

The logo for IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) features the acronym 'IRSN' in a bold, sans-serif font. The letters 'I', 'R', and 'S' are red, while 'N' is blue. Below the acronym, the full name of the institution is written in a smaller, blue, sans-serif font.

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2009

RAPPORT DSR N° 383

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

SOMMAIRE

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

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

EVENEMENTS ET INCIDENTS

L'analyse des événements et des incidents constitue une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des centrales. Analyser un événement ou un incident suppose tout d'abord une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit. Les origines des événements ou incidents sont diverses : défaillances humaines ou organisationnelles, pannes matérielles, erreurs de conception. Les origines peuvent aussi être extérieures aux centrales, comme par exemple les agressions climatiques. Ce chapitre présente une sélection des événements survenus en 2009.

Plusieurs événements ont affecté la « source froide » des centrales au cours de l'année 2009. Le plus marquant est celui survenu à la centrale de Cruas, où une arrivée massive de végétaux a bloqué l'entrée d'eau dans l'une des stations de pompage, conduisant à la perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté du réacteur n°4. D'autres événements affectant la « source froide » ont affecté des centrales du parc EDF ; certains sont consécutifs à des phénomènes naturels, d'autres ont eu pour origine des faiblesses dans la surveillance et l'exploitation. Ces situations montrent que la vigilance reste de mise pour garantir la fiabilité de la source froide.

Plusieurs fissures par corrosion ont été détectées dans les tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 du Bugey lors de son arrêt pour rechargement. Ce type d'endommagement, difficile à détecter, a conduit EDF à mettre en œuvre un programme spécifique de contrôles et d'expertises, dont les conclusions ont entraîné la décision de remplacer les générateurs de vapeur de ce réacteur avant son redémarrage.

Le nombre d'événements significatifs en radioprotection décroît depuis 2007 et on constate une diminution régulière des doses individuelles depuis une dizaine d'année. La dosimétrie collective est par contre en augmentation depuis deux ans, en partie du fait d'aléas techniques exceptionnels qui ont entraîné un allongement du temps de présence des agents en zone contrôlée. Parmi les événements relevés, ceux relatifs aux accès en zone contrôlée restent les plus nombreux. Des progrès ont été enregistrés en matière de radioprotection lors des contrôles radiographiques des soudures, avec en 2009 une réduction sensible du nombre d'événements survenant lors de ces contrôles. Toutefois, l'analyse par l'IRSN de l'incident survenu à la centrale de Flamanville lors de contrôles radiographiques montre que la sécurité dans ce domaine d'activité peut encore progresser et que rien n'est jamais acquis.

Vulnérabilités de la « source froide »

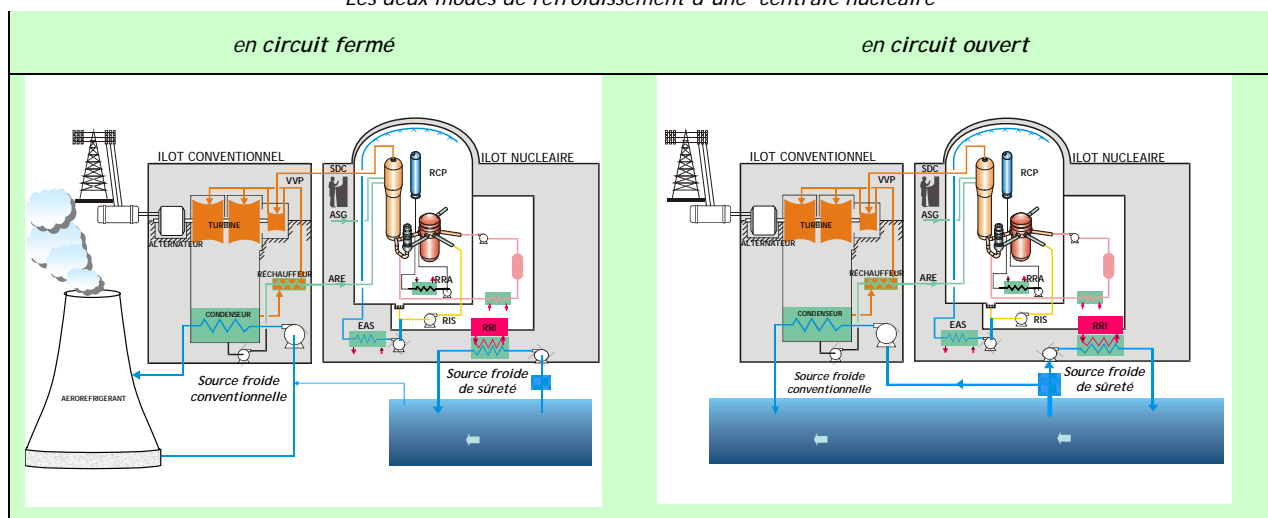
Le 2 décembre 2009, une arrivée massive de végétaux a bloqué l'entrée d'eau dans une des stations de pompage de la centrale nucléaire de Cruas, conduisant à la perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté du réacteur n°4. Au cours de l'année 2009, d'autres événements ont affecté la « source froide » des réacteurs. Certains sont consécutifs à des phénomènes naturels comme le frasil à la centrale de Chooz B ou les débris végétaux à la centrale du Blayais. D'autres ont eu pour origine des faiblesses dans la surveillance et l'exploitation de la « source froide » comme à la centrale de Fessenheim ou à la centrale du Tricastin. Pour l'IRSN, ces situations montrent que la vigilance reste de mise pour garantir la fiabilité de la source froide.

Principe du refroidissement d'une centrale nucléaire

Une centrale nucléaire a besoin en permanence, qu'elle soit en fonctionnement ou à l'arrêt, d'être refroidie à l'aide d'une source d'eau froide : l'eau de mer ou l'eau de la rivière. Ce refroidissement est assuré par deux circuits : le circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté et le circuit de refroidissement de la partie conventionnelle où se trouvent la turbine et l'alternateur avec lequel l'électricité est produite.

Le circuit de refroidissement de la partie conventionnelle a pour rôle de refroidir l'eau du circuit secondaire, plus précisément de refroidir, grâce à des pompes de circulation appelées pompes CRF, la vapeur d'échappement de la turbine dans le condenseur. Suivant l'emplacement choisi pour une centrale nucléaire, il s'agit d'un circuit ouvert ou d'un circuit fermé.

Les deux modes de refroidissement d'une centrale nucléaire



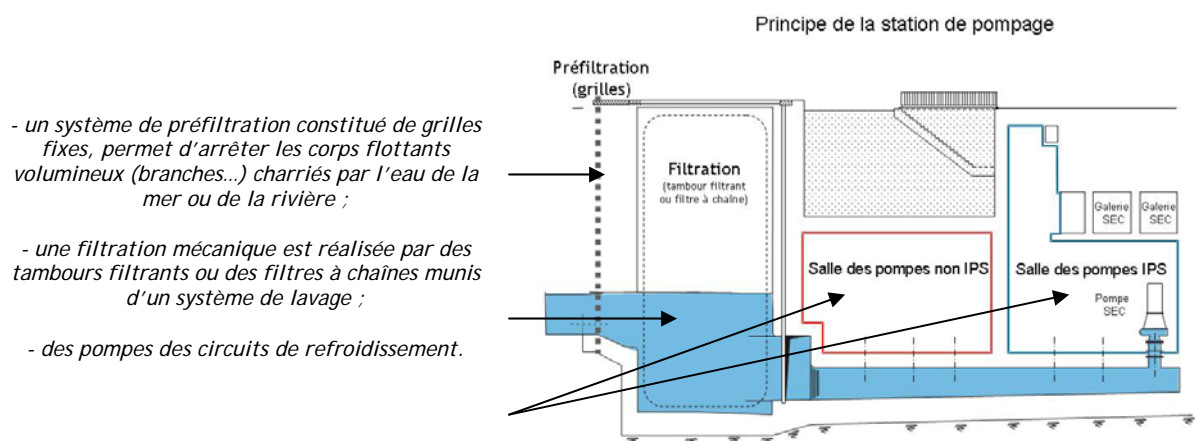
En *circuit fermé*, l'eau du circuit de refroidissement, qui s'est échauffée dans le condenseur, est refroidie par un courant d'air dans une tour de refroidissement, appelée aéroréfrigérant. Une partie de l'eau s'évapore dans l'atmosphère (panache de vapeur d'eau) ; l'autre partie retourne au condenseur, un appoint d'eau est réalisé pour compenser l'eau évaporée;

En *circuit ouvert*, l'eau est directement prélevée dans la rivière ou la mer, traverse le condenseur puis retourne dans la rivière ou la mer (par un chenal ou des conduites).

Le circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté (IPS), appelé circuit SEC (ou SEB à Fessenheim et à Bugey), assure, à l'aide d'un système d'échangeurs, le refroidissement d'un circuit intermédiaire (RRI), qui a lui-même pour fonction de refroidir les éléments et systèmes implantés dans l'îlot nucléaire, notamment les systèmes de sauvegarde : le système d'injection de sécurité (appelé système RIS) et l'aspersion dans l'enceinte (appelé système EAS).

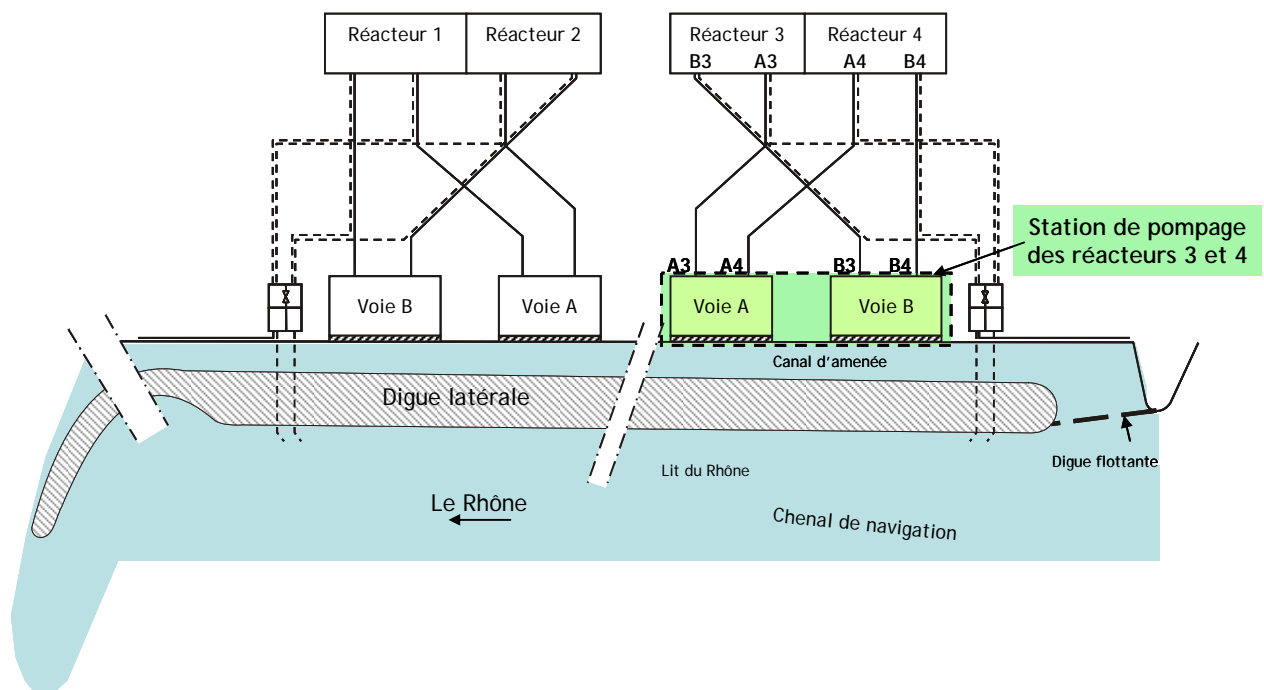
Il est conçu en circuit ouvert sur la mer ou la rivière (sauf pour la centrale nucléaire de Civaux qui comporte une source froide en circuit fermé avec des aéroréfrigérants spécifiques). L'eau est directement prélevée dans la rivière ou dans la mer. Après filtration, elle est acheminée par des pompes jusqu'aux échangeurs qui refroidissent le système RRI, puis retourne à la mer ou à la rivière.

