

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Faire avancer la sûreté nucléaire

La sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2015

LE POINT DE VUE DE L'IRSN



L'IRSN

Faire avancer la sûreté nucléaire

L'IRSN est un établissement public à caractère industriel et commercial, créé en 2001, dont les missions sont définies par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Il est placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés respectivement de l'écologie, de la recherche, de l'industrie, de la santé et du ministre de la Défense.

Expert public des risques nucléaires et radiologiques, l'Institut apporte, par ses missions de recherche, d'expertise et de surveillance, une évaluation scientifique et technique de ces risques. Ses activités s'étendent à de nombreux domaines tant en France qu'à l'international: sûreté des installations, des transports et des déchets nucléaires, surveillance de l'environnement, des travailleurs et des patients, conseil et intervention en cas de risque radiologique, radioprotection de l'homme en situations normale et accidentelle. Ses compétences sont également mises en œuvre pour les activités analogues intéressant la défense.

L'IRSN concourt directement aux politiques publiques en matière de sûreté nucléaire, de protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants ainsi que de protection des matières nucléaires, des installations et des transports à l'égard des risques de malveillance. Il interagit dans ce cadre avec tous les acteurs concernés par ces risques: pouvoirs publics, et notamment les autorités de sûreté et de sécurité nucléaires, collectivités locales, entreprises, organismes de recherche, associations, parties prenantes et représentants de la société civile. L'Institut s'attache de plus à informer le public en rendant accessibles les résultats de ses travaux. Par ses actions, il contribue également à d'autres politiques publiques majeures comme celle de la recherche et de l'innovation, de la santé au travail ou de la santé environnementale.

L'Institut compte environ

1 800 collaborateurs

parmi lesquels de nombreux ingénieurs, médecins, agronomes, vétérinaires, techniciens, experts et chercheurs.

Pour mener à bien ses missions, l'IRSN dispose d'un

budget d'environ 300 M€.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués car elles ne sont jamais définitivement acquises; elles doivent rester une priorité, et ce dans un esprit de progrès permanent.

Ce progrès, pour l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), passe par l'évolution continue des connaissances à partir de deux sources complémentaires que sont la recherche d'une part, l'analyse attentive du retour d'expérience national et international d'autre part, évolution indispensable à une évaluation des risques nucléaires et radiologiques conforme à l'état de l'art et au plus près des réalités du terrain.

Dans le cadre de ses missions, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) assure une veille technique permanente de l'état de la sûreté et de la radioprotection des installations nucléaires de base civiles et des transports de substances radioactives à usage civil sur le territoire français.

Cette veille s'exerce notamment par l'analyse des événements significatifs relatifs à ces installations et à ces transports déclarés à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) par les exploitants, afin d'en tirer les enseignements utiles pour alimenter son retour d'expérience. Les événements les plus marquants font l'objet d'une analyse approfondie par l'Institut. En complément, l'IRSN réalise un examen d'ensemble de ces événements pour en faire ressortir des enseignements globaux ainsi que des tendances d'évolutions et identifier des axes de progrès nécessitant une vigilance particulière de la part des exploitants. Les résultats de ces analyses globales sont présentés dans trois rapports de mission :

Le rapport intitulé « Le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français », publié tous les ans depuis 2008, concerne les 58 réacteurs à eau sous pression en exploitation du parc national électronucléaire d'EDF.

Le rapport intitulé « Sûreté des installations nucléaires de base autres que les réacteurs électronucléaires - Enseignements tirés des événements significatifs », publié tous les deux ans depuis 2009, concerne les installations du cycle du combustible nucléaire, les laboratoires et les réacteurs de recherche, les installations de traitement, d'entreposage ou de stockage de déchets nucléaires, ainsi que les installations arrêtées définitivement et en phase d'assainissement ou de démantèlement.

Le rapport intitulé « Sûreté des transports de substances radioactives à usage civil sur le territoire français - Enseignements tirés par l'IRSN des événements significatifs », publié tous les deux ans depuis 2008, concerne les transports de substances radioactives à usage civil sur le territoire français.

Les risques liés aux activités nucléaires étant un sujet de préoccupation important pour les Français, comme l'atteste le [👉 Baromètre IRSN sur la perception des risques et de la sécurité](#) publié annuellement par l'Institut, ces rapports visent à informer les parties prenantes et le public afin de contribuer à une meilleure compréhension des enjeux concrets de sûreté et de radioprotection. Dans cet esprit, ces rapports présentent également des sujets « génériques », ou « transverses », pour lesquels, par son expertise, l'IRSN a contribué à faire avancer la sûreté et la radioprotection.

Faits marquants en 2015

Les principales tendances en 2015...

Les exploitants des installations nucléaires de base doivent déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire les événements significatifs pour la sûreté (ESS) ou pour la radioprotection (ESR), quarante-huit heures au plus tard après leur détection. Les ESS peuvent conduire à des conséquences pour la sûreté des installations. Les ESR sont susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants.



Le nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté est en diminution de 7 % sur l'année 2015 par rapport à 2014.

Dans le cadre de ses activités d'expertise, l'IRSN exploite le retour d'expérience tiré des **événements significatifs pour la sûreté ou pour la radioprotection** sur la base notamment des comptes rendus transmis par EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire deux mois après l'événement.

Diminution du nombre d'ESS déclarés en 2015

La diminution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) (figure A) déjà constatée en 2013 et en 2014, se poursuit en 2015 (- 7 % par rapport à 2014). La méthode déployée par EDF pour analyser de façon approfondie chaque ESS, afin d'en tirer les enseignements en termes d'identification des causes et de définition des actions correctives associées, semble porter durablement ses fruits. Toutefois, cette hypothèse devra être confirmée dans les années à venir, ne serait-ce que pour dédouaner d'autres hypothèses comme une moins bonne détection des écarts, par exemple. Parmi les 604 ESS recensés

en 2015, 70 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES et, pour la troisième année consécutive, aucun événement n'a été classé à un niveau égal ou supérieur à 2.

L'analyse réalisée par l'IRSN met en évidence les principaux points suivants :

➤ il a été constaté en 2015 une légère remontée du nombre d'événements liés à une non-qualité de maintenance (NQM) dont seulement un quart est détecté dans le cadre des activités de maintenance. Les délais de détection de ces NQM sont souvent trop longs ;

➤ depuis 2007, les conditions de réalisation des essais périodiques (EP) sont définies dans le cadre du projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes. Cette approche a entraîné une diminution du nombre d'ESS entre 2010 et 2013 et une stabilité entre 2013 et 2014 ; une nouvelle hausse est observée en 2015 du fait d'une mauvaise déclinaison des conditions de réalisation des EP. L'IRSN relève que le bénéfice de cette approche semble donc atteindre ses limites. Par ailleurs, en 2015, le nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité des EP a continué à augmenter : ceci peut résulter d'une baisse de vigilance dans la planification des EP dont le nombre atteint plusieurs dizaines de milliers par réacteur et par an ;

➤ le nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé est en diminution en 2015. Depuis deux ans, leur durée reste relativement courte : les événements de ce type sont détectés et corrigés généralement en moins de cinq minutes en moyenne. La plupart des sorties du domaine de fonctionnement autorisé sont liées à des erreurs humaines lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur depuis la salle de commande ;

➤ une augmentation du nombre des erreurs de lignage de circuits est également observée en 2015 ; ces erreurs auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté. Les erreurs les plus fréquentes concernent la vanne à manœuvrer, de mauvais réglages de vanne et des

