l'année 2009.

Il faut enfin souligner que le programme de remplacement des filtres des puisards RIS/EAS constitue une modification majeure et sans précédent, réalisée sur les réacteurs à eau sous pression français et qui vise à éliminer le colmatage d'origine physique lié à l'accumulation de débris sur les filtres. Par rapport à l'ancienne conception, cette modification constitue une véritable amélioration pour la sûreté, mais il reste encore certains points à examiner. Il est notamment nécessaire de mener des vérifications complémentaires sur l'existence de réactions chimiques entre l'eau des puisards et le lit de débris et leurs conséquences sur la perte de charge des filtres, ainsi que sur l'impact de la nature et de la quantité des particules qui pourraient traverser les nouveaux filtres sur les équipements situés en aval (pompes, organes de faible section de passage, échangeurs de chaleur, grilles d'assemblage combustible...).

La recirculation, un sujet de dimension internationale

Il convient de noter que l'analyse de la fiabilité de la fonction de recirculation s'inscrit dans un contexte international, dans lequel l'IRSN a contribué à l'avancée des connaissances au travers de [ses programmes de recherche](#).

A cet égard, des experts américains, japonais, allemands et français se sont réunis en octobre 2007 à Erlangen (Allemagne) dans le cadre d'un groupe de travail quadripartite. [Les échanges techniques entre pays](#) sont d'une grande importance pour faire le point sur l'avancée des connaissances et tendre vers un consensus international le plus large possible.

LES EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Des avancées dans l'état des connaissances techniques et scientifiques, des faiblesses identifiées ou des leçons tirées du retour d'expérience, un environnement ou une réglementation qui évoluent, des impératifs économiques... de multiples raisons conduisent à faire évoluer une installation ou les dispositions pour l'exploiter. Les réexamens de sûreté, réalisés périodiquement tous les 10 ans, sont un des cadres essentiels 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. Durant l'année 2007, plusieurs sujets ont mobilisé les experts de l'IRSN, parmi lesquels ceux exposés dans ce chapitre.

L'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête de 1999 a conduit au réexamen de la situation de l'ensemble des centrales nucléaires à l'égard des risques liés aux inondations externes. L'IRSN a présenté en 2007 les conclusions de ses analyses sur la pertinence des modifications prévues ou réalisées par EDF dans le cadre de ce réexamen.

En vue d'améliorer les performances des réacteurs grâce à une meilleure utilisation du combustible, EDF fait évoluer le combustible et sa gestion. L'IRSN engage d'importants moyens d'expertise pour analyser les dossiers associés à chaque nouvelle gestion. Deux nouvelles gestions ont été mises en place sur le parc en 2007.

Lors d'une situation d'accident grave sur un réacteur, la combustion de l'hydrogène émis pourrait conduire à une perte d'intégrité de l'enceinte de confinement et entraîner le relâchement de produits radioactifs dans l'environnement. Des études et expérimentations auxquelles l'IRSN a participé ont été menées sur ce sujet, au niveau national et international. Fin 2007, tous les réacteurs sont équipés de recombineurs d'hydrogène.

Les hommes occupent une place primordiale dans l'exploitation sûre des centrales. Bien gérer les compétences constitue donc un enjeu majeur. L'IRSN a procédé en 2007 à un examen approfondi de l'organisation et des outils de gestion des compétences mis en place par EDF. L'IRSN a également examiné le projet EDF « homogénéisation des pratiques et des méthodes » visant à standardiser la documentation opérationnelle et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs.

La protection des centrales nucléaires contre les inondations externes

Les risques liés aux inondations d'origine externe aux centrales nucléaires sont pris en compte à la conception. Cependant certains événements, en particulier l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête de décembre 1999, ont conduit à renforcer les protections. Pour cela, EDF a défini et mis en œuvre un plan d'actions visant à réexaminer, lorsque nécessaire, les dispositions de protection des centrales nucléaires. L'IRSN, fortement mobilisé pour évaluer ce plan d'actions, a rendu ses conclusions en 2007.

Les inondations externes induisent des risques pour les centrales nucléaires

Les phénomènes générateurs d'inondations, notamment ceux d'origine naturelle (crue d'un fleuve, pluies...), induisent plusieurs types de risques pour les centrales nucléaires. Le premier risque étudié est la submersion de la plateforme supportant les installations, notamment les bâtiments de l'îlot nucléaire, qui peut conduire à des infiltrations d'eau dans les locaux, en particulier dans les zones basses des bâtiments. Cette situation peut, suivant son étendue, dégrader la sûreté de la centrale si l'eau pénètre dans des locaux abritant des équipements importants pour la sûreté des réacteurs (moteurs de pompes assurant le refroidissement du cœur...).

Certaines inondations (crues, ruptures de barrage) peuvent s'accompagner d'un transport de débris de toutes sortes (branches, feuilles...) susceptibles de s'accumuler devant la prise d'eau d'une centrale et dégrader ainsi la capacité de celle-ci à pomper l'eau dont elle a besoin pour ses circuits de refroidissement. Par ailleurs, une inondation est de nature à perturber ou interrompre l'alimentation électrique d'une centrale par submersion de postes électriques ou chute de lignes et/ou pylônes électriques, notamment si l'inondation s'accompagne de vents violents (tempête). De plus, une inondation peut couper les voies d'accès à une centrale et compromettre l'acheminement de moyens de secours, humains ou matériels, et affecter les moyens de communication. Enfin, une inondation externe se caractérise par un impact potentiel sur l'ensemble des réacteurs situés sur un même site.

Une attention particulière a été portée ces dernières années à la protection contre les inondations

Les risques liés aux inondations externes sont pris en compte à la conception des centrales nucléaires. Le niveau de protection des installations est ensuite réexaminé périodiquement notamment pour intégrer l'évolution des connaissances et des données dans le domaine de l'hydrométéorologie.

Lors de la tempête de décembre 1999, la concomitance, non prévue à la conception, d'un niveau d'eau extrêmement haut et de très fortes vagues dans l'estuaire de la Gironde a entraîné [l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais](#) située au bord de cet estuaire. Les protections existantes, notamment les digues, s'étant révélées insuffisantes pour faire face à cette situation, plusieurs locaux des îlots nucléaires des réacteurs 1 et 2 ont été inondés.