En cas de perte du circuit d'eau brute SEC, le circuit de refroidissement intermédiaire RRI n'est plus refroidi et ne peut donc plus lui-même refroidir les matériels des systèmes de sauvegarde du réacteur. Le réservoir d'eau du circuit de traitement et de refroidissement des piscines PTR est alors utilisé pour refroidir temporairement le circuit RRI. Dans le même temps, le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG assure, en tant que système de sauvegarde, l'évacuation de la puissance résiduelle. Les réserves d'eau du système ASG permettent d'assurer cette évacuation pendant un délai suffisamment long pour rétablir la « source froide ».



La perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté à Cruas

A la suite d'une augmentation de débit dans le Rhône, une masse exceptionnelle de débris végétaux accumulés les mois précédents dans le lit et sur les berges du fleuve, a obstrué, dans la nuit du 1^{er} au 2 décembre 2009, l'entrée de la station de pompage des réacteurs n°3 et n°4 de la centrale de Cruas. Le colmatage des grilles de préfiltration a conduit à une baisse du niveau d'eau dans la station de pompage et à une réduction du débit de refroidissement. L'apparition de l'alarme « bas débit » sur la voie en service (voie A) du circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté (IPS) du réacteur n°4 (repérée A4 sur la figure ci-dessous) a conduit l'exploitant à appliquer les procédures prévues pour ce type de situation. Il a procédé à l'arrêt automatique du réacteur n°4 et au basculement du refroidissement des systèmes IPS sur la voie B (repère B4). Lors du basculement, l'exploitant a constaté que la voie B n'était pas non plus opérationnelle du fait du colmatage de la prise d'eau.



La situation où les deux voies du circuit de refroidissement des systèmes IPS sont indisponibles est appelée « perte totale de la source froide ». Cet incident a été classé au niveau 2 sur l'échelle INES ; c'est la première fois qu'une perte simultanée des deux voies du système de refroidissement des systèmes IPS affecte un réacteur à eau sous pression du parc d'EDF.

Conformément à la conduite à tenir dans une telle situation, l'exploitant a déclenché le plan d'urgence interne (PUI) de la centrale à minuit le 1^{er} décembre 2009. L'organisation nationale de crise a alors été mise en œuvre, impliquant notamment les centres techniques de crise d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN ([cf. communiqué IRSN](#)). La « perte totale de la source froide » du réacteur n°4 a duré environ 10 heures. Toutefois, durant toute la durée de l'incident, le refroidissement du cœur du réacteur a toujours été assuré par les générateurs de vapeur qui étaient disponibles.

En application des procédures qui prévoient l'utilisation de la réserve d'eau du circuit de refroidissement des piscines du réacteur et d'entreposage des combustibles usés comme source froide de secours, le réacteur n°4 a

ensuite été maintenu dans un état sûr. Dans le même temps, l'exploitant a nettoyé les dispositifs de filtration de la station de pompage et les échangeurs de refroidissement. Ces nettoyages ont permis de retrouver la disponibilité des deux voies de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté en tout début de matinée le 2 décembre 2009 et le PUI a alors été levé.

Le fonctionnement des trois autres réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas a également été perturbé, mais de façon moindre. Les réacteurs n°3 et n°4 ayant une station de pompage commune, des signaux d'alerte sont apparus le 1^{er} décembre sur le réacteur n°3. La voie B du circuit de refroidissement des systèmes IPS du réacteur n°3 (repère B3) a été déclarée indisponible le 1^{er} décembre en fin d'après-midi et ceci a duré jusqu'au lendemain matin. Toutefois, la voie A du réacteur n°3 (repère A3) est toujours restée disponible. Quant à la station de pompage des réacteurs n°1 et n°2, elle a subi une arrivée de débris moins importante, qui a toutefois entraîné la perte de la voie B du circuit de refroidissement des systèmes IPS du réacteur n°2, le 2 décembre. Pendant la durée de cette indisponibilité (environ 6 heures), l'exploitant a appliqué les procédures de conduite correspondantes et s'est assuré de la disponibilité de la voie A, en procédant à des nettoyages renforcés des grilles de préfiltration à l'entrée de la station de pompage.

L'obstruction de l'entrée des stations de pompage a été provoquée par une plante aquatique appelée « Élodée ». Cette plante, originaire d'Amérique du Nord, est apparue au début des années 80 dans les lacs suisses, puis dans le Rhône à partir des années 90. Elle est constituée de tiges extrêmement longues et fines (jusqu'à 3 m de longueur), pourvues de petites feuilles. En raison de la hausse du débit du Rhône, l'exploitant du barrage hydraulique situé en amont de la centrale nucléaire de Cruas a procédé à une dérivation du débit du canal est dans la branche ouest (lit naturel) où se trouve la centrale. Cette action a entraîné le charriage d'une masse importante de débris de cette plante accumulés depuis plusieurs mois dans le lit et sur les berges du Rhône.



Masse de plantes à l'origine du colmatage

Bien que la perte de la « source froide » ait été correctement gérée par l'exploitant qui a appliqué la procédure prévue, il est important de bien comprendre les causes et d'identifier les points qui pourront être améliorés pour faire face à un tel phénomène de colmatage, aussi bien en termes de conception des stations de pompage que de procédures de gestion de ce type d'événement. Dans cet objectif, l'IRSN procède actuellement à une évaluation complète de l'incident sous plusieurs angles (conception des systèmes, agressions naturelles, procédures de conduite, gestion de la crise, études probabilistes de sûreté), en tenant compte des enseignements qu'en a tirés l'exploitant.

Il est également important de rappeler que le risque de perdre des systèmes redondants, et notamment les « sources froides », a été mis en évidence dès les années 80 et a fait l'objet d'études réalisées alors par l'IPSN. A la demande de l'ASN, des procédures spécifiques ont été mises en place sur l'ensemble des réacteurs d'EDF. D'ailleurs, dès les années 90, l'IPSN avait relevé que la prévention de l'accumulation de détritus à l'entrée des

stations de pompage au niveau de la préfiltration devait être renforcée notamment par des dispositions de détection fiables en station de pompage.

L'incident survenu à Cruas rappelle l'importance de se réinterroger périodiquement, en particulier vis-à-vis de l'incidence des évolutions de l'environnement naturel, sur la qualité de l'eau et de vérifier l'adéquation des procédures et dispositions existantes avec ces évolutions environnementales. Un autre événement, survenu à la centrale de Blayais, met également en évidence l'impact des évolutions environnementales en 2009.

L'arrivée massive de débris végétaux dans les stations de pompage de la centrale du Blayais

En février et mars 2009, le fonctionnement des réacteurs de la centrale du Blayais a été fortement perturbé par de fréquents déclenchements de pompes d'alimentation des condenseurs (CRF) à la suite d'une détection d'une « perte de charge élevée » des tambours filtrants. A trois reprises, ces déclenchements ont conduit à l'arrêt automatique des réacteurs.

Les colmatages des tambours filtrants ont eu pour origine des arrivées massives de débris végétaux (principalement des feuilles d'arbres en décomposition) et de sédiments. Leur présence en quantité importante dans l'estuaire de la Gironde en cette période de l'année n'est pas exceptionnelle. Toutefois, la conjonction d'une crue des affluents de la Gironde fin janvier et d'une tempête début février a provoqué la remise en suspension d'une quantité plus importante que d'ordinaire de sédiments et de débris végétaux dans l'estuaire, jusqu'aux stations de pompage. De plus, le phénomène a été accentué du fait de l'absence de dragage au niveau des prises d'eau dans la Gironde à cette période de l'année. En effet, les nouvelles réglementations environnementales concernant la préservation d'espèces protégées dans l'estuaire de la Gironde (migration des alevins de l'anguille) interdisent les opérations de dragage aux mois de janvier et février (le dernier dragage datait de novembre 2008).

Outre les arrêts automatiques des réacteurs, ces colmatages auraient pu conduire à une situation de perte du refroidissement des systèmes IPS d'un des réacteurs de la centrale du Blayais, analogue à celle rencontrée à Cruas fin 2009. Afin d'éviter le renouvellement d'une telle situation, une nouvelle consigne a été mise en place à la centrale nucléaire du Blayais pour anticiper la conduite du réacteur à tenir lors de l'arrivée de débris.

Des dispositions de protection contre les phénomènes naturels sont prises à la conception des stations de pompage. Toutefois, des modifications relatives à la gestion des fleuves comme par exemple des mesures destinées à mieux protéger l'environnement peuvent avoir une incidence sur le fonctionnement des centrales. L'IRSN souligne que les impacts possibles de ces modifications doivent être examinés, ce qui nécessite une concertation étroite entre les exploitants des centrales et les administrations concernées.

L'obstruction partielle de la grille à l'entrée du canal d'amenée d'eau par du frasil à Chooz B

Le 9 janvier 2009 au matin, après une nuit très froide (-15°C), l'exploitant de la centrale nucléaire de Chooz B a détecté, lors d'une ronde de surveillance, un écart d'environ 2 mètres entre le niveau d'eau de la Meuse et le niveau d'eau du canal d'amenée (portion entre la grille et la station de pompage). Cet écart était dû à la formation de glace sur la grille séparant le chenal et le canal d'amenée. Ce phénomène a conduit à un blocage partiel de l'écoulement vers la prise d'eau et à l'atteinte d'un niveau d'eau dans le canal d'amenée inférieur

au niveau minimum requis pour la sûreté, appelé cote des Plus Basses Eaux de Sécurité (PBES). Cette baisse de niveau n'a toutefois pas entraîné de dysfonctionnement des pompes du circuit de refroidissement des systèmes IPS ; un niveau d'eau dans le canal d'amenée légèrement inférieur aurait néanmoins pu conduire à des conséquences importantes pour la sûreté en affectant les performances de ces pompes sur un, voire les deux réacteurs de la centrale nucléaire. Au cours de la matinée, la déchirure de la toile d'un panneau filtrant du filtre à chaînes de la voie B du réacteur n°2 a été constatée, qui a provoqué un colmatage au niveau des échangeurs SEC/RRI de cette voie, puis une baisse rapide du débit de refoulement de la pompe du circuit SEC de la voie B, sans toutefois compromettre l'efficacité du refroidissement.

A la suite de la découverte de l'obstruction partielle de la grille du canal d'amenée, EDF a fait appel aux sapeurs pompiers pour dégager la grille avec des outils adaptés et briser la glace au centre du chenal à l'aide d'un bateau. Pour éviter une nouvelle obstruction de la grille, un dispositif mobile d'apport d'eau chaude a été mis en place en amont de la grille.