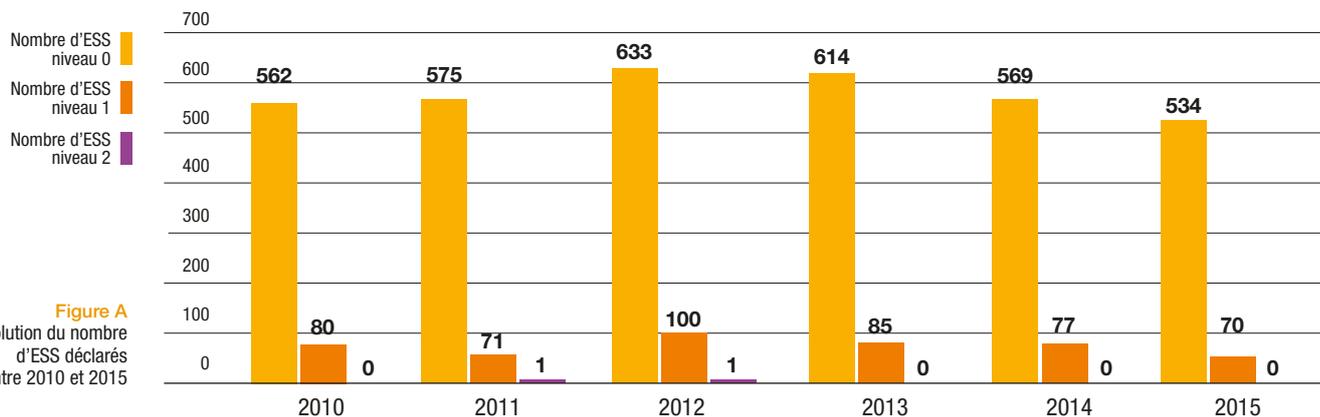


Figure A
Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2010 et 2015

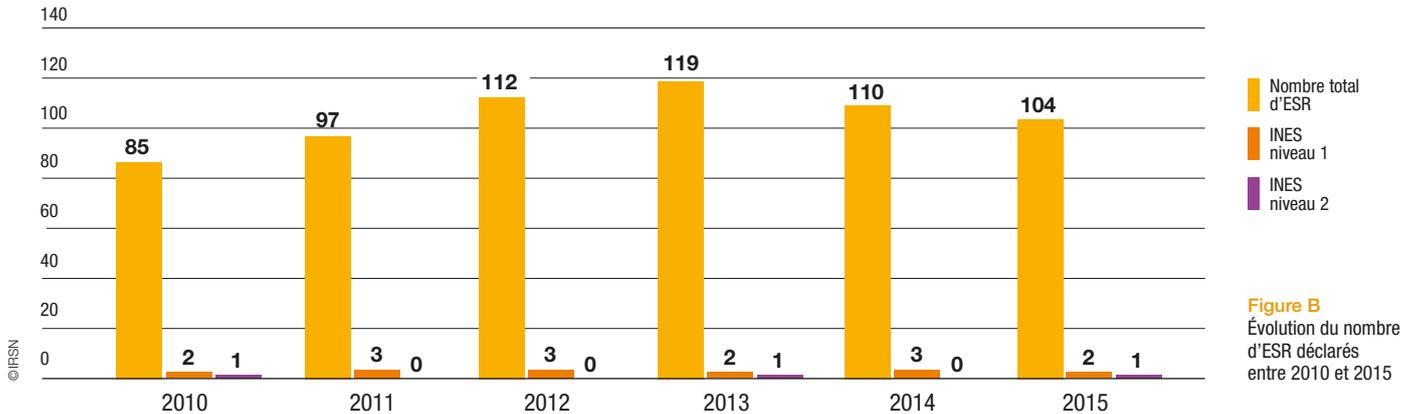


Figure B
Évolution du nombre d'ESR déclarés entre 2010 et 2015

manœuvres non conformes aux documents d'exploitation ;

- › le nombre annuel d'amorçages de repli du réacteur requis mais non réalisés est en diminution en 2015.

Baisse du nombre d'ESR déclarés en 2015

La baisse du nombre d'événements significatifs pour la radioprotection (ESR) déclarés en 2015 confirme le constat fait depuis 2013 (figure B).

Trois ESR ont été classés sur l'échelle INES au niveau 1 ou 2 en 2015 (un ESR au niveau 2 et deux ESR au niveau 1) : ces trois ESR concernent des contaminations cutanées ayant conduit au dépassement de la limite réglementaire de dose à la peau ou au dépassement du quart de cette limite. La diminution du nombre d'ESR pour l'année 2015 a principalement pour origines :

- › la baisse du nombre d'événements associés aux accès ou séjours en zone orange ;

- › la baisse du nombre d'événements liés à des dépassements de la périodicité de contrôle de dispositifs de surveillance radiologique.

L'année 2015 montre toutefois une augmentation du nombre d'écarts relatifs à la dosimétrie du personnel, concernant en particulier l'absence de port d'un dosimètre, opérationnel ou passif, qui a déjà été soulignée par l'IRSN en 2014.



Le nombre annuel d'événements significatifs pour la radioprotection est en diminution de 5 % sur l'année 2015 par rapport à 2014.

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

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

Quelques événements marquants en 2015...

L'IRSN relève deux événements qui soulignent la nécessité du maintien d'une grande qualité d'exploitation des réacteurs. Ces événements sont brièvement résumés ci-dessous.

Écart de conformité pour les réacteurs de 900 MWe CPY

Fin 2014, EDF a annoncé un écart de conformité concernant la conception du circuit RRI¹ utilisé pour le refroidissement de certains matériels des réacteurs de 900 MWe du palier CPY. En conséquence, un séisme pourrait entraîner la défaillance de certains supports de tuyauteries du RRI et la rupture de ces dernières.

Pour éviter une dégradation des joints des pompes primaires² qui créerait une brèche dans le circuit primaire, il faut disposer d'au moins un des deux systèmes suivants : les barrières thermiques (dispositifs nécessitant la disponibilité du système RRI permettant de refroidir les joints) ou l'injection d'eau froide dans les joints.

En cas de séisme, la perte partielle du circuit RRI qui serait induite aurait pour conséquence la perte du tronçon RRI qui alimente les systèmes auxiliaires, provoquant ainsi l'arrêt des deux systèmes susmentionnés et donc une brèche dans le circuit primaire. De plus, la perte du circuit RRI entraînerait également la perte du refroidissement de la

piscine de stockage du combustible. Toutefois, les files RRI alimentant les systèmes de sauvegarde ne seraient pas détériorées et ces systèmes resteraient disponibles.

EDF prévoit un renforcement des supports incriminés qui devrait être achevé en 2018. Dans l'attente, EDF doit s'assurer que le repli du réacteur et de la piscine de stockage vers un état sûr³ est possible en cas de séisme. Pour mener à bien ce repli, il convient de disposer de moyens permettant d'assurer les fonctions de sûreté : maîtrise de la réactivité du cœur, évacuation de la chaleur produite et confinement des substances radioactives (cf. le chapitre 1 du présent rapport).

1. Le RRI est le circuit de réfrigération intermédiaire (cf. le chapitre 1 du présent rapport).

2. Trois joints permettent d'assurer l'étanchéité entre la pompe primaire et l'arbre tournant (cf. la description des trois joints – page 41 du rapport public REP 2012).

3. État sûr : état dans lequel les fonctions de sûreté sont assurées sur le long terme.

© EDF - CNPE DU TRICASTIN



Figure C
Mise en place des moyens mobiles permettant la réalimentation en eau des générateurs de vapeur

Pour la maîtrise de la réactivité, EDF considère que l'injection d'eau borée depuis les accumulateurs du système d'injection de sécurité serait suffisante. Pour l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur, EDF prévoit de réalimenter en eau les générateurs de vapeur par des moyens mobiles de pompage qui ne sont pas employés dans les procédures de conduite incidentelle et accidentelle en vigueur jusqu'alors (figure C). Pour la gestion de la piscine de stockage du combustible, EDF prévoit de s'appuyer notamment sur la Force d'action rapide nucléaire (FARN) mise en place dans le cadre des actions post-Fukushima.

mais que la démonstration de la maîtrise de la réactivité devait être étayée et que les moyens mobiles valorisés pour la réalimentation des générateurs de vapeur et leur mise en œuvre ne remplissaient pas toutes les exigences nécessaires. En complément de la consolidation des dispositions précitées, l'IRSN a estimé qu'EDF devait assurer le bon fonctionnement d'une pompe RCV⁴; ces pompes peuvent en effet être perdues, l'eau qu'elles aspirent n'étant plus refroidie par le circuit RRI. Cela permettrait de disposer d'un moyen complémentaire de borication et d'injection à haute pression dans le circuit primaire.

L'IRSN a considéré que le repli tel qu'envisagé par EDF est possible,

En réponse, EDF a présenté un nouveau dossier (en cours

d'analyse à l'IRSN) dans lequel, en situation de séisme, il estime garantie la fonctionnalité des automatismes non qualifiés au séisme qui permettrait de conserver les pompes RCV.

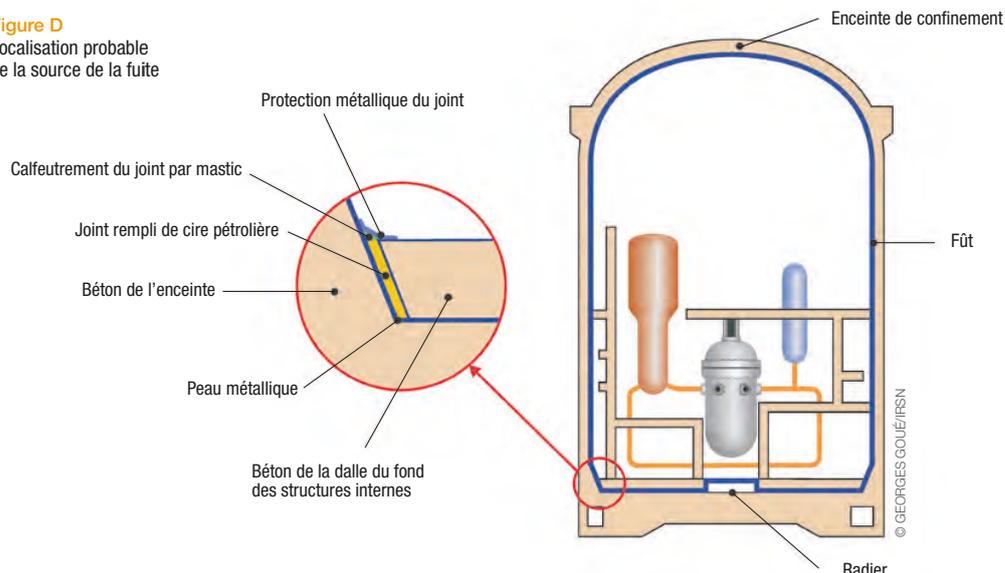
Épreuve d'étanchéité de l'enceinte de confinement de Bugey 5

L'épreuve d'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey, réalisée en 2011 à l'occasion de la troisième visite décennale, a révélé un taux de fuite en augmentation par rapport aux épreuves antérieures. Bien que le taux de fuite observé lors de cette épreuve respecte le critère réglementaire, l'augmentation constatée est un indicateur de l'évolution de l'enceinte dans le temps. Ainsi, l'autorité de sûreté nucléaire a prescrit la réalisation d'une nouvelle épreuve d'étanchéité de cette enceinte dans un délai de cinq ans, sans attendre la prochaine épreuve décennale.

Des essais en pression ont été réalisés lors de l'arrêt du réacteur pour maintenance programmée et renouvellement du combustible qui a débuté à la fin du mois d'août 2015. Ces essais, qui se sont déroulés en octobre 2015, ont mis en évidence une dégradation de l'étanchéité de l'enceinte de confinement par rapport à l'épreuve de 2011.

4. Les pompes RCV font partie du circuit de contrôle chimique et volumétrique du réacteur. Elles permettent en particulier d'injecter de l'eau borée à haute pression dans le circuit primaire (cf. le chapitre 1 du présent rapport).