Il importait de tirer de cet incident d'inondation partielle de la centrale

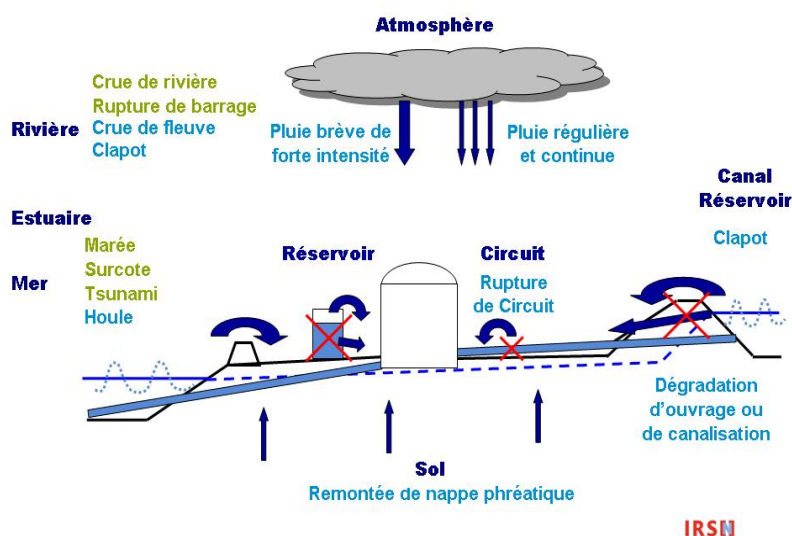
du Blayais tous les enseignements permettant d'éviter qu'il ne se répète, sur ce site ou sur d'autres sites nucléaires. C'est pourquoi, outre les mesures d'urgence prises sur la centrale du Blayais, il a été demandé à EDF de définir et de mettre en œuvre un plan d'actions visant à réexaminer et renforcer, lorsque nécessaire, les dispositions de protection contre les inondations externes des 19 Centres Nucléaires de Production d'Electricité (CNPE). L'IRSN a été fortement mobilisé depuis l'année 2000 pour évaluer ce plan d'actions.

L'Institut a ainsi analysé les nouveaux principes de protection des centrales contre les inondations externes proposés par EDF après le réexamen de la démarche retenue jusqu'alors. Dans ce cadre, il a notamment contribué à identifier et quantifier les niveaux d'eau, résultant de phénomènes d'inondation (crue, remontée de la nappe phréatique, houle...) ou de leurs conjonctions, à l'égard desquels les centrales nucléaires doivent être protégées. Fin 2001, sur la base de l'analyse menée par l'IRSN, l'ASN a estimé la nouvelle démarche de protection contre les inondations externes d'EDF satisfaisante, sous réserve de quelques améliorations et compléments.

L'état des lieux en 2007 de la protection des centrales nucléaires contre les inondations externes

L'application de la nouvelle démarche de protection des centrales contre les inondations externes a conduit EDF à réaliser d'importants travaux et études, proportionnés aux vulnérabilités des 19 centrales, qui sont très variables. Il s'agit en premier lieu de modifications d'ouvrages de génie civil telles que la construction, le renforcement ou la rehausse de protections périphériques (digues, murets), ou encore de travaux permettant d'assurer l'étanchéité des locaux à protéger (colmatage de voies d'eau...). Il s'agit ensuite de la mise en place de systèmes d'alerte d'inondation couplés à des procédures opérationnelles permettant, lorsque nécessaire, de réaliser des actions préventives avant l'inondation des voies d'accès d'une centrale, voire de la centrale elle-même. D'autres mesures telles que la mise en place de moyens de pompage additionnels sont également prévues. Enfin, des modifications matérielles ou de stratégie de conduite de l'installation sont définies sur certaines centrales pour limiter les risques de perte de leurs alimentations électriques externes ou de colmatage de leur prise d'eau par des débris en situation d'inondation.

Les sources et les phénomènes



L'IRSN a analysé la pertinence et la suffisance de ces modifications et a présenté ses conclusions devant le groupe permanent d'experts lors d'une réunion en mars 2007. Cette réunion a été l'occasion pour l'IRSN de présenter le bilan des actions menées depuis 2000 et d'examiner le niveau de protection actuel des 19 CNPE contre les inondations externes. L'IRSN considère en 2007 que les dispositions mises en œuvre ou prévues sur les CNPE, à l'issue des études et travaux réalisés par EDF, représentent un progrès significatif en matière de sûreté et devraient leur conférer un niveau de protection satisfaisant contre les risques d'inondation externe. Il estime cependant qu'EDF doit encore réaliser quelques compléments d'études.

Des actions et des instructions cependant à poursuivre

L'IRSN a souligné que des études complémentaires sont encore attendues de la part d'EDF, en particulier celles des CNPE de la Vallée du Rhône qui se révèlent complexes. Par exemple, une difficulté notable vient du fait que des ouvrages extérieurs aux CNPE (digues et ouvrages hydrauliques de régulation), qui ne sont pas exploités par EDF, peuvent être amenés à jouer un rôle dans l'étendue de l'inondation et in fine modifier les dispositions nécessaires de protection d'un CNPE contre les inondations externes. Des propositions faites par EDF concernant des modifications de conception ou d'exploitation de tels ouvrages (rehausse et renforcement de digues par exemple), font l'objet de discussion avec l'entreprise concessionnaire de ces ouvrages.

Par ailleurs, l'IRSN a constaté que, pour certains CNPE, des modifications contribuant à leur protection contre les inondations externes ont été définies par EDF mais restent à implanter.

De manière générale, pour que la protection prévue sur les centrales nucléaires contre les inondations externes reste pérenne et suffisante, notamment à l'égard d'événements hydroclimatiques futurs, le niveau de protection des installations sera réévalué périodiquement notamment à l'occasion de leurs réexamens de sûreté.