Le phénomène qui s'est produit à Chooz B est appelé « frasil » : des cristaux de glace collante se forment au sein d'un écoulement turbulent à faible vitesse à des températures légèrement inférieures à 0°C pour l'eau douce. A Chooz B, compte tenu des faibles vitesses d'écoulement dans le chenal au niveau de la prise d'eau, la formation de frasil est apparue dans le chenal, avec adhésion des cristaux de glace sur la partie des barreaux de la grille se trouvant face au sens d'écoulement de l'eau. Le dépôt de frasil sur la face amont des barreaux a ensuite augmenté de manière continue. Cette augmentation, aussi bien en largeur qu'en profondeur, s'est poursuivie jusqu'à former des « ponts » entre les barreaux adjacents, s'opposant au passage de l'eau. Un « mur » de frasil est alors constitué sur toute l'épaisseur des barreaux des grilles.

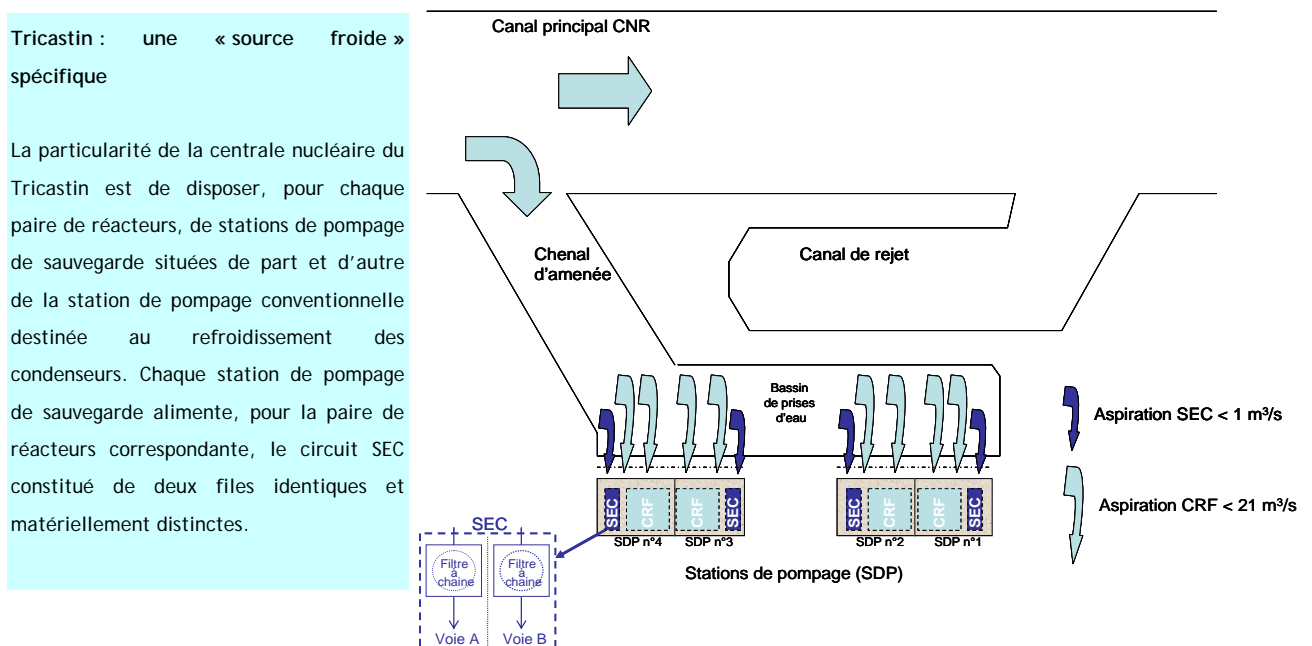
A la conception de la centrale de Chooz B, afin d'écarter le risque d'obstruction par la glace à l'intérieur de la station de pompage, un dispositif, appelé « recirculation d'hiver », avait été mis en place pour permettre de maintenir une température de l'eau supérieure à 3°C à l'entrée de la station de pompage. En revanche, le risque d'obstruction rapide de la grille du canal d'amenée d'eau n'ayant pas été envisagé, aucun dispositif de protection n'avait été prévu en amont de cette grille.

Depuis plusieurs années, l'IRSN avait alerté EDF sur ce phénomène peu courant en France. Ainsi, dans le cadre des études réalisées jusqu'à fin 2008 à l'occasion du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'IRSN avait estimé que les dispositions de protection de ces réacteurs à l'égard du frasil n'étaient pas suffisantes ([cf. rapport public DSR n°285](#)). De son côté, EDF, après avoir mené des études visant à approfondir les connaissances sur ce phénomène, avait estimé qu'en cas de survenue d'un frasil, l'eau « continuerait à circuler ». L'IRSN ne peut que rappeler ici l'importance de se réinterroger périodiquement sur la suffisance des dispositions de protection contre les phénomènes climatiques.

Les événements décrits ci-dessus, liés à des phénomènes naturels, montrent l'importance de disposer de stations de pompage robustes et aptes à remplir leurs missions. Or, en 2009, d'autres événements, présentés ci-après, liés cette fois à l'exploitation proprement dite des installations, auraient pu être évités. Ils rappellent que la surveillance et la prévention sont fondamentales pour la sûreté des installations.

Défaillance du dispositif de filtration résultant du désenvasement du canal d'amenée du Tricastin

En 2009, à la centrale nucléaire du Tricastin, une opération courante de dragage du canal d'amenée a provoqué un glissement de sédiments dans la chambre de filtration entraînant la défaillance d'un filtre à chaînes. Les causes de cet événement sont identiques à celles d'un événement similaire survenu en 2004, à savoir une vigilance insuffisante exercée sur la filtration SEC pendant les opérations de dragage et un mode opératoire inadapté. Lors de ces deux événements, bien que l'alarme de dépassement d'un seuil de différence de pression entre l'amont et l'aval du filtre à chaînes soit apparue, les actions manuelles prévues n'ont pas permis d'éviter la détérioration du filtre à chaînes. Ceci a conduit à la perte d'une voie de la filtration SEC du réacteur n°3 avec percement et déformation des panneaux filtrants.



Pour l'IRSN, le risque de défaillance du circuit SEC n'existe pas seulement lors des opérations de dragage du canal d'amenée, mais aussi en cas de forts remous dans l'eau alimentant les stations de pompage, augmentant brutalement sa turbidité, comme par exemple lors d'une inondation ou d'un séisme. En effet, lors de tels événements, des dépôts ou des glissements de sédiments au fond de la chambre de filtration pourraient se produire. Pour cette raison, lors du réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales ([Rapport public DSR n°285](#)), l'IRSN avait déjà recommandé que le maintien opérationnel des filtres à chaînes SEC de la centrale nucléaire du Tricastin soit justifié en cas de séisme ou d'inondation. L'incident de 2009 rappelle l'importance de tirer les enseignements des événements survenant au cours de l'exploitation, afin d'adapter les équipements et les pratiques aux exigences correspondant à leurs missions tout au long de l'exploitation des réacteurs.

Perte partielle des sources froides des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim suite au soulèvement d'un tambour filtrant à Fessenheim

Le 25 décembre 2009, une crue du Rhin a eu pour effet d'augmenter la vitesse de l'eau dans le Grand Canal d'Alsace et de mettre en suspension des débris végétaux provenant du bassin versant du Rhin. Dans la nuit du 26 au 27 décembre 2009, le réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim était en cours de redémarrage après un arrêt de production de 2 jours pour une opération de maintenance. Les deux pompes CRF étaient à l'arrêt. Seul le circuit SEB de refroidissement des systèmes IPS était alimenté par l'eau provenant de la station de pompage. Les débris végétaux ont été entraînés vers l'entrée de la station de pompage, mais du fait du faible débit appelé par le seul circuit SEB, l'eau chargée en débris n'a pas atteint les tambours filtrants. Aussi, les débris se sont accumulés sur les grilles de préfiltration à l'entrée de la station de pompage. Au redémarrage de la première pompe CRF, les débris ainsi accumulés ont été brutalement aspirés dans la station de pompage, ce qui a provoqué un soulèvement du tambour filtrant correspondant. Les débris ont alors contourné le système de filtration, ont encrassé le circuit de refroidissement des systèmes IPS et colmaté les échangeurs de chaleur équipant ce circuit. Des alarmes de perte du refroidissement des systèmes IPS sont alors apparues sur les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

Pour le réacteur n°1, qui était à l'arrêt et dont tout le combustible avait été déchargé dans la piscine de désactivation, la perte du circuit de refroidissement des systèmes IPS a eu pour seule conséquence la perte du refroidissement de la piscine de désactivation. En application de la procédure prévue pour ce type de situation, les opérateurs, ont vérifié que l'augmentation de la température de l'eau de la piscine de désactivation restait limitée.

Pour le réacteur n°2, les alarmes ont conduit au déclenchement du plan d'urgence interne (PUI) et à la mise en place de l'organisation nationale de crise ([cf. communiqué IRSN](#)). Les deux voies du circuit de refroidissement des systèmes IPS étant indisponibles, l'exploitant a appliqué la procédure prévue pour gérer ce type de situation. A cet effet, certains équipements utilisateurs du circuit de refroidissement des systèmes IPS ont été délestés et le refroidissement du cœur a été assuré par les générateurs de vapeur qui, n'étant pas affectés, sont restés disponibles.

Cet événement fait apparaître un défaut de vigilance de l'exploitant sur l'état de la station de pompage de Fessenheim (débris accumulés et redémarrage sans surveillance particulière) et sur l'état de fonctionnement d'une partie de l'instrumentation de la station de pompage (absence de nettoyage des tubes de mesure de la perte de charge des tambours filtrants). En effet, au redémarrage de la pompe CRF, l'augmentation brutale de perte de charge des tambours filtrants due à leur colmatage aurait dû être détectée par les capteurs de mesure de perte de charge et la pompe CRF aurait dû être déclenchée automatiquement par le système de protection.

Cet événement est à rapprocher de celui survenu à Cruas en décembre 2009. Toutefois, son traitement a été différent du fait de la conception particulière du système SEB de refroidissement de la centrale de Fessenheim. En effet, à Fessenheim, les échangeurs de refroidissement du circuit SEB sont néanmoins restés alimentés par un débit très faible du fait que, contrairement aux autres centrales du parc EDF, la circulation dans le circuit se fait gravitairement et ne nécessite pas de système de pompage.

Arrêts de réacteurs à Belleville et à Civaux à la suite du colmatage des grilles de filtration des tuyauteries d'aspiration des pompes de circulation (CRF)

L'année 2009 a également connue des situations touchant des systèmes de la « source froide » conventionnelle et susceptibles d'affecter la sûreté des tranches, comme le montrent les événements décrits ci-après.

Le 5 janvier 2009 à la centrale de Belleville, alors que la température extérieure était négative, l'inétanchéité sur le réacteur n°1, d'une vanne du système qui permet d'isoler un secteur pris en glace de la tour de refroidissement a entraîné l'arrivée d'eau chaude sur ce secteur, conduisant au décrochement de packings sous le poids de la glace. L'écart de niveau entre

Principe d'une tour de refroidissement

Il s'agit d'un échangeur de chaleur "air/eau". L'eau à refroidir est pulvérisée dans un courant d'air et ruisselle dans un corps d'échange, appelé « packing ». L'évaporation d'une partie de l'eau permet son refroidissement. L'eau tombe ensuite dans un bassin d'eau froide où elle est récupérée et renvoyée vers le condenseur. La perte d'eau est compensée par un appoint en eau prélevée dans le fleuve.

En hiver, en raison de la présence de glace sur la structure d'une tour de refroidissement, également appelée aéroréfrigérant, la température élevée de l'eau à refroidir provenant du condenseur peut conduire à un détachement de blocs de glace et occasionner la chute d'algues ou de tartre, qui se forment parfois sur la structure et les « packings ».