Figure D
Localisation probable de la source de la fuite



Cette augmentation du taux de fuite est attribuée à une dégradation localisée de la peau métallique d'étanchéité de l'enceinte, d'environ 6 mm d'épaisseur. Sur la base des essais réalisés et des investigations menées, EDF privilégie comme source probable de fuite la zone en partie basse du bâtiment du réacteur, au niveau du joint entre la dalle de fond des structures internes et la partie tronconique du fût de l'enceinte (figure D). Ce joint, d'environ deux centimètres d'épaisseur sur un mètre de profondeur, est rempli d'une cire pétrolière calfeutrée

par du mastic et recouvert d'une protection métallique.

Le retrait de la cire pétrolière a permis une inspection par caméra endoscopique de la quasi-totalité de la peau métallique située au niveau du joint, sans mettre en évidence de défaut ou de percement de celle-ci. Ces inspections sont compliquées et imprécises car menées dans un espace exigu ; les images obtenues sont parfois difficiles à interpréter compte tenu des résidus de cire pétrolière.

Au stade des investigations réalisées en fin d'année 2015, EDF

met en cause le remplissage du joint par la cire pétrolière, qui serait inefficace pour empêcher totalement la corrosion de la peau métallique. EDF conclut ainsi à la nécessité de remplacer cette cire par un produit plus fluide, rechargeable, permettant de mieux prévenir les entrées d'air et d'eau et ainsi les risques de corrosion. En 2016, l'IRSN évaluera la nouvelle solution technique proposée par EDF, notamment sa capacité à restaurer de manière efficace et durable la fonction d'étanchéité assurée par l'enceinte de confinement.



Assurer le meilleur niveau de sûreté des installations, tel est l'objectif des réexamens périodiques engagés en France depuis plusieurs dizaines d'années sur les réacteurs de puissance.

L'amélioration continue des réacteurs...

En France, le parc des 58 réacteurs exploités par EDF bénéficie d'une grande homogénéité : unicité de la filière (réacteurs à eau sous pression ou « REP »), du constructeur des chaudières ainsi que de l'architecte industriel, également exploitant. Les REP, répartis en trois paliers de puissance (figure E), partagent ainsi des bases de conception et d'exploitation communes.

Le chapitre 4 de ce rapport présente trois thèmes importants ayant fait l'objet en 2015 d'une expertise par l'IRSN présentée

devant le groupe permanent d'experts pour les réacteurs :

- › « Orientations des études à mener pour les VD4/900 MWe » : l'examen a concerné le programme des actions prévues lors des quatrièmes **réexamens périodiques (anciennement « réexamens de sûreté »)** décennaux des 34 réacteurs de 900 MWe (VD4-900), dont le premier interviendra dès mi-2019 ;
- › « Optimisation de la radioprotection des travailleurs dans

les centrales d'EDF » : l'IRSN a analysé l'adéquation et la suffisance des dispositions organisationnelles proposées par EDF dans sa stratégie d'optimisation de la radioprotection des travailleurs ;

- › « Maîtrise des activités sous-traitées par EDF dans les REP en exploitation » : l'examen de l'IRSN a porté sur les dispositions retenues par EDF pour maîtriser les risques associés aux activités de maintenance sous-traitées de ses réacteurs.

Un **réexamen périodique**

consiste en :

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

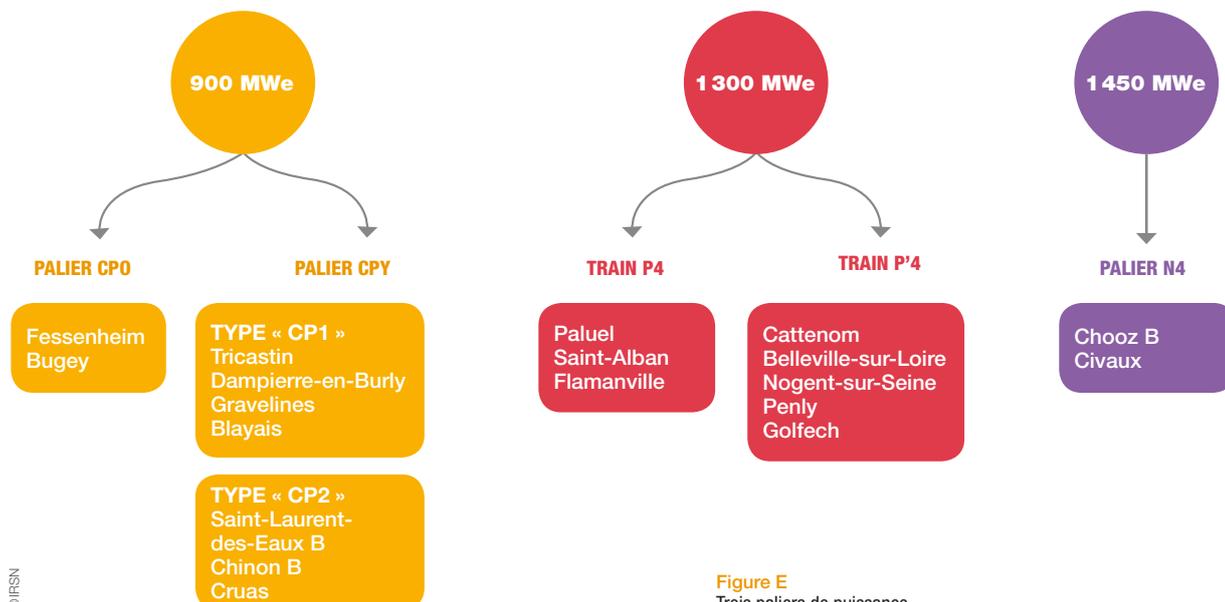


Figure E
Trois paliers de puissance

SOMMAIRE

1



Le parc des réacteurs
électronucléaires français en exploitation 2



Évaluation globale de la sûreté et
de la radioprotection du parc en exploitation 6

2

Éléments relatifs à la déclaration des événements 7
La sûreté de l'exploitation : les tendances 8
La radioprotection en exploitation : les tendances 15



Événements, incidents, anomalies 22

3

Arrêt du réacteur n° 1 de Fessenheim
à la suite d'une fuite d'eau en salle des machines 23
Incident de contamination radioactive
d'un intervenant à la centrale du Blayais 25
Refroidissement incontrôlé du réacteur n° 1 de Cattenom
pendant son redémarrage 28
Réparation d'assemblages de combustible
à la centrale de Nogent-sur-Seine 31



Évolutions significatives 34

4

Réacteurs de 900 MWe : orientations du réexamen de sûreté
associé aux quatrièmes visites décennales 35
Optimisation de la radioprotection des travailleurs
dans les centrales nucléaires 38
Maîtrise des activités sous-traitées dans les réacteurs en exploitation 41

GLOSSAIRE 44

1



Le parc des réacteurs électronucléaires français en exploitation

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

Une particularité française est la standardisation du parc, avec des nombres importants de réacteurs techniquement proches implantés sur 19 sites, comportant chacun de 2 à 6 REP (**figure 1.1**). Le parc de réacteurs nucléaires est constitué de 3 paliers selon la puissance électrique fournie :

- › Les 34 réacteurs du palier **900 MWe** comprennent les 6 réacteurs **CP0** (2 à Fessenheim et 4 au Bugey), et les 28 réacteurs **CPY** (4 au Tricastin, 6 à Gravelines, 4 à Dampierre-en-Burly, 4 au Blayais, 4 à Chinon, 4 à Cruas et 2 à Saint-Laurent-des-Eaux).
- › Les 20 réacteurs du palier **1 300 MWe** sont subdivisés en deux trains, les réacteurs du train **P4** (4 à Paluel, 2 à Saint-Alban et 2 à Flamanville) et les réacteurs du train **P'4** (2 à Belleville-sur-Loire, 4 à Cattenom, 2 à Golfech, 2 à Nogent-sur-Seine et 2 à Penly).
- › Les 4 réacteurs du palier **1 450 MWe**, également nommé palier **N4** (2 à Chooz et 2 à Civaux).

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

Figure 1.1
Situation des REP sur le territoire français





Implantation générale

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

L'îlot nucléaire

Pour les réacteurs de 1 300 MWe, par exemple, l'îlot nucléaire comporte principalement :

- › le **bâtiment du réacteur (BR)** qui contient le réacteur proprement dit et l'ensemble du circuit primaire sous pression ainsi qu'une partie des circuits assurant le fonctionnement et la sûreté du réacteur ;
- › le **bâtiment du combustible (BK)** où sont notamment implantées les installations d'entreposage et de manutention du combustible

neuf (en attente de chargement dans le réacteur) et du combustible irradié (en attente de transfert à l'usine de retraitement) ;

- › le **bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques (BAS/BL)** qui abrite en sa partie inférieure les principaux circuits de sauvegarde et en sa partie supérieure les locaux électriques (salle de commande et locaux d'exploitation, alimentations électriques, contrôle-commande du réacteur) ;
- › le **bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN)** qui abrite les circuits auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal du réacteur ;
- › deux bâtiments séparés géographiquement qui abritent chacun un groupe électrogène à moteur diesel (alimentation électrique de sauvegarde) ;
- › un bâtiment d'exploitation.