Vers une homogénéisation des pratiques de protection des installations nucléaires contre les inondations

En parallèle de son expertise concernant la réévaluation de la protection contre les inondations externes des CNPE, l'IRSN a examiné les dispositions de protection contre les inondations d'autres installations nucléaires (réacteurs de recherche, laboratoires et usines situées sur les mêmes sites que les CNPE). Sur la base de cette expertise, présentée également devant le groupe d'experts en mars 2007, l'ASN a estimé que l'ensemble des exploitants nucléaires devraient adopter une démarche de prise en compte des risques d'inondation externe cohérente avec celle mise en œuvre par EDF.

A ce titre, un groupe de travail piloté par l'ASN et l'IRSN et comprenant divers exploitants nucléaires et experts dans le domaine des inondations a été créé en 2006. Il a pour mission de rédiger un guide de prise en compte des risques d'inondation externe pour les installations nucléaires (réacteurs de production d'électricité ou de recherche, laboratoires, usines, installations de stockage de déchets) et d'harmoniser les pratiques dans ce domaine. Les travaux de ce groupe ont notamment permis, en 2007, de dresser la liste des phénomènes générateurs d'inondation et d'entreprendre un état des lieux des méthodes de caractérisation des événements rares ou extrêmes pouvant résulter de ces phénomènes.

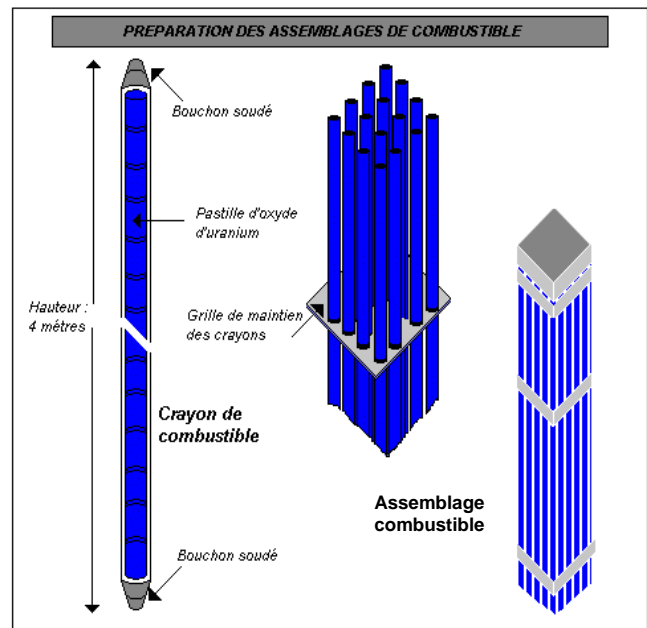
Mise en œuvre de deux nouvelles gestions de combustible en 2007

La gestion du combustible dans les réacteurs à eau sous pression fait l'objet d'enjeux industriels importants. C'est dans ce contexte qu'EDF a demandé, ces dernières années, l'autorisation de mettre en œuvre de nouvelles gestions sur la majorité de ses réacteurs. En conséquence, l'IRSN a engagé d'importants moyens d'expertise depuis 2003 pour analyser les dossiers de sûreté associés.

Le combustible nucléaire dans le cœur du réacteur

L'énergie des centrales nucléaires est générée par la fission du combustible (uranium et plutonium). Dans les cœurs des réacteurs à eau sous pression, le combustible est conditionné sous forme de pastilles, empilées dans des gaines étanches. L'ensemble pastilles-gaine constitue un crayon de combustible. Les crayons de combustible sont maintenus par des grilles dans un réseau de 17x17 crayons, constituant ainsi un assemblage combustible. Les assemblages combustibles sont placés dans la cuve du réacteur et en forment le cœur.

Le nombre d'assemblages neufs rechargés à chaque arrêt du réacteur, en remplacement des assemblages irradiés, ainsi que l'enrichissement des pastilles combustibles caractérisent une gestion du combustible.



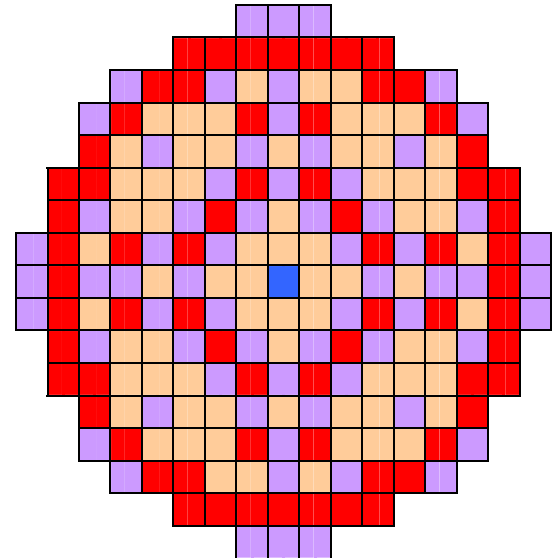
EDF cherche à améliorer les performances de ses réacteurs

EDF recherche une amélioration des performances de ses réacteurs à eau sous pression grâce à une meilleure utilisation du combustible. Dans cet objectif, EDF fait évoluer la gestion du combustible de ses réacteurs en agissant sur les deux paramètres suivants :

- la fraction du cœur (c'est-à-dire le nombre d'assemblages combustibles) renouvelée à chaque arrêt pour rechargement (1/3 ou 1/4) ;
- le taux d'enrichissement en matière fissile (uranium 235 pour l'oxyde d'uranium ou UO_2 , plutonium 239 issu du retraitement de l' UO_2 irradié pour l'oxyde mixte UO_2 - PuO_2 ou MOX).

Ceci permet de modifier le délai entre deux arrêts pour rechargement (ou longueur de cycle) et/ou le taux de combustion maximal atteint par les assemblages après leur séjour en réacteur, afin d'optimiser l'exploitation de ses réacteurs.