Ces blocs de glace tombent alors dans le bassin d'eau froide de l'aéroréfrigérant et créent des perturbations au niveau des grilles de filtration des tuyauteries d'aspiration des pompes CRF. En cas de différence de pression trop importante, un signal déclenche la pompe CRF. La pression au condenseur s'en trouve alors affectée augmentant le risque d'arrêt automatique du réacteur (par protection du condenseur). Pour éviter cette situation, un système, dit antigel, permet d'isoler certains secteurs de l'aéroréfrigérant en cas de très basse température.

l'amont et l'aval des grilles de filtration à l'aspiration de pompes CRF a alors augmenté. Le dépassement de seuils de protection a entraîné des déclenchements successifs des pompes CRF. Après plusieurs tentatives de redémarrage, un nouveau déclenchement a provoqué l'arrêt simultané des deux pompes. L'exploitant de Belleville a alors procédé à un arrêt manuel du réacteur n°1 pour éviter un arrêt automatique. L'analyse de l'incident a mis en évidence le fait que, en l'absence de risque identifié pour la sûreté, la maintenance prévue de la vanne incriminée avait été reportée. Fin 2009, à la centrale de Civaux, un autre événement analogue, dû cette fois à un défaut de remontage d'une vanne, a entraîné un arrêt automatique du réacteur n°1. Ces événements rappellent l'importance d'un suivi rigoureux de l'ensemble d'une centrale nucléaire, y compris sur des équipements de la partie conventionnelle, dont des dysfonctionnements peuvent affecter la sûreté, nécessitant alors un arrêt automatique du réacteur.

Pour conclure

Des événements survenus pendant l'année 2009 rappellent que l'évolution au fil du temps des conditions environnementales des centrales nucléaires peut avoir des effets non négligeables sur leur sûreté. Au début des années 2000, à la suite notamment de l'inondation qui avait affecté la centrale nucléaire du Blayais fin décembre 1999, une réflexion de grande ampleur avait été engagée sur les risques pouvant résulter des phénomènes d'origine naturelle. En particulier, à l'occasion des réexamens de sûreté, l'IRSN a œuvré pour qu'EDF évalue la robustesse de ses réacteurs à l'égard de ces phénomènes, en considérant en particulier non seulement la perte de la « source froide » d'un réacteur, mais la perte de la « source froide » de l'ensemble des réacteurs d'un même site sur une durée de plusieurs dizaines d'heures.

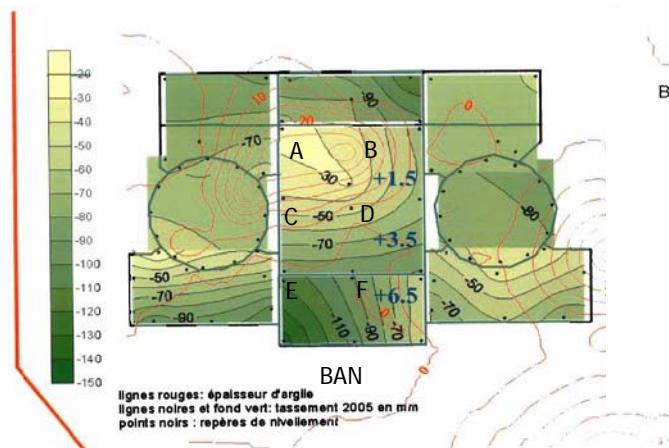
Tassements différentiels à la centrale de Dampierre

Des contrôles réalisés à la centrale de Dampierre ont montré l'existence de tassements différentiels entre certains bâtiments de la centrale. Des études approfondies, destinées à apprécier le comportement de ces bâtiments dans le cas d'un séisme ont montré que ce phénomène de tassements pouvait être accentué par un séisme. Si la structure et la tenue des bâtiments concernés ne seraient pas gravement affectées, certains matériels importants pour la sûreté pourraient par contre être endommagés. L'IRSN a, sur la base des études réalisées par EDF, évalué les risques correspondants.

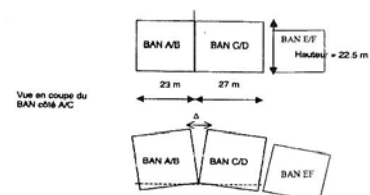
Des risques de tassements non pris en compte à la conception

Dans le cadre des vérifications du comportement des ouvrages de génie civil initiées en 2001 par EDF, des tassements différentiels ont été détectés entre les différents blocs composants le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n°1 et 2 de Dampierre. Leurs effets se sont manifestés par des dégradations en sous face des toitures du bâtiment des auxiliaires nucléaires.

A la conception des ouvrages, les tassements différentiels entre-bâtiments ont bien été pris en compte, en particulier aux jonctions entre bâtiments. Le bâtiment des auxiliaires nucléaires constituant, à cet égard un cas particulier, puisqu'il s'agit d'un bâtiment constitué de plusieurs sous-bâtiments (BAN A/B, C/D, E/F) élevés sur un radier d'un seul tenant, l'éventualité de tassements différentiels à l'échelle du bâtiment n'a pas été envisagée à la conception.



Basculement du BANC-D à l'opposé du BANA-B par suite de tassements différentiels sous le BAN.



Attention : déformée exagérée (rappel : déplacement horizontal en toiture de l'ordre de 2 à 4 cm).

Dès les premières années d'exploitation de la centrale de Dampierre, en raison de fondations hétérogènes, les sous-bâtiments C/D du BAN des réacteurs n°1 et 2, construits sur des fondations plus compressibles que les sous-bâtiments A/B, ont subi des tassements statiques plus importants. Actuellement ces tassements statiques sont

stabilisés mais un basculement des sous-bâtiments C/D vers les sous-bâtiments E/F du BAN (aussi appelés « bâtiment RRI ») a été constaté.

Devant ce constat, l'IRSN a réexaminé les résultats des études de tenue des supportages des tuyauteries menées par EDF en prenant en compte ce phénomène de tassements. Par ailleurs, l'apparition de tassements supplémentaires, baptisés « tassements sismo-induits » était envisageable en cas de séisme. Les études engagées par EDF se sont révélées utiles pour prendre en compte les effets de ces tassements non examinés à la conception

Les tassement sismo induits entre bâtiments et leurs répercussions dans le cas des réacteurs de la centrale à Dampierre.

Les secousses sismiques peuvent être à l'origine d'un accroissement de la compacité de certains sols, ce qui se traduit par des tassements en surface. Ce phénomène de « compactage dynamique » a été observé dans certains remblais de la centrale de Kashiwazaki-Kariwa au Japon, après le séisme du 16 juillet 2007 ([voir rapport public IRSN relatif à l'année 2007](#)). Sans mettre en cause la stabilité des structures, les tassements différentiels apparaissant entre ouvrages déforment et sollicitent les tuyauteries qui passent entre les bâtiments.

Tassements sismo induits : en raison de l'hétérogénéité des sols et sous l'effet du poids des bâtiments des tassements différentiels peuvent être constatés. En cas de survenue d'un séisme, l'apparition de tassements supplémentaires est envisageable. Ces tassements appelés « tassements sismo induit » sont susceptibles de survenir pendant ou après un séisme. Ils sont dus à un réaménagement des grains constitutifs du sol de fondation sous l'effet d'un « compactage dynamique » causé par les ondes sismiques. Ils ne sont donc pas réversibles, contrairement aux déplacements sismiques des bâtiments.

Sur le site de Dampierre, le sol de fondation est constitué d'une sous couche en craie recouverte d'une couche d'argile à silex. Cette couche est d'épaisseur très variable d'un point à l'autre de l'installation. Au cours des temps géologiques, cette couche a été altérée par l'érosion. Il en résulte l'existence de vides interstitiels dans la partie supérieure du substratum crayeux. L'érosion s'est poursuivie simultanément au dépôt d'alluvions en surface, conduisant au nivellement du terrain naturel à l'ouverture du site. La présence de vides interstitiels à la partie supérieure de la couche crayeuse, où la couche d'argile à silex est plus mince, est à l'origine de tassements différentiels importants sous l'effet du poids des bâtiments. Toutefois, le complément de tassement statique résiduel calculé d'ici la fin de vie de l'installation, ne représente qu'un faible pourcentage du tassement déjà réalisé. En revanche, le « compactage dynamique » qui pourrait résulter de secousses sismiques peut être plus important.

Début 2009, les études menées par EDF concernant le site de Dampierre ont conclu que des tassements sismo induits pouvaient affecter certains bâtiments des réacteurs 1, 2 et 3. Bien que la structure et la tenue de ces bâtiments ne soient pas remises en cause, les tassements sismo induits pourraient avoir des conséquences sur la tenue aux séismes de certaines tuyauteries passant dans ces bâtiments. Les études montrent par ailleurs que le réacteur n°4 ne serait pas affecté par de tels tassements.

Les matériels concernés sont, pour les réacteurs n°1 et n°3, les tuyauteries qui cheminent entre les bâches et les moyens de pompage du système ASG d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (voie a et B). Pour les réacteurs n°1 et n°2, il s'agit des tuyauteries du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui cheminent entre le BAN et le bâtiment du combustible ainsi que certaines tuyauteries du circuit d'eau brute secouru (SEC) qui cheminent entre le BAN E/F et les galeries techniques.

Quelles sont les conséquences possibles pour la sûreté de la centrale de Dampierre ?

En cas de séisme, les conséquences pour la sûreté dépendent pour chaque réacteur des locaux affectés par les phénomènes de tassements différentiels et des tuyauteries qui les traversent. Ils pourraient essentiellement concerner le refroidissement du réacteur, soit du fait de la défaillance du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG), soit du fait de la défaillance de la « source froide » (RRI/SEC) qui pourrait à terme entraîner la défaillance d'autres systèmes importants pour la sûreté.

Sur la base des études réalisées par EDF, l'IRSN a évalué les risques pour chaque réacteur de la centrale. Ces études ont été menées en considérant l'état actuel des tassements des différents bâtiments et les effets du « compactage dynamique » des sols pour deux niveaux de séisme : le séisme maximal historiquement vraisemblable et le séisme majoré de sécurité.

En cas d'un séisme d'intensité égale ou supérieure au séisme maximal historiquement vraisemblable seul le réacteur n°1 de la centrale de Dampierre pourrait connaître une défaillance d'une ligne de refroidissement du circuit SEC (voie B) ; l'autre ligne (voie A) ne serait pas touchée et assurerait la fonction de refroidissement, permettant ainsi de maintenir le réacteur dans un état sûr.

Le séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) est un séisme analogue aux séismes historiquement connus, qu'on postule pouvoir se produire avec une position d'épicentre qui soit la plus pénalisante quant à ses effets sur le site, tout en restant compatible avec les données géologiques et sismiques.

Le séisme majoré de sécurité (SMS) est défini en majorant forfaitairement l'intensité du SMHV d'un degré sur l'échelle MSK (échelle d'intensité macro sismique), c'est-à-dire que les accélérations des mouvements sont doublées par rapport à celles du SMHV.