L'îlot conventionnel

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

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

ÎLOT NUCLÉAIRE

ÎLOT CONVENTIONNEL

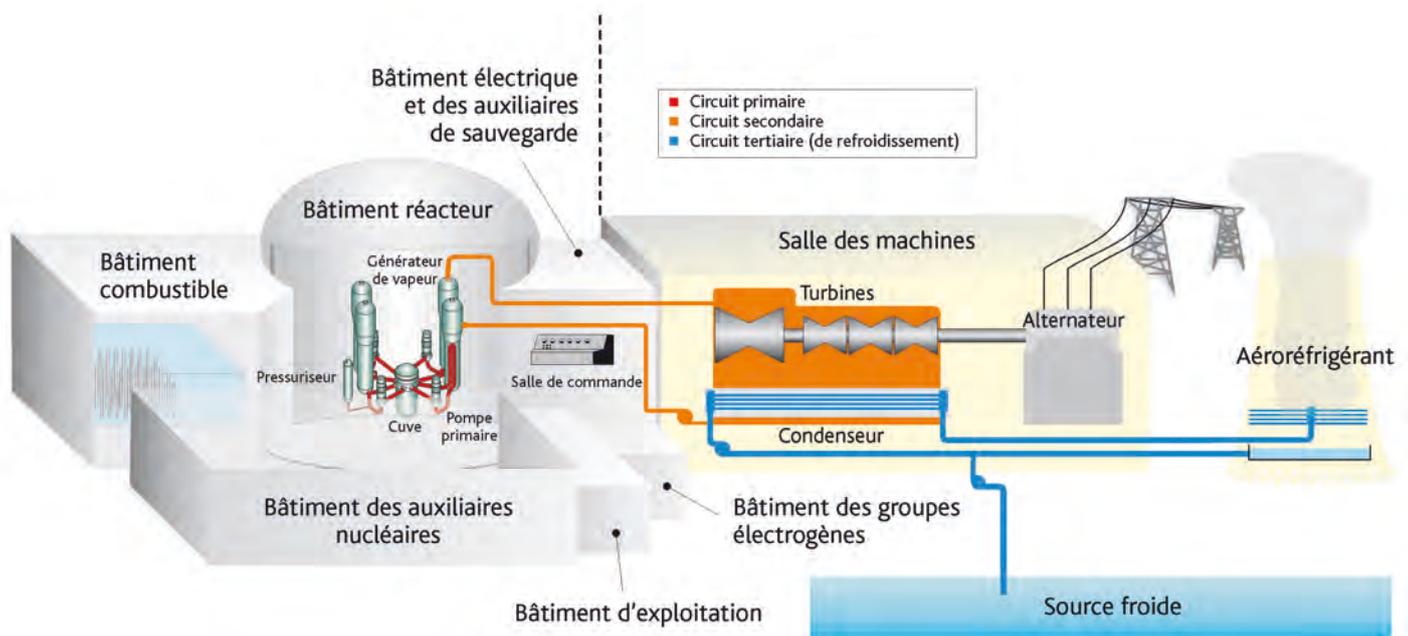


Figure 1.2
Présentation générale d'un réacteur à eau sous pression (1 300 ou 1 450 MWe) et de ses principaux circuits

© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

Description d'un réacteur nucléaire à eau sous pression

Le cœur du réacteur

Le cœur du réacteur est composé d'assemblages combustibles. Chaque assemblage combustible comporte 264 crayons combustibles, 24 tubes pouvant contenir les crayons d'une grappe de commande et un tube d'instrumentation. Les crayons combustibles, d'une

hauteur de l'ordre de 4 mètres (variable selon la puissance du réacteur), sont constitués de tubes en alliage de zirconium, appelés aussi gaines. À l'intérieur des crayons, sont empilées des pastilles de 8,2 mm de diamètre de dioxyde d'uranium (UO_2) ou d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium ($(U,Pu)O_2$), qui constituent le combustible nucléaire. Les assemblages combustibles sont partiellement renouvelés lors des arrêts programmés du réacteur, dont la périodicité varie entre 12 et 18 mois.

Le cœur est disposé dans une cuve (figure 1.3) en acier au carbone revêtu intérieurement d'une « peau » en acier inoxydable, munie d'un couvercle qui est retiré pour les opérations de renouvellement du combustible.

Le circuit primaire et les circuits secondaires (figure 1.4)

Le circuit primaire évacue la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur grâce à une circulation d'eau sous pression dans des boucles de refroidissement.

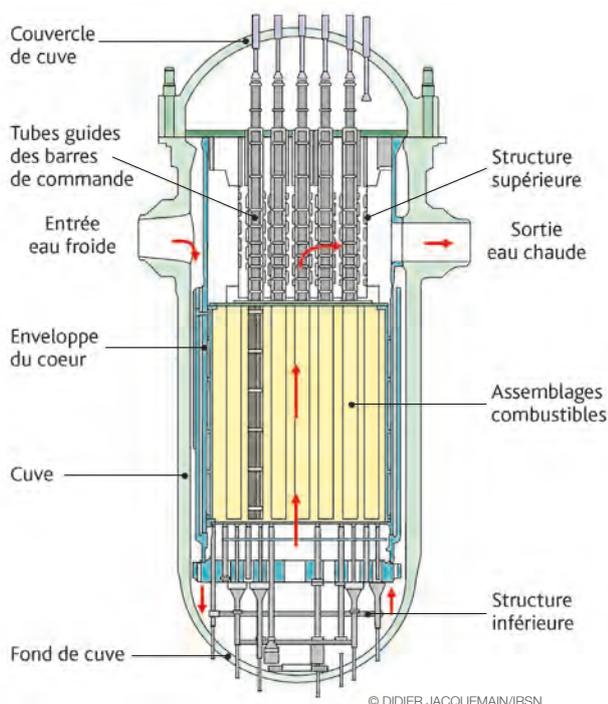
Chaque boucle est raccordée à la cuve et équipée d'une pompe (pompe primaire) qui assure la circulation de l'eau échauffée au contact des assemblages

combustibles vers des échangeurs de chaleur (générateurs de vapeur) dans lesquels l'eau du circuit primaire transfère une partie de son énergie aux circuits secondaires avant d'être renvoyée dans le cœur du réacteur.

Un ballon (pressuriseur) raccordé à une boucle de refroidissement permet l'expansion de l'eau due à sa dilatation et la maîtrise de la pression (pression nominale de fonctionnement : 155 bars) afin de maintenir (sous forme liquide) l'eau chauffée à plus de 300 °C dans le circuit primaire.

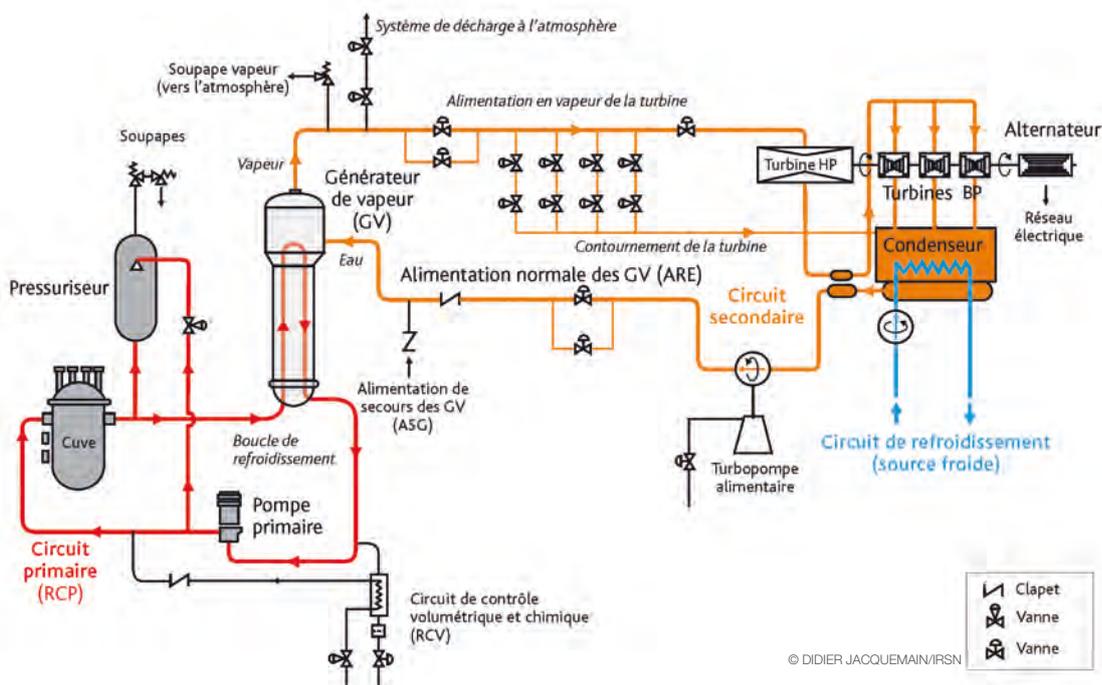
Les circuits secondaires sont utilisés pour convertir l'énergie thermique produite par le cœur du réacteur en énergie électrique. L'eau du circuit primaire (radioactive) transmet une partie de sa chaleur à l'eau des circuits secondaires (non radioactive) dans les générateurs de vapeur ; la vapeur formée, dite vapeur secondaire, est détendue dans une turbine couplée à un alternateur. La vapeur en sortant de la turbine est refroidie dans un condenseur dans les tubes duquel passe, soit directement l'eau d'une rivière ou d'un fleuve ou de la mer (circuit ouvert), soit l'eau d'un circuit tertiaire où l'eau est refroidie au contact de l'air dans des aэрoréfrigérants (circuit fermé).

Figure 1.3
Cuve d'un réacteur de 900 MWe



© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

Figure 1.4
Principaux composants du circuit primaire et des circuits secondaires



	Clapet
	Vanne
	Vanne

© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

L'enceinte de confinement

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

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

Les principaux circuits auxiliaires et circuits de sauvegarde (figure 1.5)

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

Il s'agit principalement :

> du circuit de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) qui a pour rôles :

- ⚙️ d'ajuster la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire par apport d'eau déminéralisée ou d'eau borée en fonction des variations de la puissance du cœur du réacteur,

- ⚙️ d'ajuster la masse d'eau dans le circuit primaire en fonction des variations de température,

- ⚙️ de maintenir la qualité de l'eau du circuit primaire, en réduisant sa teneur en produits de corrosion grâce à l'injection de substances chimiques;

> du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) qui a pour rôles, lors d'une mise à l'arrêt du réacteur, d'évacuer la chaleur résiduelle produite par les assemblages combustibles dans la cuve du réacteur et d'éviter l'échauffement de l'eau du circuit primaire.