Plan de chargement d'un cœur



Assemblage neuf	Assemblage 3 ^{ème} cycle
Assemblage 2 ^{ème} cycle	Assemblage 4 ^{ème} cycle

EDF a ainsi proposé, ces dernières années, les évolutions de gestions de combustible pour les divers paliers :

- sur les réacteurs de puissance de 900 MWe, la gestion Parité MOX comprend des assemblages UO_2 d'enrichissement 3,7 % en U^{235} et des assemblages MOX de teneur moyenne 8,65 % en Pu^{239} rechargés par 1/4 de cœur. L'épuisement spécifique maximal des assemblages MOX est de 52 GWj/t, à parité de celui des assemblages UO_2 . Cette gestion a été mise en œuvre en 2007 ;
- sur les réacteurs de puissance de 1450 MWe, la gestion ALCADÉ (ALLonger les Campagnes pour Améliorer Durablement l'Exploitation) comprend des assemblages UO_2 d'enrichissement 4 % en U^{235} rechargés par 1/3 de cœur. L'épuisement spécifique maximal des assemblages UO_2 pour cette gestion est 52 GWj/t. Cette gestion a été mise en œuvre en 2007 ;
- sur les réacteurs de puissance de 1300 MWe, la gestion GALICE (Gestion avec Augmentation Limitée de l'Irradiation pour le Combustible en Exploitation) comprend des assemblages UO_2 d'enrichissement 4,5 % en U^{235} rechargés par 1/3 ou 1/4 de cœur. L'épuisement spécifique maximal des assemblages UO_2 pour cette gestion est 62 GWj/t. Cette gestion sera mise en œuvre en 2009.

L'épuisement spécifique est l'énergie totale libérée par unité de masse d'un combustible nucléaire.

Ces nouvelles gestions utilisent des enrichissements plus élevés pour permettre des taux d'irradiation plus importants. Elles sollicitent donc de façon accrue les assemblages combustibles sous les aspects neutronique, thermique, mécanique. De ce fait, leur mise en œuvre a dû s'accompagner d'une évolution du « produit combustible » (évolution de la conception de l'assemblage ou utilisation de nouveaux matériaux de structure ou de pastilles). Par ailleurs, ces nouvelles gestions nécessitent souvent des évolutions des méthodes d'étude des situations accidentelles pour justifier le bon comportement du combustible.

L'IRSN au cœur des évolutions de gestion de combustible

Chaque évolution de gestion nécessite une reprise complète des études du rapport de sûreté afin de démontrer le respect des critères de sûreté relatifs au fonctionnement normal et aux situations accidentelles. A la demande de l'ASN, l'IRSN a donc engagé d'importants moyens d'expertise pour analyser les différents dossiers de sûreté relatifs à ces nouvelles gestions de combustible.

L'IRSN s'est notamment attaché à examiner :

- le comportement du combustible. A titre d'exemple, dans le cadre de la gestion Parité MOX, l'analyse de l'IRSN a conduit EDF à charger en réacteur un autre « produit combustible » que celui retenu initialement. Cette modification porte, d'une part sur le matériau de gainage (limitation de la corrosion de la gaine), d'autre part sur la fabrication des pastilles MOX (limitation de la pression interne dans le crayon combustible), favorisant ainsi une meilleure tenue du combustible en fonctionnement normal et accidentel ;
- l'acceptabilité des méthodes d'étude mises en œuvre pour démontrer le bon comportement du combustible. La gestion ALCADÉ a notamment nécessité le recours à de nouvelles méthodes d'études pour la démonstration de sûreté, en particulier pour l'accident de perte de réfrigérant primaire et l'accident d'éjection d'une grappe de régulation. L'IRSN a estimé que la nouvelle méthode d'étude des accidents de perte de réfrigérant primaire était acceptable pour la vérification des performances du système d'injection de sécurité. En revanche, après l'examen de l'IRSN, EDF a rénové la méthodologie retenue pour l'accident d'éjection d'une grappe puis a révisé son étude ;
- l'acceptabilité des études des accidents prévus à la conception. L'IRSN a préconisé des compléments d'études pour vérifier la conception des systèmes de surveillance et de protection des réacteurs de puissance de 1450 MWe, avant la mise en œuvre de la gestion ALCADÉ ([cf décision ASN n° 2007-DC-0066 du 19 juillet 2007](#)) ;
- la méthode de vérification de la sûreté du cœur rechargé. L'IRSN a noté avec satisfaction que, dans le cadre des nouvelles gestions, EDF a formalisé dans son référentiel les principes retenus pour la démonstration de la sûreté du cœur rechargé en détaillant les hypothèses de calcul des différents paramètres.

Mise en place de recombineurs d'hydrogène

L'implantation de recombineurs autocatalytiques passifs d'hydrogène sur l'ensemble des réacteurs du parc en exploitation s'est achevée en 2007, permettant ainsi de réduire de manière significative le « risque hydrogène » en situation hypothétique d'accident grave.

Le risque hydrogène

Lors d'une situation hypothétique d'accident grave survenant sur un réacteur, la combustion de l'hydrogène émis pourrait amener à la perte de l'intégrité de l'enceinte de confinement, avec des relâchements importants de produits radioactifs dans l'environnement : c'est le « risque hydrogène ».

Un accident « grave » est un accident au cours duquel le combustible est significativement dégradé par une fusion plus ou moins complète du cœur du réacteur

Le « risque hydrogène » a été identifié aux USA dans les années 70 (voir en particulier le rapport WASH 1400). Sa réalité a été également vérifiée lors de l'accident survenu sur le réacteur Three Mile Island (TMI-2) en 1979 où, dix heures après le début de l'accident, un pic de pression d'environ 0,2 MPa a été atteint dans l'enceinte de confinement. Celui-ci a été attribué à une déflagration provenant d'une combustion d'hydrogène amorcée par une étincelle électrique.

Plusieurs phénomènes concourent à l'émission d'hydrogène au cours de l'accident. Lors de la phase de dégradation du cœur en cuve, la production d'hydrogène est due principalement à l'oxydation du zirconium des gaines et des structures des éléments combustibles et, dans une moindre mesure, à l'oxydation des autres métaux présents dans la cuve. Si le cœur ne peut pas être maintenu dans la cuve, l'oxydation du zirconium résiduel et d'autres métaux par la vapeur d'eau, particulièrement lors de l'attaque du radier (fondations en béton du réacteur) par le cœur fondu, contribue également à la production d'hydrogène. Enfin, la radiolyse de l'eau est une autre source

potentielle d'hydrogène mais elle est peu importante et intervient à long terme.