En cas d'un séisme plus grave, d'intensité égale à celle du séisme majoré de sécurité, selon les études menées par EDF, des défaillances concomitantes de plusieurs systèmes ou matériels redondants pourraient se produire. Pour le réacteur n°1, les tuyauteries du système ASG ainsi que celles des deux voies du système RRI pourraient être endommagées pendant l'utilisation de ces systèmes. Si les fonctions de ces systèmes étaient perdues, le risque de découverture du cœur serait élevé. Pour le réacteur n°2, les tuyauteries des deux voies des systèmes RRI et SEC pourraient être endommagées mais le découverture du cœur pourrait être évité grâce à la réalimentation de la bache ASG. Pour le réacteur n°3, la disponibilité du système RRI permettrait, malgré la perte des deux voies de l'alimentation des pompes ASG, de ramener par d'autres systèmes le réacteur dans un état acceptable du point de vue de la sûreté. Devant les risques évoqués ci-dessus, EDF a décidé d'engager au plus tôt les actions nécessaires pour renforcer les tuyauteries (ou leurs supportages) des systèmes concernés.

Stratégie de traitement retenue par EDF

Pour les séismes de niveau SMHV pour lesquels seul le circuit SEC voie B du réacteur n°1 était concerné, EDF a remis en conformité les supportages correspondant lors de l'arrêt du réacteur en avril 2009.

Concernant, la tenue au SMS des réacteurs 1, 2 et 3, EDF engagera les travaux après avoir identifié et dimensionné les éléments à modifier. Ces études complémentaires pourront conduire EDF à modifier des tuyauteries ou des supportages. L'ASN a demandé à EDF de remettre en conformité les supportages des tuyauteries de ces trois réacteurs au plus tard avant fin 2011, à l'occasion des arrêts programmés pour rechargement de combustible.

Événements concernant la radioprotection

L'IRSN constate que le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection déclarés par EDF décroît lentement depuis 2007, notamment grâce aux progrès sensibles en matière de radiographie industrielle. Bien qu'en diminution en 2009 par rapport à 2008, les écarts concernant les accès en zone contrôlée constituent les événements significatifs les plus nombreux. Si la dosimétrie individuelle, en termes de doses maximales, diminue régulièrement depuis une dizaine d'années, en moyenne la dosimétrie collective est en augmentation depuis deux ans, du fait notamment d'aléas techniques exceptionnels qui ont nécessité une augmentation du temps de présence en zones contrôlées, mais aussi du fait d'un essoufflement de la démarche ALARA.

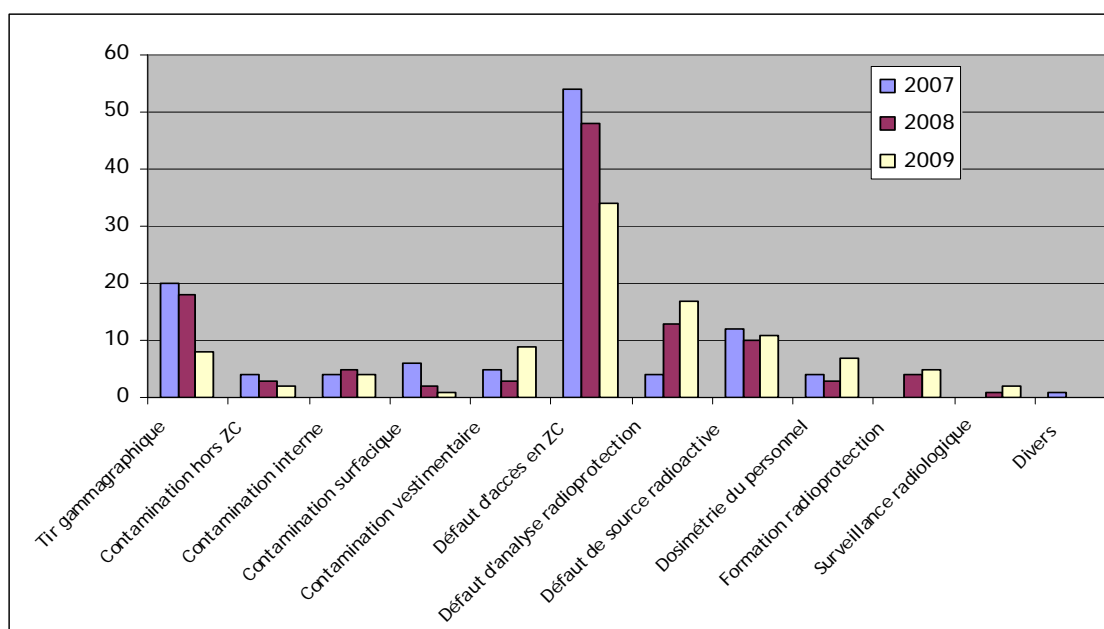
Répartition des déclarations d'événements concernant la radioprotection

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de déclarer à l'ASN les écarts en matière de radioprotection (ESR). Ces événements répondent à des critères définis par l'ASN.

<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 supérieures à 1 MBq et une 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	Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes 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 zones des 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 plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois).
ESR 10	Tout autre écart significatif pour l'ASN ou l'exploitant.

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

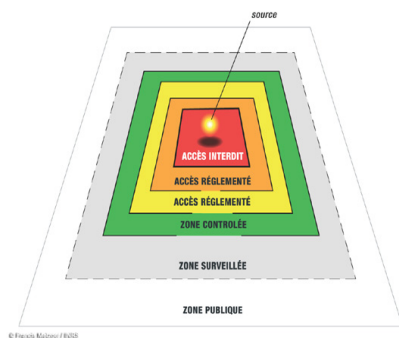
En 2009, 100 événements significatifs concernant la radioprotection (contre 110 en 2008 et 114 en 2007) ont été déclarés par EDF, tous classés au niveau 0 à l'échelle internationale INES, à l'exception d'un événement classé au niveau 2. Cet événement concerne la surexposition d'un opérateur lors de tirs gammagraphiques dans le réacteur n°1 de la centrale de Flamanville, il est exposé ci-après (cf. pages 37 à 41). Les ESR représentent 11 % du nombre total des événements significatifs concernant la sûreté, la radioprotection et l'environnement déclarés en 2009. La répartition du nombre d'événements déclarés en fonction du type d'écart est très variable. Les écarts relatifs aux conditions techniques d'accès dans les zones contrôlées constituent la catégorie prépondérante.



Un examen comparatif des résultats de 2009 avec ceux des deux précédentes années montre que les actions d'amélioration engagées par EDF en 2007 et 2008 commencent à porter leurs fruits pour certaines catégories d'événements. C'est notamment le cas des écarts relatifs aux accès en zone contrôlée et des événements liés aux tirs gammagraphiques. Par contre, l'IRSN note que des efforts restent à faire dans d'autres domaines, notamment la préparation des interventions et la protection contre les contaminations vestimentaires décelées à la sortie de site. Ces divers domaines sont développés ci-après.

Accès réglementé pour les travailleurs dans une centrale nucléaire

Conformément aux prescriptions réglementaires relatives au zonage des installations, le chef d'établissement doit procéder, avec le concours de la personne ou du service « compétent en radioprotection », à la mise en place d'un zonage radiologique de ses installations. Celui-ci se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit de dose (DeD) par un radiamètre, et matérialisé par des « trisecteurs » de couleur correspondant aux risques de chaque zone.



La dose efficace permet d'estimer l'exposition du corps entier d'un individu exposé aux rayonnements ionisants. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutron). Elle s'exprime en Sievert (Sv). Le débit de dose (DeD) est une autre grandeur couramment utilisée de manière opérationnelle, il s'exprime en Sv/h.

Il est intéressant d'étudier les événements ayant conduit à des accès en zone orange non autorisés dans la mesure où leurs conséquences peuvent être importantes (les accès en zone rouge font l'objet de prescriptions renforcées (au titre de la réglementation) et les écarts sont peu nombreux (moins de 5 ESR par an depuis 2008). L'IRSN constate une diminution sensible des écarts en matière d'accès en zone orange en 2009 par rapport à 2008 (28 en 2009 contre 43 en 2008). Cette évolution positive traduit une certaine efficacité des actions d'amélioration mises en œuvre par EDF en 2009.

Néanmoins une majorité des non-respects des procédures d'accès auraient pu être évitées par le respect des règles de fiabilisation des interventions (préparation notamment) et des règles de radioprotection (franchissements ou déposes inappropriées du balisage). L'IRSN souligne à cet égard la nécessité que les prescriptions soient connues, comprises et respectées des intervenants, nombreux lors des arrêts pour maintenance. Parmi les bonnes pratiques, l'IRSN note, par exemple, qu'un site met en place un portillon escamotable à l'entrée d'un local classé en zone orange afin d'éviter toute entrée involontaire dans la zone orange.

Formation des intervenants destinés à travailler en zone contrôlée

Des non-respects de la périodicité réglementaire des formations de prévention aux risques radiologiques dispensées au personnel intervenant sont encore observés en 2009. Ainsi, la plupart des sites nucléaires ont fait état d'agents EDF en « écart de recyclage ». Cette situation peut conduire à des défauts d'appropriation des procédures particulières de radioprotection touchant au poste de travail occupé, des règles de conduite à tenir en cas de situation anormale et des évolutions du référentiel d'EDF en matière de radioprotection. Même si EDF a mis en place un guide de l'intervenant qui rappelle les formations et les habilitations requises pour les prestataires, l'IRSN souligne l'importance de la vérification par EDF des habilitations et des connaissances opérationnelles de tous les intervenants en matière de prévention des risques radiologiques.

État des lieux concernant la gammagraphie

La radiographie gamma ou gammagraphie est une méthode de contrôle non destructif utilisée couramment pour la vérification de soudures de tuyauteries ou de capacités dans l'industrie nucléaire. Cette technique met en œuvre des sources fortement irradiantes et un écart dans la réalisation du processus de « tir » peut entraîner une « surexposition » de travailleurs.

L'IRSN note que le nombre d'écarts lors de ces contrôles est en nette diminution (8 ESR en 2009 contre 18 ESR en 2008). Ces résultats s'expliquent par les nouvelles dispositions prises en 2009 en complément des prescriptions du référentiel relatif à la maîtrise des chantiers :

Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'appareils mobiles auto protégés (plombés) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'Iridium 192, du Cobalt 60 ou éventuellement du Césium 137) 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 dans des composants.

- présentation systématique des dossiers de réalisation de tirs lors d'une réunion spécifique organisée par l'exploitant 48 heures avant leur réalisation, afin de permettre aux intervenants de mieux s'y préparer ;
- réduction du nombre de tirs au profit d'autres techniques de contrôle des équipements dans la mesure du possible (contrôle par ultrasons par exemple).

Les défauts de balisage sont majoritaires dans les ESR relatifs aux tirs gammagraphiques. Les conséquences notables en termes de doses résultent toujours de la conjonction du franchissement de balisage à proximité de la source et d'une source en position d'utilisation au moment de ce franchissement. Il est à noter que les conséquences pour le personnel sont d'autant plus grandes que les tirs ont lieu aussi hors des zones contrôlées dans des locaux où peuvent passer des travailleurs ne faisant pas l'objet d'un suivi radiologique.

L'événement marquant de 2009, classé au niveau 2 de l'échelle INES et exposé plus loin en détail, est une surexposition d'un prestataire lors d'un tir gammagraphique sur le site de Flamanville. La dose de 4,75 mSv reçue en quelques secondes par l'intervenant lors de cet incident ne représente certes que le quart de la dose réglementaire annuelle, mais l'incident aurait pu conduire à des conséquences très importantes en termes de doses reçues.

Défauts d'analyse de radioprotection

L'IRSN note une légère augmentation du nombre annuel d'ESR relatifs à des lacunes identifiées dans la préparation des interventions (17 en 2009 contre 12 en 2008 et 4 en 2007). Les écarts relevés concernent notamment des défauts de préparation des chantiers, un manque de suivi des déchets radioactifs et un manque de culture de radioprotection.