Le rôle des circuits de sauvegarde est de maîtriser les situations accidentelles afin d'en limiter les conséquences, notamment les rejets de radioactivité dans l'environnement.

Les principaux circuits de sauvegarde sont :

> le circuit d'injection de sécurité (RIS) qui permet d'injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur notamment en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire afin de stopper les réactions nucléaires et de maintenir une quantité d'eau suffisante dans le circuit primaire;

> le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS) qui, en cas d'accident conduisant à une augmentation significative de la pression dans le bâtiment du réacteur, permet de faire décroître cette pression et de préserver ainsi l'intégrité de l'enceinte de confinement. Ce circuit permet également de rabattre les aérosols radioactifs éventuellement relâchés dans cette enceinte;

> le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) qui permet de refroidir l'eau du circuit primaire en cas d'indisponibilité du circuit normal d'alimentation en eau (ARE).

Les autres circuits

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

> le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure

le refroidissement d'un certain nombre d'équipements importants pour la sûreté du réacteur du RCV, du RIS, de l'EAS, du RRA et des circuits de ventilation;

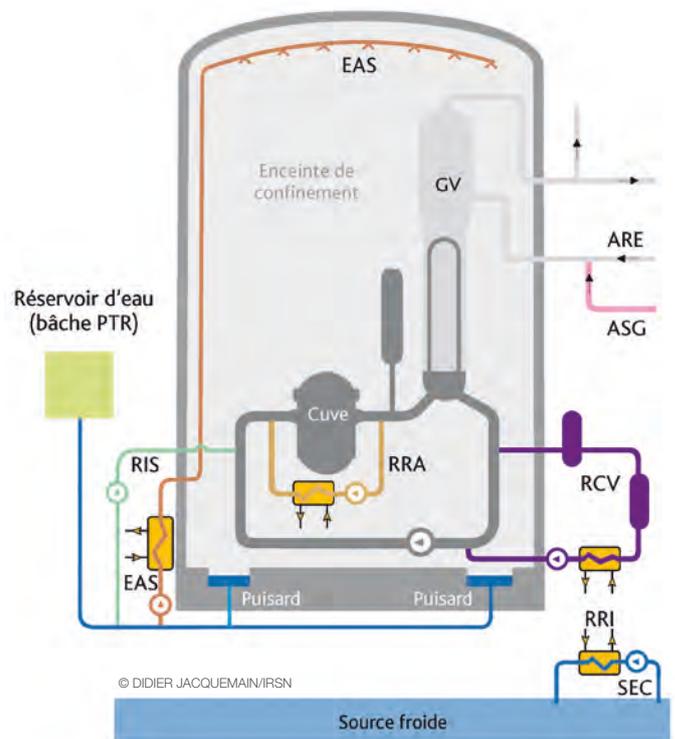
> le circuit d'eau brute secours (SEC) qui assure le refroidissement du RRI au moyen de la source froide;

> le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) qui permet, entre autres fonctions, d'évacuer la chaleur résiduelle des assemblages combustibles entreposés dans la piscine d'entreposage des assemblages combustibles usés;

> les circuits de ventilation qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par une mise en dépression plus ou moins importante des locaux et la filtration des aérosols avant rejets;

> les circuits destinés à la lutte contre l'incendie;

> le circuit de contrôle-commande et les circuits électriques.



© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

Figure 1.5
Principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde



2



Évaluation globale de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation

Éléments relatifs à la déclaration des événements

La sûreté de l'exploitation : les tendances

La radioprotection en exploitation : les tendances

La sûreté d'un réacteur nucléaire repose sur sa conception et la qualité de sa réalisation, les conditions dans lesquelles il est exploité constituant un facteur déterminant pour assurer en permanence un niveau de sûreté et de radioprotection satisfaisant.

La veille exercée par l'IRSN pour apprécier le niveau de sûreté et de radioprotection des réacteurs nucléaires du parc d'EDF s'appuie sur l'analyse d'un grand nombre de données issues de l'exploitation de ces réacteurs. Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, voire des installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience.

Pour obtenir une appréciation globale de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment ses propres indicateurs (*cf. le rapport public IRSN 2007 – page 10*). Ceux-ci contribuent, réacteur par réacteur mais aussi globalement pour l'ensemble du parc, à la détermination de tendances et à l'identification d'éventuelles dérives en matière de sûreté et de radioprotection.

Après une présentation d'éléments relatifs à la déclaration des événements, les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2015, l'un concernant la sûreté, l'autre la radioprotection.



Éléments relatifs à la déclaration des événements

Les événements « significatifs » et les événements « intéressants »

L'exploitant d'une installation nucléaire de base doit déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) tout événement survenu dans son installation, qu'il ait donné lieu ou non à des conséquences radiologiques, dès lors qu'il répond aux critères de déclaration définis dans le *guide de l'ASN* du 21 octobre 2005, applicable depuis le 1^{er} janvier 2006.

Les événements répondant à l'un des critères de déclaration du guide de l'ASN sont des événements dits « significatifs » dans le domaine de la sûreté des installations, celui de la radioprotection des travailleurs et des personnes du public ou encore celui de l'environnement ; certains événements peuvent être classés comme « significatifs » au titre de critères définis pour un ou plusieurs de ces domaines. Les événements dits « significatifs pour la sûreté » (ESS) sont les événements pouvant conduire à des conséquences notables pour la sûreté d'une installation. Les événements dits « significatifs en radioprotection » (ESR) sont les événements susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants.

La déclaration des événements significatifs

La déclaration d'un événement « significatif » est établie à l'aide d'un formulaire figurant dans le guide de déclaration de l'ASN, puis transmise à l'ASN ainsi qu'à l'IRSN. Hors situation d'urgence avérée, la déclaration d'un événement « significatif » doit être effectuée dans un délai de 2 jours ouvrés suivant la détection de l'événement.

Le déclarant doit ensuite transmettre à l'ASN un compte rendu détaillé de l'événement (compte rendu d'événement « significatif ») dans les deux mois suivant sa déclaration. Ce compte rendu, diffusé à l'IRSN, doit apporter des informations qui ne seraient pas encore connues lors de la déclaration de l'événement ; en particulier, il doit présenter le déroulement de l'événement et l'analyse de ses causes et de ses conséquences ainsi que les dispositions, notamment techniques ou organisationnelles, prévues pour éviter son renouvellement.

Le traitement des événements intéressants

Les événements n'entrant pas dans le champ des critères de déclaration sont recensés par l'exploitant dans le cadre du retour d'expérience. Ces événements « intéressants » sont des événements dont l'importance immédiate ne justifie pas une analyse individuelle mais dont le caractère répétitif pourrait être le signe d'un problème nécessitant une analyse approfondie. Les informations relatives à ces événements sont accessibles, à la demande de l'ASN, aux inspecteurs des installations nucléaires de base et à l'IRSN. Pour chacun des domaines de la

sûreté, de la radioprotection et de l'environnement, l'exploitant définit ses propres critères pour identifier les événements « intéressants ».

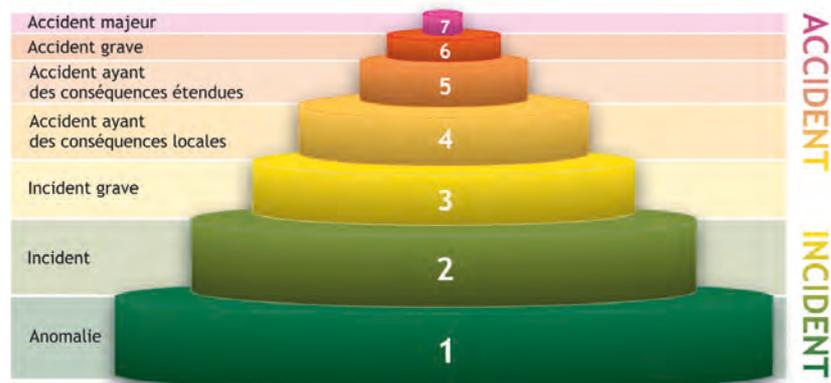
Les événements « intéressants » peuvent être requalifiés en événements « significatifs » après analyse.

L'échelle INES

L'échelle INES (*International nuclear and radiological event scale* – échelle internationale des événements nucléaires et radiologiques), mise en œuvre au plan international depuis 1991, a été, à l'origine, utilisée pour classer les événements survenant dans des centrales nucléaires ; elle a ensuite été étendue et adaptée de manière à pouvoir concerner tous les événements nucléaires et radiologiques survenus dans les installations de l'industrie nucléaire civile.

Cette échelle, adoptée par plus de soixante-dix pays, est destinée à faciliter la perception par les médias et le public de l'importance, en matière de sûreté, des incidents et des accidents nucléaires. Elle comporte 7 niveaux (*figure 2.0*).

Les événements classés en dessous de l'échelle/niveau 0 concernent des écarts par rapport



EN DESSOUS DE L'ÉCHELLE / NIVEAU 0
AUCUNE IMPORTANCE DE POINT DE VUE DE LA SÛRETÉ

© GEORGES GOUÉ/IRSN

Figure 2.0
Les niveaux de gravité de l'échelle INES

au fonctionnement normal des installations ; ils n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté.