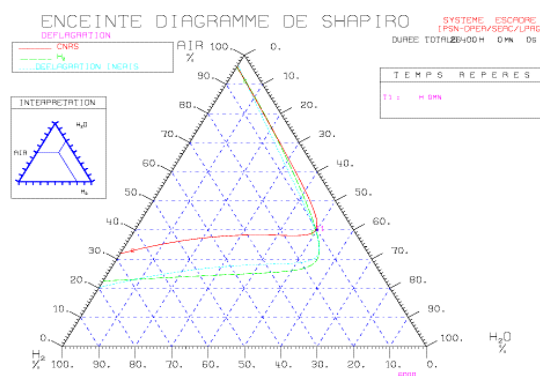


Diagramme de Shapiro pour les mélanges hydrogène-air-vapeur d'eau

L'hydrogène une fois émis se retrouve dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement, composée d'air et de vapeur d'eau. L'inflammabilité du mélange gazeux contenu dans l'enceinte dépend de la température, de la pression et de la composition du mélange et du mode d'allumage. La position du point représentatif de la composition du mélange (hydrogène, air, vapeur d'eau) sur le diagramme de Shapiro permet de déterminer si le mélange est inflammable. Plusieurs modes de combustion sont

possibles.

Ainsi, la combustion peut être démarrée dans un mélange, réputé inflammable, à l'aide d'une source d'énergie de quelques millijoules (une détonation directe est pratiquement exclue, compte tenu de l'énergie nécessaire). Sous l'effet des instabilités hydrodynamiques et de la turbulence, la combustion, qui a initialement les caractéristiques d'une déflagration laminaire (vitesse de l'ordre du mètre par seconde) est susceptible de s'accélérer. Des régimes de combustion rapide peuvent ainsi être atteints allant du régime des déflagrations rapides (la vitesse de la flamme est l'ordre de centaines de mètres par seconde) à celui de la détonation (la vitesse de la flamme est supérieure à mille mètres par seconde) : ces phénomènes explosifs sont les plus menaçants pour la tenue mécanique des murs de l'enceinte de confinement, car ils peuvent occasionner des chargements dynamiques locaux très importants, [réf. 1] dus à la compression des gaz.

Après l'accident survenu sur la centrale de TMI-2, un important programme de travail sur le risque hydrogène, composé d'études et d'expérimentations, a été engagé afin d'améliorer les connaissances sur le sujet et de juger de la nécessité de mettre en place des dispositions complémentaires.

L'évaluation du « risque hydrogène » a essentiellement consisté à estimer les conséquences d'une combustion « lente » et complète de l'hydrogène présent dans l'enceinte, conduisant à un chargement quasi statique sur l'enceinte de confinement, généré essentiellement par l'énergie ainsi dégagée. Ce phénomène est considéré comme inéluctable en cas d'accident grave alors que l'occurrence d'une déflagration rapide ou d'une détonation dans une enceinte de confinement d'un REP demeure incertaine.

Les études d'évaluation du risque hydrogène dans les enceintes 1450, 1300 ou encore 900 MWe ont montré que l'occurrence d'une déflagration rapide est inéluctable en l'absence de recombineurs catalytiques. Dans certaines situations accidentelles, les pics de pression générés par la combustion d'hydrogène peuvent être dommageables pour la structure de l'enceinte de confinement et entraîner la perte de son étanchéité. D'où l'intérêt de mettre en place des moyens pour limiter les conséquences d'une telle situation.

Des recombineurs autocatalytiques pour maîtriser ce risque

Les recombineurs autocatalytiques (RAP) sont des appareils qui transforment l'hydrogène en eau par recombinaison avec l'oxygène de l'air et évitent ainsi son accumulation. Ainsi, leur implantation dans l'enceinte de confinement permet de réduire la concentration d'hydrogène.

En 1996, EDF a pris l'engagement d'implanter des recombineurs autocatalytiques sur les réacteurs les plus sensibles au risque de concentration d'hydrogène (1300 MWe/P4 et 1450 MWe).

En parallèle aux études menées par EDF, les risques induits par une production d'hydrogène en situation d'accident grave ont fait l'objet d'études approfondies de la part de l'IRSN. Sur la base des conclusions des études menées par l'IRSN, l'autorité de sûreté nucléaire a demandé dès 1997 à EDF d'étendre l'implantation de recombineurs catalytiques à l'ensemble des réacteurs de puissance. La date limite pour leur implantation a été fixée par l'ASN à 2007.



Recombineur de type AREVA-NP, équipant les réacteurs de 900 MWe

R&D et études réalisées par l'IRSN sur le risque hydrogène

L'IRSN a lancé en 1996, avec le soutien d'EDF, un programme expérimental visant à étudier les performances des recombineurs d'hydrogène dans une atmosphère accidentelle représentative, et en particulier leur résistance à l'empoisonnement par les produits de fission relâchés d'un cœur de réacteur endommagé. Ce programme s'appuyait sur une maquette d'enclume de confinement au 1/22^{ème} (l'installation H2-PAR implantée à Cadarache), permettant de reproduire l'essentiel des paramètres physico-chimiques d'une atmosphère accidentelle. Trois types de recombineurs industriels y ont été testés, pour un ensemble de conditions susceptibles d'être présentes dans l'enclume d'un REP en cas d'accident grave. De manière générale, ces essais ont montré un comportement satisfaisant des recombineurs et ont permis de déterminer les fractions molaires d'hydrogène à partir desquelles il y a auto inflammation du mélange gazeux par les plaques du recombineur.

Par ailleurs, les mécanismes d'accélération de flamme ont fait l'objet de programmes de recherche menés par l'IRSN dans le cadre de projets nationaux et internationaux. Ainsi, des critères permettant d'exclure les risques d'accélération de flamme et de transition vers la détonation ont été élaborés.

Il faut également souligner que des logiciels de calcul dédiés, tels que [TONUS](#) et [ASTECC](#), ont été développés ou co-développés par l'IRSN et sont utilisés pour l'évaluation du « risque hydrogène », que ce soit pour les réacteurs (REP en exploitation, EPR) ou les installations expérimentales de l'IRSN.