Contaminations internes

Les interventions peuvent conduire à une dispersion de matière radioactive et par là à une contamination interne d'intervenants. Ces événements proviennent dans certains cas d'une sous estimation du risque de contamination lors de la préparation de l'activité (pas de port de protections des voies respiratoires lors du chantier par exemple). Bien qu'il y ait eu moins de 5 ESR de ce type au cours des trois dernières années, l'IRSN souligne qu'ils doivent faire l'objet d'analyses rigoureuses compte tenu de leurs conséquences en termes de contamination des travailleurs.

Contaminations de vêtements et de petits objets détectés à la sortie du site

La détection de la contamination de vêtements ou de petits objets à la sortie du site résulte le plus souvent de l'absence de détection de cette contamination lors des contrôles précédents ou d'une défaillance du contrôle des petits objets à la sortie de la zone contrôlée. Les conséquences possibles de ce type d'écart sont une dissémination de produits radioactifs hors zone contrôlée, voire éventuellement hors du site.

De 2003 à 2008, le nombre d'ESR déclarés relatifs aux contaminations de vêtements et de petits objets détectés à la sortie de zone contrôlée a diminué (moins de 5 ESR par an depuis 2006). La tendance s'est incurvée en 2009, avec 9 ESR en 2009 contre 3 ESR en 2008, ce constat est toutefois à relativiser au vu du faible nombre d'incidents rapporté aux dizaines de milliers de contrôles effectués. L'IRSN souligne cependant que le suivi des contaminations de vêtements ou de petits objets à la sortie du site mérite toujours une attention particulière, du fait de son caractère révélateur de dysfonctionnements possibles dans la mise en œuvre de la propreté radiologique.

La surveillance dosimétrique des travailleurs

La surveillance de la dosimétrie individuelle est un des éléments importants de la radioprotection des travailleurs exposés aux rayonnements ionisants. La dosimétrie a pour objectif de fournir une estimation des doses reçues par l'organisme entier ou par certains organes. De plus, elle participe à la mise en œuvre du principe d'optimisation selon lequel les expositions doivent être maintenues au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA). Elle permet finalement de vérifier le respect des limites de doses fixées par la réglementation.

La dose individuelle se décompose en une dose externe et en une dose interne. La dosimétrie externe consiste à mesurer les doses reçues par une personne exposée dans un champ de rayonnements (rayons X, gamma, bêta, neutrons) générés par une source extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître la dose reçue notamment par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé (« dosimétrie passive ») soit en temps réel (« dosimétrie opérationnelle »). En outre, les dosimètres opérationnels sont équipés d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnements dépassant certains seuils. Ce dispositif permet aux agents de prendre des mesures d'autoprotection adéquates.

La dosimétrie interne vise à évaluer la dose reçue du fait d'une incorporation de substances radioactives. Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxicologiques.

EDF réalise annuellement un bilan des expositions reçues dans les installations à partir notamment des résultats de la dosimétrie opérationnelle.

Depuis une dizaine d'années, l'IRSN observe à cet égard des progrès importants en matière de radioprotection. Les différents plans d'actions mis en œuvre sur les sites ont permis de diminuer aussi bien les doses collectives que les doses individuelles. En effet, le nombre de personnes pour lesquelles la dose individuelle est comprise entre 16 mSv et 20 mSv (valeur réglementaire) sur 12 mois glissants est en diminution : 10 personnes concernées en 2009 contre 14 en 2008 et 430 en 1999. Quant à la dose collective (correspondant à la somme des doses individuelles reçues par un groupe de personnes) enregistrée par réacteur, elle était en diminution jusqu'en 2007 (1,17 h.Sv en 1999 et 0,63 h.Sv en 2007), mais, depuis 2008, malgré les efforts menés par EDF en particulier sur la préparation des interventions comme les tirs gammagraphiques et la propreté radiologique, l'IRSN note une augmentation de la dose collective (0,69 h.Sv en 2009 contre 0,66 h.Sv en 2008). EDF explique cette inflexion par des aléas techniques exceptionnels qui ont contribué à augmenter les durées de présence des agents en zone contrôlée ainsi que par une dynamique de mise en œuvre de la démarche ALARA en perte de vitesse sur certains sites. Aussi, EDF a prévu des actions pour enrayer cette dérive notamment par une plus grande sensibilisation ou une formation plus importante à la démarche ALARA pour les métiers concernés, et par une meilleure implication des entreprises prestataires afin de relayer ses actions. L'IRSN portera une attention particulière aux dispositions qu'engage EDF pour inverser la tendance à la hausse, via l'examen des bilans dosimétriques.

Incident survenu lors d'un contrôle de soudure par gammagraphie

Dans la nuit du 29 au 30 septembre 2009, à l'occasion du contrôle par gammagraphie de soudures du circuit primaire d'un réacteur de Flamanville, un opérateur en charge de la pose et de la dépose du film est entré dans la zone de tir alors que la source n'était pas en position de sécurité dans son logement. Ceci l'a amené à recevoir une dose de rayonnement évaluée à 4,75 mSv. Cet événement a été classé au niveau 2 de l'échelle INES pour la radioprotection. Pour l'IRSN, cet incident illustre le fait que, malgré toutes les dispositions prévues pour cette intervention, la défense en profondeur n'était pas de fait effective. L'IRSN estime que cet incident est porteur d'enseignements généraux importants pouvant contribuer à l'amélioration de la radioprotection dans le domaine de la radiographie industrielle, y compris en dehors du domaine des centrales EDF.

Déroulement des contrôles gammagraphiques des soudures

Pour contrôler la qualité et l'évolution dans le temps des soudures, EDF fait procéder couramment à des contrôles gammagraphiques. Compte tenu des risques d'irradiation associés à l'utilisation d'une source de haute activité, les « tirs radio » sont préférentiellement réalisés la nuit lorsque peu de personnes sont présentes dans l'installation. Cette activité est réalisée à l'aide d'un gammagraphe, par des intervenants d'entreprises sous-traitantes spécialisées et comporte trois phases :

- une réunion de coordination de tirs animée par un responsable d'EDF à laquelle participent un technicien du service de protection contre les rayonnements ionisants (SPR) et les responsables des différentes entreprises prestataires concernées par les « tirs radio ». Au cours de cette réunion sont présentés les tirs qui seront réalisés au cours des deux nuits à venir et les plans de balisage associés. La réunion se termine par la signature d'un permis de tir délivré par EDF à l'entreprise prestataire,

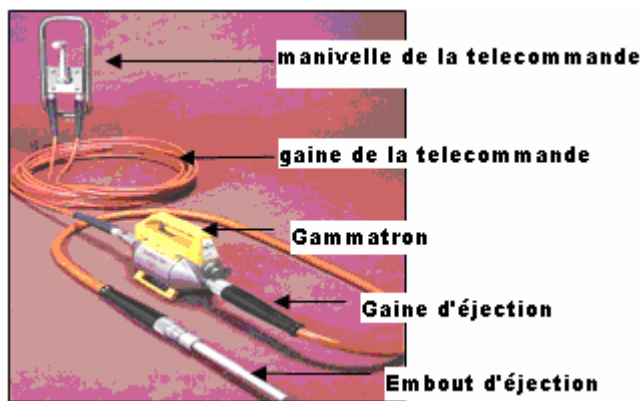
Pour EDF, tout contrôle radiographique nécessite un permis de tir qui définit les moyens de prévention (définition d'un périmètre de sécurité, plan de balisage, estimation dosimétrique prévisionnelle individuelle et collective, identification des co-activités, identification des acteurs, etc.). Le plan de balisage est constitué des différents plans des lieux d'intervention, de la localisation des points de tirs, de la localisation des moyens d'avertissement, notamment de la balise sentinelle. Le balisage est réalisé au moyen de bandes de balisage réglementaires, de signaux lumineux à l'éclat.

- le tir radio qui est assuré par deux techniciens spécialisés « radiologues ». Il débute par la mise en place du balisage qui est validé par un technicien du SPR de la centrale. Ensuite, un des « radiologues » installe le gammagraphe et positionne le film radiographique au niveau de la soudure, puis à distance, à l'aide de la manivelle, éjecte la source de son logement de sécurité et la met au plus près de la soudure à contrôler. Une fois le tir radio réalisé, suivant les cas, il peut durer de quelques minutes à quelques heures, le « radiologue

fait rentrer la source dans son logement de sécurité. Après s'être assuré à l'aide d'un radiamètre que la source a bien réintégré son logement de sécurité, il retire le film. L'opération peut être renouvelée sur une autre soudure,

- les films sont transportés dans un local situé hors de la zone contrôlée où ils sont développés et interprétés. Lorsque les radiographies ne sont pas de qualité suffisante, elles ne peuvent pas être interprétées et doivent être refaites.

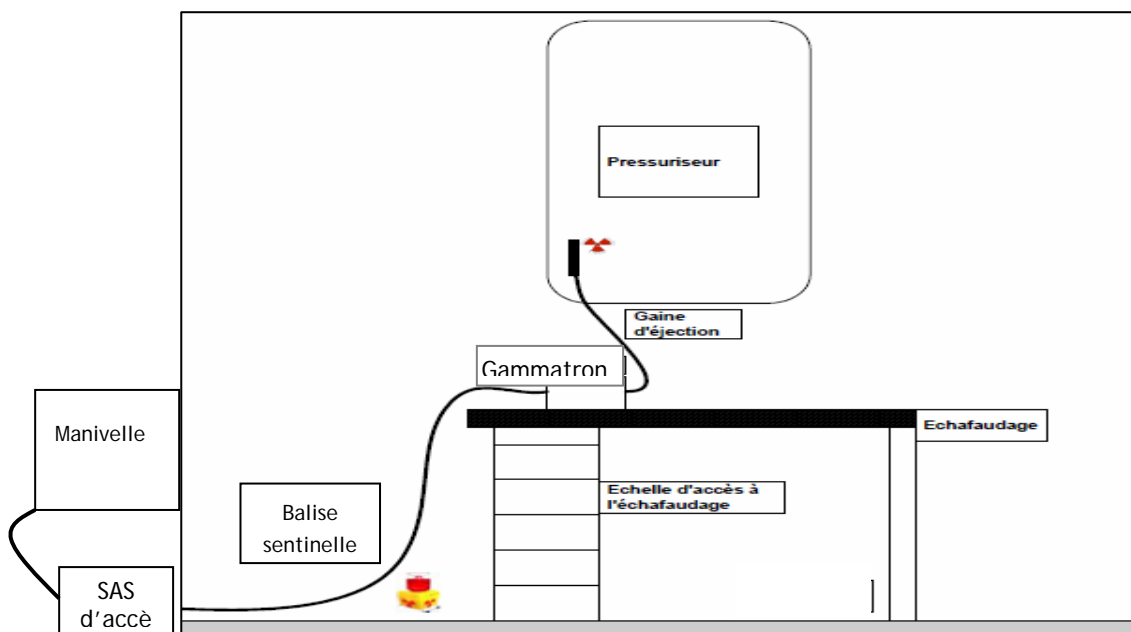
Lorsque les tirs sont réalisés dans des locaux susceptibles d'être contaminés, il est prévu des mesures de protection des intervenants et des moyens de communication (liaison phonique). Un sas d'accès est mis en place et l'opérateur chargé d'actionner la manivelle pour l'éjection et la réintégration de la source du gammagraphe se positionne à l'extérieur de celui-ci. L'opérateur qui installe le gammagraphe et le film porte une tenue étanche ventilée (TEV).