L'évaluation globale menée par l'IRSN

L'analyse des événements « significatifs » fait partie du processus général d'examen du retour d'expérience de l'exploitation des centrales nucléaires. Chaque événement « significatif » fait l'objet d'un examen par l'IRSN et d'échanges techniques entre EDF et l'IRSN afin d'en tirer des enseignements à l'échelle nationale, voire à l'échelle internationale.

L'évaluation globale du retour d'expérience de l'IRSN prend en compte l'ensemble des événements « significatifs » pour la sûreté et la radioprotection déclarés par EDF, mais également l'ensemble des rapports des inspections menées par l'ASN avec l'appui de l'IRSN dans les centrales nucléaires, ainsi que les informations recueillies dans le cadre du suivi des réacteurs d'EDF en exploitation ou *via* certains événements « intéressants » pour la sûreté et la radioprotection.

Cette évaluation repose sur des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, développés par l'IRSN,

notamment au travers d'indicateurs destinés à apprécier de manière globale les évolutions des facteurs contribuant à la sûreté des installations et à la radioprotection des travailleurs : ces indicateurs ne permettent pas de préciser les causes des évolutions, mais ils apportent un éclairage macroscopique des tendances qui se dégagent et mettent en lumière les domaines qui mériteraient un examen plus approfondi de la part d'EDF.

Pour l'année 2015, le point de vue de l'IRSN sur les tendances en sûreté et en radioprotection du parc en exploitation a fait l'objet d'un [avis à l'ASN - n° 2016-00271](#).

La sûreté de l'exploitation : les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la sûreté du parc des réacteurs d'EDF est en diminution de 7 % sur l'année 2015. Cette année encore, la moitié de ces événements significatifs relèvent d'un non-respect des spécifications techniques d'exploitation. De plus, la qualité des activités de maintenance n'est pas au niveau attendu, à cause notamment d'une analyse de risques souvent incomplète. L'amélioration de la maîtrise de ces activités reste donc un objectif important pour EDF. Par ailleurs, les inspections réalisées en 2015 montrent une accoutumance à l'écart qui nécessite une réaction rigoureuse des exploitants pour maintenir les installations en conformité.

La diminution du nombre d'ESS constatée depuis 2013 se poursuit en 2015

En 2015, 604 événements significatifs pour la sûreté (ESS) ont été déclarés par EDF (figure 2.1) : ainsi, en

moyenne, environ 10 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2015, contre un peu plus de 11 en 2014, 12 en 2013 et 12,5 en 2012. La méthode déployée par EDF pour analyser de façon approfondie chaque ESS, afin d'en tirer les enseignements en termes d'identification des causes et de définition des actions correctives

associées, semble porter durablement ses fruits. Toutefois, cette hypothèse devra être confirmée dans les années à venir, ne serait-ce que pour dédouaner d'autres hypothèses comme une moins bonne détection des écarts, par exemple.

Parmi les 604 ESS recensés en 2015, 70 ont été classés au

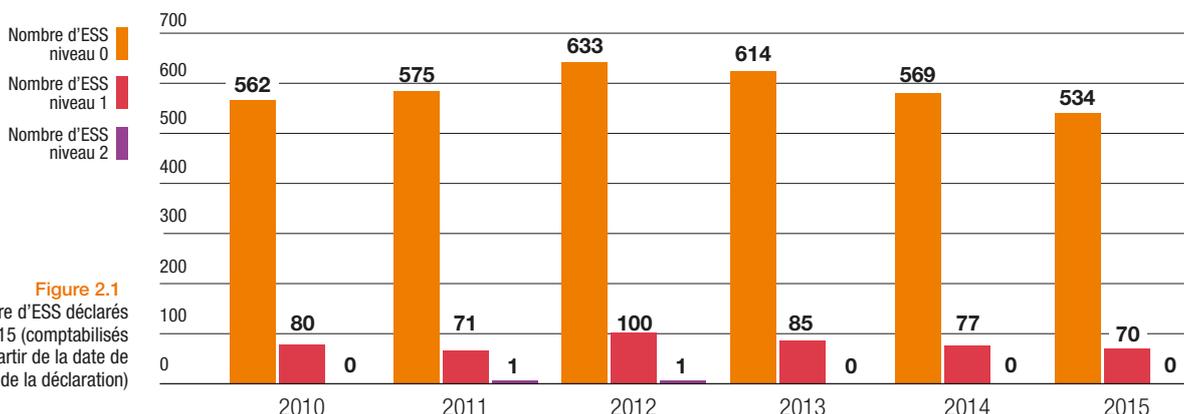


Figure 2.1
Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2010 et 2015 (comptabilisés depuis 2012 à partir de la date de réception de la déclaration)



niveau 1 de l'échelle INES et, pour la troisième année consécutive, aucun événement n'a été classé à un niveau égal ou supérieur à 2.

Pour l'IRSN, le nombre des déclarations d'événements peut être le reflet de difficultés qu'il est nécessaire de comprendre et d'analyser en tant que signal d'alerte afin de trouver des actions préventives pertinentes participant à l'amélioration de la sûreté des installations. Le nombre d'événements significatifs ne peut pas représenter à lui seul une image « quantifiée » de la rigueur d'exploitation du parc électronucléaire. Les variations de ce nombre ne peuvent pas être directement

liées à une variation du niveau de la sûreté.

La répartition du nombre d'ESS en 2015 par critère de déclaration (figure 2.2) permet de constater que la moitié des ESS relèvent d'un non-respect des spécifications techniques d'exploitation (critère n° 3). Le critère n° 10 est le second critère le plus utilisé par l'exploitant (28 % des ESS). Les catégories d'événements concernant les huit autres critères représentent 22 % du nombre total d'ESS déclarés.

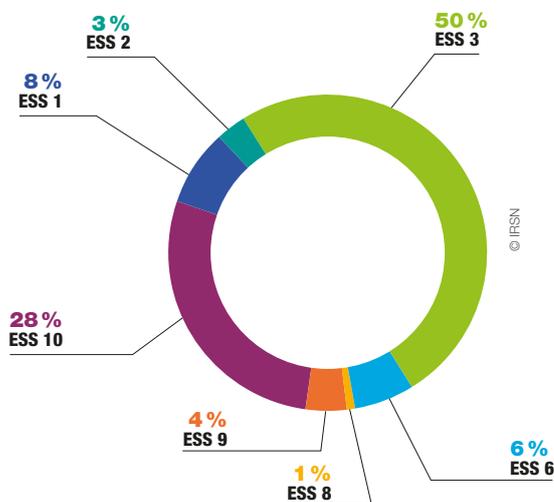
L'analyse de tendance des indicateurs de sûreté menée par l'IRSN en 2015 met en lumière certaines typologies détaillées ci-après.

Augmentation du nombre d'ESS liés à des essais périodiques

La définition du programme des **essais périodiques (EP)** (notamment la périodicité de chaque EP et les conditions de sa réalisation) ainsi que le respect des critères fixés par les règles générales d'exploitation sont essentiels. Depuis 2007, les conditions de réalisation des EP sont rédigées dans le cadre du projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes (cf. le rapport public IRSN 2013, page 28). Après une période de « mise à l'épreuve », cette approche nouvelle a entraîné une diminution du nombre d'événements entre 2010 et 2013 et une stabilité entre 2013 et 2014; une nouvelle

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

Figure 2.2
Nombre d'ESS par critère de déclaration en 2015



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

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



La diminution du nombre d'ESS constatée en 2013 et en 2014 se poursuit en 2015.

Figure 2.3
Évolution entre 2009 et 2015 du nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité ou à une mauvaise déclinaison des conditions de réalisation des EP



© IRSN

Les signaux faibles : information qui annonce le changement d'une tendance et qui doit déclencher une analyse d'informations complémentaires pour la confirmer et permettre la mise en place d'actions correctives.



Le nombre de non-qualités de maintenance reste élevé et EDF doit poursuivre ses actions en vue de réduire le nombre d'écart observés.

Les non-qualités de maintenance (NQM) correspondent aux erreurs commises au cours d'une activité de maintenance d'un matériel (serrage insuffisant, pièce de rechange inappropriée, sens de montage inversé...). Cet indicateur recense le nombre d'événements dont l'analyse par l'exploitant a révélé a posteriori une erreur d'application des documents opératoires ou un non-respect des règles de l'art lors de la réalisation d'une activité de maintenance. Cette erreur est à l'origine d'une anomalie sur l'installation.

hausse est observée en 2015, due à une mauvaise déclinaison des conditions de réalisation des EP (13 en 2014 et 19 en 2015) (figure 2.3). L'IRSN estime que le bénéfice de la nouvelle approche semble atteindre ses limites ; EDF doit être vigilant sur ce point.

Par ailleurs, en 2015, le nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité des EP a continué à augmenter (29 en 2015, 27 en 2014 contre 20 en 2013) (figure 2.3) : ceci peut résulter d'une baisse de la vigilance dans la planification des EP. Il faut toutefois pondérer cette conclusion au regard du nombre important d'EP à réaliser pour un réacteur (plusieurs dizaines de milliers par an). Néanmoins, il est important que les essais périodiques soient réalisés conformément à leur planification pour garantir le respect de la démonstration de sûreté. Selon l'IRSN, les exploitants doivent vérifier la planification des essais périodiques et identifier et mettre en œuvre les parades permettant d'éviter les erreurs de planification.

Actions inappropriées lors de maintenance ou de modification matérielle

Après une baisse du nombre d'événements liés à la maintenance observée en 2014 (88 événements), il a été constaté en 2015 une légère remontée du nombre d'événements liés à une non-qualité de maintenance (NQM) (93 événements) (figure 2.4). EDF doit donc poursuivre ses actions en vue de réduire le nombre d'écart observés.