Bilan et perspectives

Les recherches et développements entrepris par EDF et par l'IRSN ont permis de conforter la décision d'implanter des moyens de limitation des conséquences du « risque hydrogène » sur l'ensemble des tranches du parc électronucléaire français. Néanmoins, l'IRSN estime que des études doivent être poursuivies afin notamment de valider les performances attendues des recombineurs et de mieux évaluer les concentrations locales et les risques associés. EDF a ainsi engagé un programme pluriannuel sur le sujet.

Référence :

[1] : Pour d'avantage d'information sur le risque hydrogène ou les phénomènes susceptibles de survenir en situation d'accident grave, se reporter au rapport [R&D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives](#)

Un recombineur se compose d'un matériau catalytique (platine et palladium sur alumine), disposé dans un bâti métallique dont la fonction est d'optimiser la circulation des gaz au contact du catalyseur (lit de billes ou rangée de plaques verticales). Cette circulation est assurée par convection naturelle des gaz chauffés par la réaction exothermique $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ établie au contact du catalyseur ; elle est auto-entretenu (d'où le nom de recombineur "passif"), mais limitée par la diffusion des réactifs (H_2 et O_2) et des produits (H_2O) dans le recombineur

Le système de recombineurs implanté sur les REP a été conçu de telle sorte que le risque de perte d'intégrité du confinement suite à une déflagration soit pratiquement éliminé et que les concentrations locales en hydrogène restent limitées.

La gestion des compétences

La gestion des compétences constitue un sujet important pour la sûreté compte tenu du renouvellement de la population des agents EDF qui exploitent les centrales nucléaires et du recours important à la sous-traitance pour la réalisation des opérations de maintenance.

Des compétences au cœur de l'exploitation des centrales

Les hommes occupent une place primordiale dans l'exploitation sûre des centrales nucléaires. Ils interviennent dans la conduite du réacteur, surveillent l'évolution des paramètres, effectuent les opérations de maintenance, etc. De plus, ils savent souvent s'adapter aux situations imprévues et résolvent certains dysfonctionnements.

Pour ce faire, les agents mobilisent de nombreuses compétences. Elles sont liées aux connaissances acquises en formation, mais dépendent également des capacités d'action offertes par la situation de travail : procédures et modes opératoires, co-équipiers et managers, dispositifs techniques et organisationnels, environnement de travail. La compétence est ce qui permet d'agir correctement.

La gestion des compétences représente un sujet majeur

La gestion des compétences constitue un sujet important pour la sûreté compte tenu de deux évolutions que connaît EDF.

Premièrement, l'entreprise doit relever le défi du renouvellement de la population qui exploite les centrales nucléaires, lié à de nombreux départs en retraite jusqu'en 2015. Ceci pose la question de la pérennité des compétences internes.

Deuxièmement, dans un contexte concurrentiel, EDF cherche à accroître sa rentabilité ce qui l'a conduit, entre autres choses, à externaliser un grand nombre d'opérations de maintenance. Le recours à la sous-traitance est important puisque la maintenance des 58 réacteurs est réalisée par des agents d'EDF, avec l'appui de près de 17000 intervenants prestataires appartenant à d'environ 400 entreprises sous-traitantes. La maîtrise par EDF des compétences des prestataires représente donc un sujet central.

En 2005 puis en 2007, l'IRSN a procédé à un examen approfondi de l'organisation et des outils de gestion des compétences mis en place par EDF. Cet examen a été mené dans plusieurs centrales, auprès de centres de formation, de services d'ingénierie et de services chargés des achats (dont les achats de prestations).

Prévoir l'évolution des emplois et des compétences

Afin de faire face à l'important renouvellement de la population travaillant dans les centrales, EDF a prévu de déployer une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) dans l'ensemble des services de chaque centrale nucléaire. La GPEC permet de prévoir sur les 5 ans à venir, les remplacements de personnels à effectuer compte tenu de la mobilité interne et des départs en retraite. La période concernée par cette prévision couvre la durée de la plupart des parcours de professionnalisation et permet de « préparer » des successeurs.

Au-delà de cette prévision quantitative concernant les qualifications dont les services auront besoin, la GPEC a également pour objectif de permettre une prévision des besoins en compétences. A cet effet, elle s'appuie sur des « cartographies de compétences » qui identifient et recensent les compétences clés nécessaires et disponibles dans chaque service.

Pour apporter un soutien aux responsables des services, EDF a mis en place des « animateurs métier ». Ils sont chargés d'établir des « prospectives métiers » à 5 et 10 ans, intégrant les évolutions de la politique industrielle et de la politique de l'emploi d'EDF. Ils contribuent également à la rédaction de référentiels nationaux de compétences pour les différents métiers.

L'évaluation réalisée par l'IRSN a montré qu'EDF s'est doté d'outils et de moyens organisationnels permettant de développer une réelle prévision des besoins en compétences auxquels les services sont et seront confrontés. Elle a également fait apparaître la nécessité d'améliorer la gestion des compétences des agents détachés auprès d'un projet. Le chef du service d'origine peut en effet éprouver des difficultés pour déterminer les compétences nécessaires à l'activité réalisée dans le cadre du projet et pour en évaluer la maîtrise par les agents. L'IRSN a de plus souligné que la constitution des équipes d'intervenants par les managers participe à la gestion des compétences (mixité des expériences, habitude à travailler ensemble, etc.).

Développer des parcours de professionnalisation personnalisés

Pour assurer la pérennité des compétences, EDF a fait évoluer son système de formation.

D'une part, EDF a élargi les moyens d'acquisition des compétences. Des formations en salle sont toujours dispensées, mais une place plus importante est donnée au compagnonnage qui est assuré par des agents expérimentés et permet la transmission de savoir-faire et de gestes professionnels dans le cadre même des situations de travail. EDF a également procédé à l'implantation d'un simulateur de conduite sur chaque site, ce qui permet, outre les entraînements périodiques à la conduite des situations accidentelles déjà assurés antérieurement, de réaliser des entraînements en préalable à des situations de conduite normale peu fréquentes. De même, des « chantiers écoles » ont été développés pour la formation dans le domaine de la maintenance.