Un gammagraphe est un appareil mobile auto protégé (plombé) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). Une fois en position d'utilisation, il permet d'exposer un film radiographique d'une manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X.

L'incident du 29 septembre 2009

Les contrôles radiographiques de soudures ont été réalisés dans la nuit du 29 au 30 septembre entre 23h45 et 3h15. Les opérateurs attendent les résultats des derniers clichés. Vers 4h00, l'examen des clichés révèle qu'un des films a été mal positionné et que le tir correspondant doit être refait.



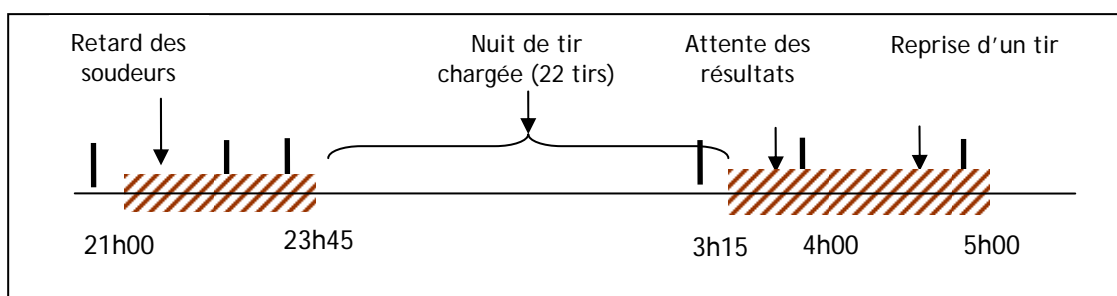
A la reprise du tir, l'opérateur chargé d'éjecter la source omet de s'équiper de la liaison phonique lui permettant de communiquer avec l'opérateur chargé de la pose du film. Ce dernier revêt la tenue ventilée, va placer le film puis se poste dans le sas. L'autre opérateur éjecte la source pour une exposition d'environ 5 minutes puis, lorsque le tir est terminé, procède à la réintégration de la source. Il ressent alors un « dur » dans la manivelle et fait un quart de tour en sens inverse pour débloquer la source. L'opérateur chargé de la pose et de la dépose du film interprète ce geste comme le dernier quart de tour de sécurité habituellement effectué pour s'assurer de la rentrée de la source dans son logement de sécurité et pénètre dans la zone de tir pour retirer le film. Il ne vérifie pas au préalable le débit de dose avec un radiamètre et ne tient pas compte de l'alarme de son dosimètre opérationnel. Rapidement alerté par ses collègues, il sort de la zone de tir après une quinzaine de secondes au cours desquelles il a reçu une dose de corps entier de 4,75 mSv (environ un quart de la limite réglementaire annuelle).

Enseignements tirés par l'IRSN

L'IRSN a analysé cet incident pour comprendre pourquoi les lignes de défense, humaines, organisationnelles et techniques, prévues par EDF pour maîtriser le risque d'irradiation n'avaient pas joué leur rôle.

- Les conditions temporelles

L'incident s'est produit lors de la dernière nuit de réalisation des contrôles de soudures, la veille du départ des intervenants vers un autre site. L'analyse de l'IRSN montre qu'au cours de ce dernier poste, le travail des « radiologues » est soumis à des contraintes temporelles plus fortes que d'habitude : 2 heures de retard par rapport au planning prévu, plus de tirs que les nuits précédentes. Dans le même temps, les radiologues doivent impérativement respecter l'heure de fin de réalisation des tirs (5h00). En effet, l'exploitant souhaite enclencher au plus tôt les opérations suivantes en vue du redémarrage du réacteur tandis que les intervenants souhaitent clôturer leur chantier au plus tôt pour se reposer et disposer du temps nécessaire pour se déplacer vers une autre installation dans de bonnes conditions. En conséquence, les tirs radio ont été réalisés à une cadence moyenne d'environ un tir toutes les 10 minutes.



- Le contexte de la reprise de tir

La reprise du tir a eu lieu vers 4h00 après une phase d'activité soutenue et une phase d'attente des résultats de l'interprétation des derniers films, (dernière phase de tir de la dernière nuit d'intervention et cinquième nuit consécutive de travail). Cette situation a favorisé une diminution de la vigilance des « radiologues » et une difficulté de remobilisation de l'équipe qui souhaite replier le chantier au plus vite et prendre du repos.

Ce contexte de reprise a conduit l'équipe à ne pas réaliser un nouveau « pré-job briefing » (phase de préparation, réalisée avant une intervention qui permet aux intervenants de faire le point sur les principaux risques et les

mesures à mettre en œuvre pour les maîtriser). A cet égard, les « radiologues » ont considéré que la reprise d'un tir était « couverte » par le « pré-job briefing » initial. En l'absence de « pré-job briefing », les responsabilités de chacun n'ont pas été rappelées explicitement.

- **Les modalités de coordination entre les « radiologues »**

Les observations et les entretiens effectués par l'IRSN montrent que plusieurs modes de coordination coexistent entre les « radiologues » chargés du tir. Il s'agit d'interactions explicites, verbales ou non verbales, d'interactions implicites reposant sur l'interprétation par un intervenant de gestes techniques (quart de tour arrière) réalisés par l'autre intervenant ou sur une verbalisation des actions par un opérateur au cours de leur réalisation.

Ces différents modes de coordination sont considérés comme fiables par les « radiologues ». Toutefois, à la reprise du tir, les membres du binôme travaillant pour la première fois ensemble, les modes de coordination ont été fragilisés. Le quart de tour arrière a été interprété par l'opérateur film comme étant un geste de sécurité alors que l'opérateur-manivelle tentait de débloquer la source pour la ramener en position sûre.

- **L'utilisation des dispositifs de détection et de mesure des rayonnements ionisants**

Différents dispositifs sont utilisés au cours des contrôles radiographiques afin de détecter au plus tôt une situation à risque radiologique pour les intervenants. Il s'agit du radiamètre, de la balise sentinelle et du dosimètre opérationnel.

Le radiamètre constitue une ligne de défense fondamentale pour la protection des radiologues. Le contrôle du débit de dose ambiant au moyen d'un radiamètre est d'ailleurs une obligation réglementaire¹ lorsqu'un radiologue entre dans une zone d'opération après un tir gammagraphique. Or, à l'issue de la reprise de tir, le radiologue qui est entré dans la zone d'opération n'a pas procédé à ce contrôle. En outre, lorsque la réalisation des tirs radio nécessite le port d'une tenue ventilée, les entrées-sorties de la zone de tir présentent un caractère répétitif pour l'opérateur « film » (entrée en zone, pose du film, sortie de zone, entrée en zone, dépose du film, sortie de zone). Dans le cas présent, la contrainte temporelle, le caractère routinier de ces tâches réalisées dans un même local sans qu'aucune évolution de l'environnement radiologique ne soit relevée, ont pu favoriser la non-utilisation systématique par l'opérateur « film » du radiamètre lors de son entrée dans la zone de tir.

EDF a mis en place un dispositif de « balise sentinelle » destiné à signaler si la source est sortie ou non du gammagraphe. La balise dispose de deux modes de fonctionnement : un mode automatique (des alarmes visuelle et sonore asservies à la surveillance du débit de dose ambiant) et un mode manuel (une lampe flash en marche forcée permanente). EDF prescrit son utilisation en mode automatique. Toutefois, les « radiologues » ont activé la balise en mode manuel en début d'intervention. L'analyse de l'IRSN a montré que les règles d'utilisation de la balise sentinelle n'avaient pas été suffisamment portées à la connaissance des radiologues. De plus, ce dispositif comporte certaines faiblesses liées aux valeurs de réglage des seuils : risque de non mise en alarme sur incident ou non mise en alarme permanente selon les conditions d'ambiance radiologique du local.

¹ Article 6 de l'arrêté du 2 mars 2004 fixant les conditions particulières d'emploi applicables aux dispositifs destinés à la radiographie industrielle utilisant le rayonnement gamma.

Par ailleurs, la présence de « points chauds » dans le local a provoqué à plusieurs reprises au cours de la nuit, le passage en alarme du dosimètre opérationnel de l'opérateur chargé du film. Ce contexte particulier a pu contribuer à ce qu'il n'associe pas l'alarme dosimétrique affichée par son dosimètre à la non-réintégration de la source du gammagraphe. De plus, l'analyse de l'IRSN a montré que les seuils d'alarme du dosimètre opérationnels n'étaient pas portés explicitement à la connaissance des « radiologues ».

- Aspects liés à l'utilisation du gammagraphe

Lors de la reprise de tir, le positionnement du dispositif de radiographie était tel que le rayon de courbure de la gaine d'éjection ne permettait pas une rentrée normale de la source dans le gammagraphe ce qui a été à l'origine du blocage de la source. L'analyse de l'IRSN fait apparaître qu'il était difficile pour le radiologue d'apprécier la courbure de la gaine du fait de diverses protections qui l'entouraient et de l'encombrement de l'espace de travail.

Par ailleurs, l'IRSN a examiné le système intégré au gammagraphe qui indique la position de la source aux radiologues par des codes de couleur (un signal vert indique que la source est à l'intérieur du gammagraphe, un signal rouge qu'elle est éjectée). A Flamanville, lors de son entrée dans le local, le radiologue ne pouvait pas voir le signal car le gammagraphe était situé en hauteur, orienté de telle façon que le signal n'était pas visible, et que la feuille vinyle l'entourant rendait difficile sa lecture.

Conclusion

Pour l'IRSN, cet incident illustre le fait que, malgré toutes les dispositions prévues pour cette intervention, la défense en profondeur n'était pas de fait effective. L'analyse approfondie fait apparaître que certains contextes de travail, dernier poste avant repli de chantier, reprise de tir radio, peuvent fragiliser les lignes de défense mises en place par EDF pour prévenir et détecter l'entrée d'un « radiologue » dans une zone de tir radiologique alors que la source n'a pas été réintégrée dans son logement de protection. Au-delà d'un rappel des règles à appliquer dont l'effet ne serait que temporaire, il apparaît nécessaire de mieux caractériser ces phénomènes de fragilisation afin de renforcer les lignes de défense de manière durable. De plus, l'IRSN souligne que le manque d'informations sur l'utilisation et le paramétrage des matériels de détection (balise sentinelle, dosimètre) a également contribué à la survenue de cet incident. Ces éléments d'informations sont indispensables aux radiologues pour déceler une situation potentiellement à risque. L'IRSN estime que cet incident est porteur d'enseignements généraux importants pouvant contribuer à l'amélioration de la radioprotection dans le domaine de la radiographie industrielle, y compris en dehors du domaine des centrales EDF.

Corrosion des tubes des générateurs de vapeur du réacteur n° 3 de la centrale du Bugey

Les tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey ont été endommagés par un phénomène de corrosion. Plusieurs fissures d'orientation circumférentielle ont été détectées lors de l'arrêt de 2009 pour rechargement. De telles fissures peuvent progresser quand le réacteur est en fonctionnement et conduire à une fuite d'eau primaire dans le circuit secondaire voire à une rupture complète de tubes sous l'effet de la pression. EDF a mis en œuvre un programme spécifique de contrôles et d'expertises afin de mieux connaître l'état des tubes. A l'issue de ces contrôles et après avoir mis hors service les tubes présentant les dégradations les plus importantes, EDF considérait que le réacteur était apte au redémarrage. Néanmoins, EDF a préféré anticiper le remplacement des générateurs de vapeur avant le redémarrage du réacteur. Cette décision lui permet d'optimiser son outil industriel du point de vue de la gestion de ses arrêts de réacteurs.