Délais de détection des non-qualités de maintenance trop longs

Un aspect important des NQM analysé par l'IRSN concerne les délais de détection de l'écart par EDF : 50 % des NQM sont détectées en moins d'un mois, 22 % des NQM ont une latence comprise entre un et six mois et 8 % des écarts sont encore présents après trois ans (figure 2.5). Pour l'IRSN, le délai de détection reste encore trop long.

De plus, seulement un quart des NQM est détecté dans le cadre des opérations de maintenance, en particulier au cours des requalifications, et les trois quarts restants sont détectés de manière fortuite, c'est-à-dire dans un autre cadre que celui des opérations de maintenance comme, par exemple, lors des opérations de conduite normale.

Pour l'IRSN, l'augmentation du nombre des NQM et le faible taux de détection des NQM dans le

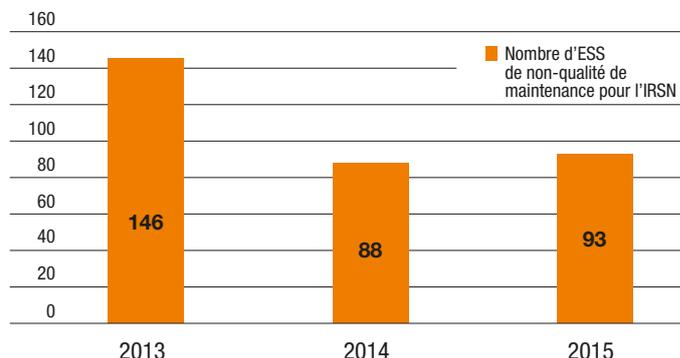
cadre des activités de maintenance sont révélateurs de lacunes dans la prise en compte des signaux faibles.

Eu égard aux enjeux de sûreté associés aux NQM, EDF a engagé depuis plusieurs années des actions visant à fiabiliser les interventions de maintenance, tant lors de la phase de préparation que de celle de réalisation. Néanmoins, les résultats ne sont pas encore au niveau attendu, en particulier parce qu'un trop grand nombre de ces événements a pour origine une analyse de risques souvent incomplète.

Stabilité du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé

En 2015, le nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé retrouve son niveau de 2012 et seulement une trentaine d'événements ont concerné un dépassement involontaire des limites assignées à des paramètres

Figure 2.4
Nombre d'ESS de NQM au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle entre 2013 et 2015



© IRSN

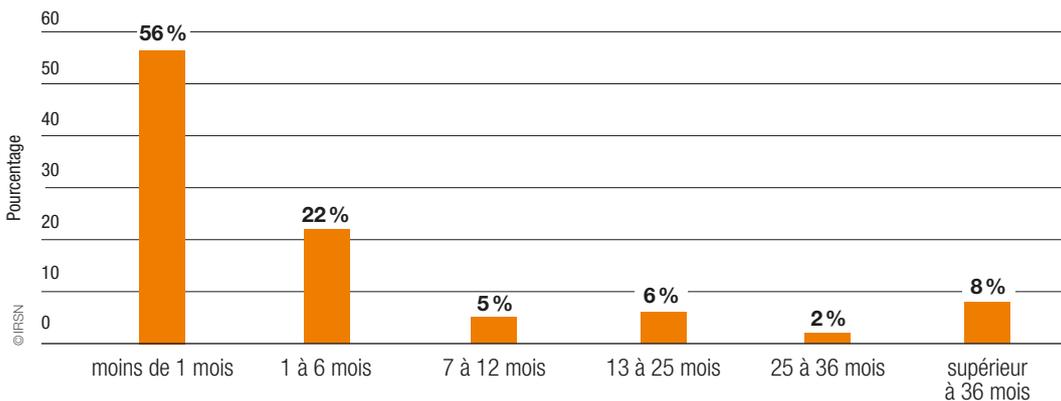


Figure 2.5 Latence de détection des NQM

physiques dans le domaine de fonctionnement autorisé (figure 2.6).

Ceci représente une moyenne de 0,5 ESS par réacteur et par an. Il est important de noter que, depuis deux ans, les durées des sorties du domaine de fonctionnement autorisé restent relativement courtes : les événements de ce type sont détectés et corrigés en moins de cinq minutes en moyenne sur le parc électronucléaire.

La plupart des sorties du domaine de fonctionnement autorisé correspondent à un dépassement des limites hautes ou basses de pression et de température de l'eau du circuit primaire. Les principales causes sont liées à des erreurs humaines lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur depuis la salle de commande.

Exemple de sortie du domaine de fonctionnement autorisé

Parmi ces événements, l'un d'entre eux a été particulièrement

marquant en 2015. Il s'agit de celui survenu à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly qui, à la suite d'une non-qualité de maintenance, a conduit à des sorties de domaine et a nécessité le repli du réacteur n° 2.

Le 20 mai 2015, lors du redémarrage du réacteur n° 2, l'essai périodique du service de la conduite n'est pas satisfaisant, ce qui nécessite une reprise de réglage des butées des vannes d'aspersion d'eau dans le pressuriseur. L'équipe en charge de cet essai qui n'a jamais réalisé cette intervention se trompe sur le réglage de la butée bien que le dossier d'intervention soit adéquat : cette erreur a pour conséquence d'empêcher la bonne fermeture de la vanne d'aspersion après sa sollicitation. Après un débriefing avec le responsable d'équipe, l'essai périodique du service de la conduite est déclaré satisfaisant.

Le 4 juin 2015, un essai périodique des vannes d'aspersion qui consiste à ouvrir puis à fermer

Les vannes d'aspersion d'eau dans le pressuriseur sont pilotées par le système de régulation de la pression du pressuriseur afin de maintenir la pression dans le circuit primaire à une valeur déterminée. Elles ne sont jamais fermées, une butée permet d'assurer un débit permanent d'aspersion. Un essai périodique du service de la conduite vérifie que, lorsque la vanne est sur sa butée, le débit est suffisant pour assurer une aspersion d'eau dans le pressuriseur.



Les sorties du domaine de fonctionnement autorisé sont détectées et corrigées en moins de cinq minutes en moyenne sur le parc électronucléaire.

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

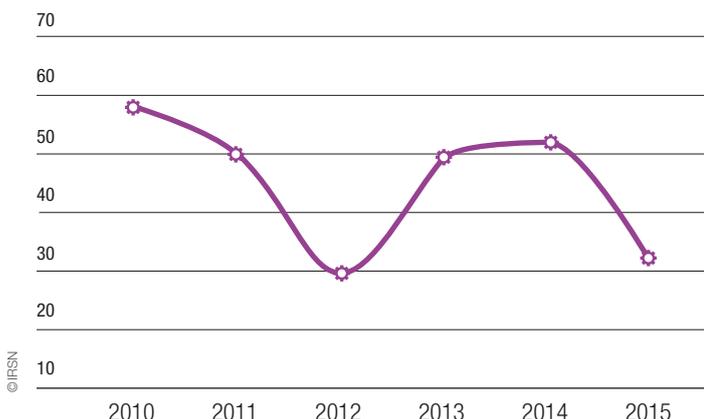


Figure 2.6 Évolution du nombre des dépassements involontaires des limites de paramètres physiques entre 2010 et 2015

Le **lignage d'un circuit** consiste, par exemple, à manœuvrer des vannes et à mettre des organes hors ou sous tension pour constituer un circuit adapté aux fonctions à remplir dans le domaine d'exploitation prévu. Un lignage peut être réalisé soit pour effectuer une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour réaliser un changement d'état du réacteur. Des dizaines de milliers de lignages sont réalisés chaque année sur le parc.

Les **condamnations administratives** : ce sont des consignations physiques, c'est-à-dire des cadenas et des chaînes installés sur les matériels.

Amorçage de repli

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

les deux vannes d'aspersion, est réalisé. À la suite de cet essai, les vannes d'aspersion ne se referment pas complètement, ce qui entraîne une baisse de la pression du circuit primaire et une sortie du domaine autorisé (dépassement de la limite basse en pression). Des investigations permettent d'incriminer les vannes d'aspersion. Le repli est amorcé en application de la conduite à tenir prescrite par les spécifications techniques d'exploitation.

Durant le repli du réacteur, plusieurs sorties de domaine se produisent. L'équipe de conduite considère que les moyens de conduite normale ne permettent pas de respecter les limites associées à la pression du circuit primaire et décide d'appliquer les procédures de conduite incidentelle. Le lendemain à midi, le réacteur a atteint l'état de repli et les équipes reprennent les procédures de conduite normale. Cet événement a été classé au niveau 1 de l'échelle INES.

La direction de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly a mis en place des actions pour éviter le renouvellement de cet événement, en particulier des formations pour les intervenants. Le dossier d'intervention a également été amélioré ainsi que les schémas et une fiche de retour d'expérience pour les futures interventions a été rédigée décrivant le réglage des butées de vanne.

Augmentation du nombre d'erreurs de lignage

Malgré plusieurs plans d'actions locaux et nationaux, le nombre des ESS déclarés à la suite d'une erreur de **lignage** a augmenté de près de 30 % entre 2013 et 2015, passant de 36 en 2013 à 46 en 2015. Ces événements auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté du réacteur, dont des systèmes de sauvegarde.

Parmi les erreurs les plus fréquentes, peuvent être cités les erreurs dans le choix de la vanne à manœuvrer, les mauvais réglages de vannes et les manœuvres ne respectant pas les documents d'exploitation. Une des difficultés

des activités de lignage tient à la représentation morcelée et non mise à jour en temps réel de l'état de l'installation dont disposent les techniciens chargés de ces activités.

La préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens et les opérateurs de conduite sont déterminantes pour réussir les activités de lignage. Or la grande majorité des actions de lignage doit être réalisée par des techniciens dans les locaux abritant les matériels, ce qui rend difficiles le suivi et le contrôle immédiat de leurs actions par les opérateurs en salle de commande. Face à ce constat, EDF a établi des plans d'actions sans que de réels progrès ne soient actuellement observables.