D'autre part, EDF a opté pour une individualisation des parcours de professionnalisation des agents pour répondre au mieux aux exigences de compétence. Ce sont les managers qui sont chargés d'évaluer les compétences acquises et à acquérir par les différents agents. Afin d'appréhender les compétences réellement mises en œuvre dans les situations de travail, les managers doivent réaliser des observations au cours des activités de travail. A cet égard, des compétences en ingénierie de la formation ont été implantées sur chaque centrale, afin d'aider les services à mettre en place des actions de professionnalisation adaptées aux besoins des agents. EDF développe ainsi une offre locale de formation qui vient compléter les cursus nationaux.

Le passage d'une logique de formation à une logique de professionnalisation et l'individualisation des parcours de professionnalisation ont été considérés par l'IRSN comme des améliorations notables de la politique d'EDF en matière de gestion des compétences. L'évaluation des compétences acquises joue un rôle central dans cette nouvelle approche de la professionnalisation. Il convient selon l'IRSN d'approfondir l'examen de l'organisation et des moyens mis en œuvre pour que cette évaluation soit réalisée. En effet, les managers ne disposent pas toujours de temps et de méthode pour réaliser les observations du travail nécessaires à cette évaluation.

Maintenir et développer la maîtrise de la compétence de réalisation des opérations de maintenance sous-traitées

Le recours important à la sous-traitance dans le domaine de la maintenance a conduit EDF à faire évoluer son organisation pour gérer la relation de sous-traitance et conserver la maîtrise des compétences de réalisation des opérations.

A cet effet, EDF a depuis 2004 organisé les achats de prestations par marchés nationaux et régionaux sous le pilotage conjoint de la direction des achats, de la division de la production nucléaire et de la division de l'ingénierie nucléaire. Dans ce cadre, des orientations globales sont définies par segment d'activité, en matière de « faire » et de « faire faire », puis celles-ci sont déclinées par service dans chaque centrale. EDF sélectionne ensuite les entreprises qui seront qualifiées pour répondre aux appels d'offres. Les panels d'entreprises sont constitués de manière à maintenir un équilibre entre une globalisation des achats visant à obtenir des effets de volume, un maintien de la concurrence pour éviter la dépendance et une maîtrise des risques, notamment en matière de compétences. La méthode de constitution des panels permet à EDF de qualifier les entreprises, la qualification des intervenants restant de la responsabilité de ces entreprises. Des critères de qualification des entreprises concernent la stabilité des emplois, les niveaux de formation des intervenants. Plus récemment, EDF a introduit des critères relatifs au cursus d'intégration des nouveaux recrutés et à l'organisation de la formation par compagnonnage.

EDF a également adapté son organisation afin de surveiller l'adéquation des prestations réalisées par rapport aux exigences notifiées à l'entreprise prestataire. Les résultats de cette surveillance sont formalisés dans une « fiche d'évaluation de la prestation ». En cas d'évaluation négative, EDF peut décider de la mise sous surveillance renforcée du prestataire, voire, de la suspension de la qualification.

Par ailleurs, pour stimuler la mise en place de systèmes de gestion des compétences chez les prestataires, EDF a engagé des relations partenariales avec certains d'entre eux. Dans ce cadre, des parcours de professionnalisation croisés ont pu être mis en place : l'agent recruté par l'entreprise prestataire va être formé en partie au sein d'EDF où il interviendra ensuite. En outre, les relations avec certaines entreprises s'inscrivent sur des durées suffisamment longues pour qu'elles puissent anticiper plus finement leurs besoins en compétences.

Il ressort de l'évaluation réalisée par l'IRSN que le système de qualification des entreprises prestataires mis en place par EDF est relativement robuste. Néanmoins, la logique contractuelle sur laquelle reposent les relations de sous-traitance impose au prestataire une obligation de résultats mais pas une obligation de moyens. Ceci a tendance à mettre les compétences des intervenants, qui relèvent des moyens, hors de portée de l'évaluation du donneur d'ordre. La politique partenariale développée par EDF pour progresser en tenant compte de cette contrainte montre d'ores et déjà une certaine efficacité. Cependant, l'IRSN estime nécessaire de compléter les évaluations réalisées auprès des agents EDF en tenant compte du point de vue des sous-traitants.

Le projet « homogénéisation des pratiques et des méthodes »

Avec la mise en œuvre du projet « Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (PHPM), EDF vise à standardiser la documentation et à améliorer la qualité ergonomique des documents émis.

Une base documentaire de plus en plus développée

La qualité des actions réalisées sur les centrales nucléaires est une des composantes fondamentales de leur sûreté. Elle repose en partie sur une formalisation des actions à réaliser. Ainsi il existe un grand nombre de procédures écrites qui présentent aux intervenants les séquences d'opérations à réaliser et les valeurs numériques (réglages, points de consigne ou seuils) à respecter. Ces procédures ou gammes servent également à relever les paramètres-clés et à garder la trace de la réalisation des actions importantes, ce qui permet de démontrer la qualité de l'exploitation par un contrôle a posteriori. La logique d'élaboration des documents répond globalement au principe suivant : « écrire ce que l'on fait et faire ce que l'on écrit ».

Depuis la mise en service des premiers réacteurs jusqu'à aujourd'hui, les documents opératoires se sont considérablement enrichis. La prise en compte du retour d'expérience a conduit à décrire de manière plus précise les conditions de réalisation de certaines opérations. De plus, de nouvelles exigences d'exploitation ont progressivement été intégrées par EDF, non seulement pour améliorer la sûreté, la protection des travailleurs et de l'environnement, mais aussi pour accroître les performances économiques des installations. Enfin, la rédaction des procédures a été prise en charge de manière décentralisée par chaque site, entraînant une adaptation des modes opératoires aux spécificités locales.

Quels enjeux de sûreté ?

Devant l'augmentation de la quantité de documents et d'exigences, la gestion des procédures est devenue de plus en plus complexe. Ainsi, lors de la mise à jour d'un mode opératoire de maintenance, il est nécessaire de s'assurer que la modification introduite est compatible avec les indications du constructeur concernant l'utilisation ou la maintenance des matériels concernés, avec les exigences réglementaires en vigueur, et avec le contenu des autres documents qui font référence au document modifié. Cette complexité peut engendrer des difficultés de mise à jour des documents, source d'erreurs et de retards. Le coût global des mises à jour pourrait ainsi conduire certains acteurs à renoncer à des demandes de corrections qu'ils jugent mineures, mais qui en fait ne le seraient pas.