Découverte de deux fissures circumférentielles dans un même tube.

Lors des contrôles de maintenance réalisés en mai 2009 à titre préventif, EDF a détecté une fissuration circumférentielle d'un tube d'un générateur de vapeur du réacteur n°3 du Bugey. Cette fissuration, localisée dans la paroi externe du tube au droit de la deuxième plaque entretoise (fig.1), a été détectée par les sondes utilisant les courants de Foucault.

Les tubes des générateurs de vapeur sont périodiquement contrôlés lors des arrêts du réacteur. Le circuit primaire est ouvert au niveau du bol des générateurs de vapeur (en partie inférieure) et un outillage automatisé vient positionner et déplacer les sondes à l'intérieur des tubes.

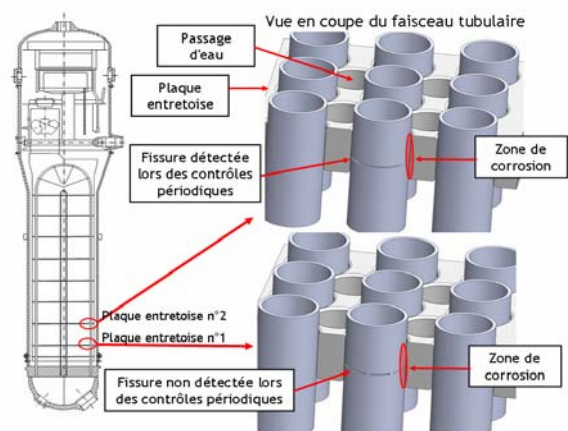


Figure 1 : localisation de la fissuration d'orientation circumférentielle (vue du tube et de la plaque entretoise en coupe)

Compte tenu de sa localisation, il a été suspecté que l'origine de la fissuration était une corrosion sous contrainte. Cependant, c'était la première fois qu'une fissuration de corrosion d'orientation circonférentielle était détectée au droit d'une plaque entretoise sur le parc. EDF a procédé à l'extraction du tube afin de caractériser au mieux l'endommagement détecté.

Lors de l'extraction du tronçon du tube affecté par la fissuration d'orientation circonférentielle, le tube s'est rompu au niveau de la première plaque entretoise. Cette rupture résulte de la présence d'une fissure circonférentielle non détectée lors des contrôles périodiques et des efforts de traction très importants exercés sur le tube pour l'extraire. Ces efforts sont beaucoup plus importants que ceux qui s'exercent sur le tube quand le réacteur est en fonctionnement. La fissure a été initiée dans la paroi externe du tube au niveau de l'interstice entre le tube et la première plaque entretoise. L'examen de la section rompue a montré que l'endommagement du tube provenait d'une corrosion intergranulaire¹ initiée dans la paroi extérieure du tube, en contact avec l'eau du circuit secondaire.

Programme d'expertises complémentaires

A la suite de la découverte de ces endommagements et sur la base des éléments transmis par EDF jusqu'à mi-juillet 2009, l'IRSN a adressé un premier avis à l'ASN. EDF a de son côté lancé un programme d'expertises approfondies de l'ensemble des tubes du générateur de vapeur. Cette expertise a montré que les tubes de ce générateur de vapeur étaient affectés, au niveau des plaques entretoises, de corrosions initiées côté secondaire dans la paroi externe des tubes (côté secondaire).

Cet endommagement se présentait sous la forme d'une combinaison d'une corrosion volumique de type IGA (InterGranular Attack) et d'une fissuration sous contrainte de type IGSCC (InterGranular Stress Corrosion Cracking). Ce type d'endommagement par des fissurations d'orientation circonférentielle au niveau des plaques entretoises, n'avait jamais été observé dans les centrales EDF et les moyens de contrôle utilisés dans le cadre de la maintenance préventive n'étaient pas adaptés à la détection de ce type de défauts au niveau des plaques entretoises. C'est pourquoi, EDF a mis en œuvre, pour la première fois, une nouvelle sonde à courants de Foucault de technologie multiéléments (figure 2) afin de détecter ces fissurations. Plus de 250 indications² de défauts d'orientation circonférentielle ont ainsi été détectées dans le GV n°1 du réacteur n°3 de la centrale du Bugey. Toutes ces indications ont ensuite été expertisées avec un second type de sonde, utilisée par EDF pour détecter et caractériser les fissures dans les zones où cet endommagement est suspecté ou avéré. Ce contrôle complémentaire a conduit à identifier 35 fissures circonférentielles et des zones de corrosion volumique profonde (IGA).

InterGranular Attack (IGA)

L'IGA d'un acier se manifeste sous la forme d'une décohésion généralisée des grains de cet acier. L'IGA progresse en profondeur de manière relativement uniforme ; il présente donc un caractère de corrosion volumique. L'IGA peut apparaître en taches isolées ou sous la forme de réseaux étendus pouvant affecter toute la surface d'un tube située au droit d'une plaque entretoise.

InterGranular Stress Corrosion Cracking (IGSCC)

L'IGSCC est avant tout de la corrosion sous contrainte. L'IGSCC se manifeste sous la forme d'une décohésion intergranulaire de parcours généralement rectiligne, perpendiculaire à la surface externe du tube ; la corrosion ne présente dans ce cas aucun caractère volumique : il s'agit d'une fissuration.

1 La corrosion intergranulaire affecte les joints de grain de l'alliage métallique des tubes.

2 Signal dépassant le niveau du bruit de fond des mesures et ayant les caractéristiques d'un défaut

Enfin, afin d'expertiser plus finement les dommages et d'évaluer les performances des procédés de contrôle non destructif, EDF a procédé à l'extraction d'une douzaine de tronçons de tubes.

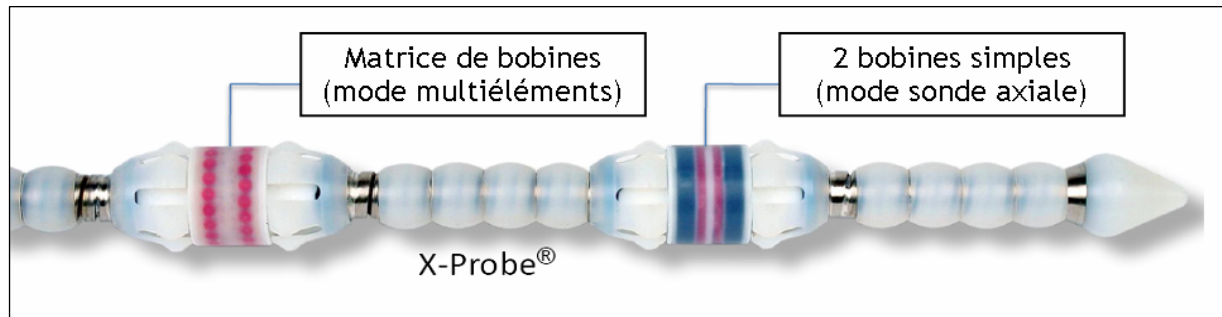


Figure 2 : sonde à courants de Foucault multiéléments "Sonde-X" utilisée par EDF dans le cadre du programme d'expertise complémentaire (source de l'image : ZETEC)

Les raisons des corrosions constatées.

Les tubes des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey sont en inconel 600 MA. Cet alliage avait été choisi à la conception car, dans les années 60 il était considéré aux États-Unis comme peu sensible à la corrosion dans les conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires. Toutefois, dès 1959, des recherches menées au CEA tendaient à montrer que cet alliage pouvait faire l'objet de corrosion dans l'eau à haute température. Ces résultats n'ont été confirmés que dans les années 70 et le choix du matériau des tubes des GV des premiers réacteurs du parc EDF, notamment ceux de la centrale du Bugey, n'a malheureusement pas bénéficié du bilan de ces études.

Les interstices entre les tubes et les plaques entretoises des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey sont très étroits et des dépôts constitués par des particules insolubles présentes dans le circuit secondaire, en majorité des oxydes de fer, peuvent s'y accumuler. La présence de ces dépôts provoque la formation d'un milieu confiné dont la chimie est mal connue et où la température est plus élevée que dans les parties libres des tubes. Ces conditions particulières favorisent les mécanismes de corrosion. Par ailleurs, le procédé de fabrication des tubes par étirage à froid et les conditions particulières régnant au niveau des plaques entretoises (température, chimie, contraintes d'assemblage et de fonctionnement) sont des facteurs qui pourraient expliquer la formation de fissures. Un autre facteur aggravant évoqué est une pollution accidentelle du circuit secondaire par du plomb survenue à la fin des années 80 ainsi que l'âge de ce générateur de vapeur, mis en service en 1979.

Analyse de l'IRSN

Les contrôles et les expertises complémentaires réalisés concernant les tubes des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey ont permis à EDF d'avoir une bonne connaissance de l'endommagement des tubes. L'IRSN a examiné l'adéquation des propositions de traitement de ces dégradations, transmises par EDF en janvier 2010, aux objectifs d'étanchéité et d'intégrité assignés à ces tubes.

L'IRSN a considéré que les propositions de traitement d'EDF permettaient d'exclure la possibilité de rupture complète d'un tube au cours du prochain cycle de fonctionnement jusqu'au remplacement des GV prévu en septembre 2010. Par contre, l'IRSN a émis des doutes sur le maintien de l'étanchéité de certains tubes laissés en service au cours du prochain cycle de fonctionnement ; c'est pourquoi l'IRSN a recommandé qu'EDF bouche préventivement tous les tubes affectés par un endommagement profond par corrosion pouvant conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire au cours du cycle en question. EDF a réalisé *in situ* des essais hydrauliques à forte pression avec des tubes endommagés afin de renforcer sa position quant à l'absence de risque de fuite notable pour toutes les situations d'exploitation pour le dernier cycle de fonctionnement des générateurs de vapeur avant leur remplacement programmé.

Après consultation par l'ASN du groupe d'experts chargé des équipements sous pression nucléaires, EDF a finalement pris la décision de procéder au remplacement anticipé des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey en 2010.

Qu'en est-il des autres réacteurs du parc ?

Il subsiste aujourd'hui sur le parc deux réacteurs dont les GV sont identiques à ceux du réacteur n°3 de la centrale du Bugey et qui peuvent donc présenter les mêmes anomalies : le réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim et le réacteur n° 3 de la centrale de Gravelines. Les GV du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim seront remplacés à l'occasion du prochain arrêt pour rechargement en 2011, ceux du réacteur n° 3 de la centrale de Gravelines ne le seront qu'en 2012 ; des contrôles spécifiques sur ces GV sont par conséquent prévus lors du prochain arrêt pour rechargement du réacteur (en 2011) afin de s'assurer que l'état des tubes est acceptable pour poursuivre l'exploitation durant un cycle et le cas échéant, si les contrôles révélaient des anomalies sur certains tubes, réaliser à titre préventif, le bouchage des tubes concernés.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

[INES](#) : International Nuclear Event Scale, échelle internationale des événements nucléaires donnant une appréciation de la gravité d'un événement nucléaire

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

Réaction en chaîne : Dans le domaine du nucléaire, une réaction en chaîne se produit lorsqu'un neutron cause la fission d'un atome fissile en produisant plusieurs neutrons qui à leur tour produisent d'autres fissions

REP : Réacteur à eau sous pression

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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

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

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

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

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

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo

Page 7 : photo Noak/Le bar Floréal/IRSN

Page 23 : photo EDF

Page 39 : photo INRS

Page 45 : photo ZETEC

Page 55 : photo EDF - centrale de Chooz B

Page 60 : photo AREVA-photothèque

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