De même, le développement du nombre et de la précision des documents opératoires peut avoir des effets divers sur le comportement des intervenants. Certains peuvent être amenés à privilégier le strict respect des procédures,

jusque dans leurs moindres détails, au détriment de l'attention qu'ils portent aux caractéristiques réelles des situations auxquelles ils sont confrontés, entraînant une perte de réactivité ou l'absence de détection de certains problèmes. D'autres intervenants peuvent souhaiter s'affranchir du suivi rigoureux de certaines procédures, pensant maîtriser suffisamment les détails des interventions à réaliser. Des omissions ou des dérives préjudiciables à la sûreté peuvent alors apparaître.

Enfin, l'adaptation locale des modes opératoires peut être source de difficultés pour les salariés des entreprises sous-traitantes qui assurent la majorité des opérations de maintenance. Ces salariés peuvent être amenés à réaliser une même opération sur plusieurs sites, avec des documents opératoires dont la structure et le contenu différent d'un site à l'autre.

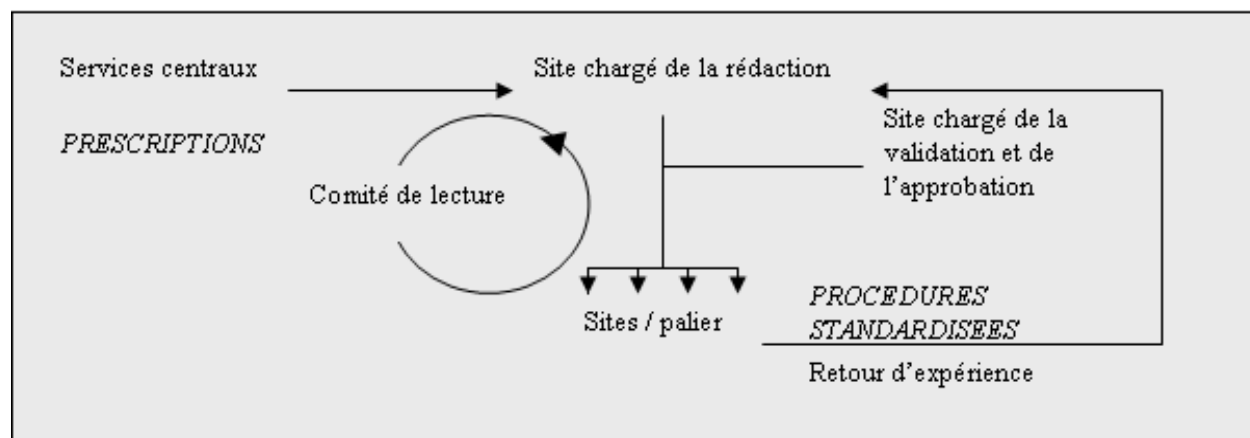
Le Projet Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes

Dans ce contexte, EDF a mis en place, à partir de 2006, le projet « Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (PHPM). Ce projet vise à standardiser la documentation et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs.

Pour atteindre cet objectif, EDF a décidé de remplacer progressivement les documents opératoires spécifiques à chaque site par des modes opératoires standardisés communs à l'ensemble des sites dotés de réacteurs de même type.

Ainsi, la rédaction et la mise à jour des procédures relevant de la démarche PHPM sont confiées à un « site rédacteur » qui est chargé de recueillir les avis des autres sites et de les prendre en compte. Le document est ensuite transmis à un « site valideur », chargé de s'assurer que le document est conforme aux exigences de contenu et de forme, définies dans des guides nationaux. De plus, en fonction des enjeux de sûreté ou de sécurité, la procédure nouvellement créée ou modifiée pourra être testée sur un site pilote, avant de généraliser sa mise en application. Ces dispositions permettent en principe de détecter un défaut dans un document avant qu'il ne soit diffusé sur l'ensemble des sites. Dans le même temps, il convient de veiller que le processus de gestion documentaire reste réactif aux demandes de modifications que les sites utilisateurs seront amenés à formuler.

Schéma simplifié du processus de rédaction d'un document de maintenance standardisé



Les guides nationaux élaborés par EDF donnent la trame et les exigences rédactionnelles à respecter pour chaque type de document. En particulier, il est recommandé de structurer les procédures de manière à permettre une lecture réduite aux grands objectifs et une lecture étendue aux détails de chaque séquence opératoire. L'IRSN a estimé que ces dispositions étaient positives, tout en soulignant que la qualité ergonomique d'un document ne pouvait pas résulter de la simple application de guides de rédaction et que la mise en œuvre des procédures sur un site pilote devait être l'occasion de réaliser de véritables essais de validation ergonomique.

Un projet à suivre avec attention

L'homogénéisation des pratiques et des méthodes ne concerne qu'un nombre limité de documents au stade actuel de déploiement de la démarche. Il est donc nécessaire d'assurer un suivi des effets de cette démarche à moyen terme, afin de savoir si sa mise en œuvre permet d'atteindre les objectifs fixés. L'IRSN portera une attention particulière aux effets que l'homogénéisation des documents est susceptible d'avoir sur les pratiques des intervenants sur sites. Si la disparition de certaines pratiques locales peut être bénéfique, d'autres pratiques peuvent répondre à des exigences spécifiques qui méritent d'être maintenues.

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 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 le contrôle de la réaction en chaîne.

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

[INES](#) : International Nuclear Event Scale, échelle internationale des événements nucléaires servant à mesurer la gravité d'un accident nucléaire.

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

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 plus grand nombre de neutrons qui à leur tour causent d'autres fissions.

REP : Réacteur à eau pressurisée.

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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 mais 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)

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

Crédits photo :

EDF CNPE de Chinon / Serge COIFFARD : page 37 - Médiathèque EDF : page 3, 38 (haut), 36 (haut) - EDF R&D : page 19

copyright AREVA page 51

IRSN : page 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 14, 17, 18, 21, 22, 24, 27, 28, 32, 34, 36 (bas), 38 (bas), 39, 40, 45, 47, 48, 50, 57