L'année 2015 se caractérise par une baisse significative du nombre de défaillances de lignages gérés par des **condamnations administratives**, passant d'une vingtaine d'événements à moins de quinze événements pour l'année 2015. La tendance à la baisse est un point positif car les condamnations administratives représentent une ligne de défense forte lors de l'exploitation d'une centrale nucléaire : tout oubli ou erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative induit en effet des risques car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas remplir leur fonction.

Diminution du nombre des amorçages de repli non réalisés

Le nombre annuel d'**amorçages d'un repli** (figure 2.7) est significatif de l'importance des aléas d'exploitation qui conduisent à mettre un réacteur à l'arrêt en application des spécifications techniques d'exploitation (STE) pour conserver un niveau de sûreté satisfaisant.

Un amorçage de repli qui n'est pas réalisé constitue un non-respect des STE et peut avoir différentes origines : un mauvais diagnostic de l'écart détecté, un dépassement du délai de remise en conformité ou un conflit entre la sûreté et la disponibilité de l'installation.



Le nombre annuel d'amorçages de repli du réacteur non réalisés est en diminution, quatre en 2015 contre huit en 2014. Parmi les quatre amorçages de repli non réalisés en 2015, trois de ces événements ont été identifiés comme étant particulièrement intéressants du point de vue de l'IRSN :

- deux sous l'aspect organisationnel : un nombre important de lignes de défense organisationnelles n'ont pas fonctionné ;
- un relatif à une fonction de sauvegarde : indisponibilité de l'isolement automatique de la réserve d'eau (« bêche PTR » du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible) sur un signal d'injection de sécurité en phase de recirculation.

Des événements marquants pour l'IRSN⁵

Pour l'année 2015, deux événements sont particulièrement révélateurs de difficultés dans la gestion des aléas techniques lors de l'arrêt d'un réacteur ou de son redémarrage. Il s'agit des événements survenus dans les centrales nucléaires de Flamanville et de Gravelines.

La centrale nucléaire de Flamanville a été marquée par un nombre élevé de défaillances matérielles affectant le réacteur n° 2. Parmi ces événements, un aléa sur le transformateur auxiliaire a été le point de départ de quatre événements significatifs consécutifs sur la période d'octobre à décembre 2015. Afin de stopper les nombreuses défaillances

du transformateur auxiliaire, EDF a décidé de procéder à son remplacement en janvier 2016. Ces événements mettent en exergue un manque d'organisation de la centrale pour ce qui concerne la gestion et le montage de pièces de rechange, ainsi que la maîtrise des activités de maintenance sous-traitées.

Un deuxième événement marquant de 2015 concerne le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Gravelines. Pendant l'arrêt pour renouvellement du combustible, des composants des deux vannes d'admission de vapeur de la turbopompe de secours du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur ont été remplacés. Lors des activités de redémarrage du réacteur, au cours d'un essai périodique du système de protection du réacteur, ces deux vannes n'ont pas manœuvré. L'analyse des causes de cet événement a mis en évidence une préparation et une maîtrise insuffisantes des opérations de maintenance réalisées et a fait apparaître des risques liés à des interventions sur des matériels « redondants » (mauvaise planification des activités de maintenance sur ces deux vannes conduisant à une **défaillance de mode commun**). Pour éviter le renouvellement de cet événement, l'exploitant a décidé d'alterner, d'un arrêt à l'autre, les interventions sur des matériels identiques.

Non-conformité aux exigences relatives à la gestion des risques d'incendie

Trois événements survenus en 2015 sont particulièrement riches

d'enseignements concernant la prise en compte des risques liés à l'incendie lors des activités de maintenance.

Le premier événement, survenu en octobre 2015 à la centrale nucléaire de Chinon B, concerne un départ de feu dans une armoire électrique de l'excitatrice de l'alternateur en salle des machines, initié à la suite d'une activité de remplacement de modules électroniques pour pallier des défauts de connectique. Lors de la remise sous tension de l'armoire, un important incendie s'est déclaré mobilisant 31 sapeurs-pompiers.

Une inspection réactive menée par l'ASN avec l'appui de l'IRSN a mis en évidence que des événements similaires s'étaient déjà produits en 2006. Une des principales conclusions de cette inspection concerne la sensibilité au feu de l'appareillage impliqué. L'inspection a pointé des lacunes dans l'intégration du retour d'expérience de 2006, qui aurait permis à l'exploitant, d'une part d'identifier cette activité comme sensible, d'autre part de définir les parades adaptées évitant la survenue de cet événement.

Le deuxième événement s'est produit en juillet 2015 sur le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Paluel et est relatif à un feu de titane dans le condenseur situé dans la salle des machines. Ce condenseur faisait l'objet d'une importante rénovation de son faisceau tubulaire, constitué de milliers de tubes en titane. Lors de la découpe des tubes à l'aide d'une torche à plasma, des poussières de titane se sont enflammées et un incendie s'est alors déclaré et propagé aux tubes du

Les défaillances de mode commun : plusieurs défauts provoqués par une cause unique entraînent une défaillance de matériels « redondants ».

5. L'IRSN a élaboré des critères de sélection afin de faire ressortir les événements marquants en fonction de certaines thématiques. Ces événements sont classés comme étant « marquants » pour l'IRSN. Pour effectuer ce classement, l'IRSN examine les événements sous plusieurs angles : leur occurrence, leurs causes et leurs conséquences.

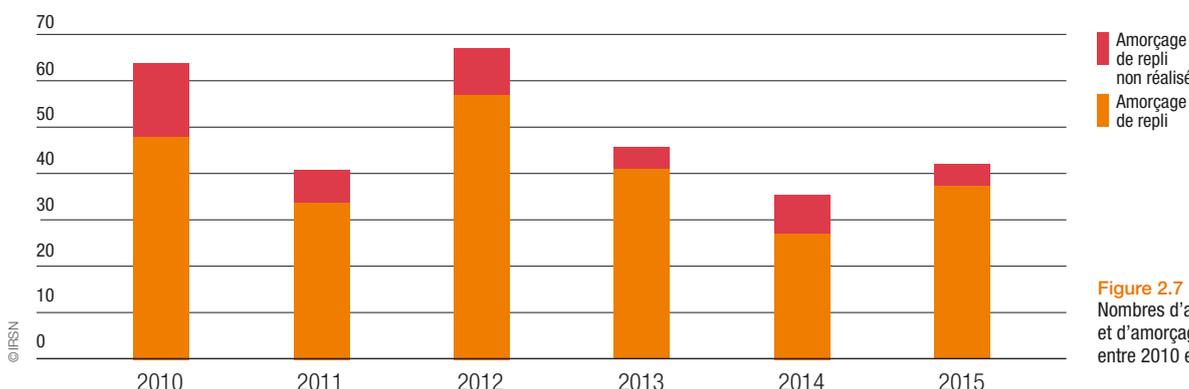


Figure 2.7
Nombres d'amorçages de repli et d'amorçages de repli non réalisés entre 2010 et 2015

La gestion des écarts

La gestion des écarts est décrite dans l'« arrêté INB » du 7 février 2012: les articles 2.6.2 et 2.6.3 concernent l'examen et le traitement des écarts.

Un écart y est défini comme suit:

« non-respect d'une exigence définie (dans la réglementation applicable aux installations nucléaires de base), ou non-respect d'une exigence fixée par le système de management intégré de l'exploitant susceptible d'affecter les dispositions mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement (démonstration de la protection des intérêts) ».

Les inhibitions: les inhibitions de détecteurs automatiques d'incendie, nécessaires lors des travaux de maintenance mettant en œuvre des opérations de soudage ou de meulage, permettent d'éviter leur déclenchement intempestif par les fumées ou poussières générées par les travaux. La surveillance incendie des locaux concernés est alors assurée par les intervenants.



Les inspections réalisées en 2015 ont mis en exergue un phénomène d'accoutumance à l'écart: les justifications sont généralement privilégiées au détriment de la remise en conformité immédiate de l'installation.

La Filière indépendante de sûreté (FIS): ses acteurs et ses missions

La FIS réunit les ingénieurs de sûreté de l'ensemble du site qui doivent notamment:

- vérifier en temps réel et en différé l'état de la sûreté des installations;
- réaliser des analyses des dysfonctionnements constatés ou des écarts et incidents ayant trait à la sûreté des installations, indépendantes de celles menées par les services opérationnels du site.

condenseur, aboutissant au premier feu de métaux sur le parc électronucléaire d'EDF.

Une inspection réactive a pointé des lacunes dans l'analyse de risques de cette activité complexe de rénovation du condenseur, ainsi que la prise en compte insuffisante des co-activités et interactions entre les différents chantiers sur une période prolongée.

Le troisième événement s'est produit en septembre 2015 sur les réacteurs n° 4 et n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey. Cet événement montre que de nouvelles pratiques organisationnelles de vérification des permis de feu et de gestion du système de détection d'incendie peuvent s'avérer préjudiciables à la sûreté.

En effet, la gestion des permis de feu, des **inhibitions** et des remises en service de détecteurs d'incendie est réalisée par une personne n'appartenant pas au service de la conduite. Concrètement, en heures ouvrables, ce ne sont plus les opérateurs en salle de commande qui vérifient les permis de feu et inhibent les détecteurs à partir de la baie électronique de supervision de la centrale d'incendie. Or les inhibitions de certains détecteurs d'incendie dans une zone donnée sont traitées dans le cadre des spécifications techniques d'exploitation qui requièrent une présence humaine afin de détecter tout départ de feu dans cette zone.

L'organisation retenue au Bugey n'a pas permis à l'équipe de conduite d'être garante de la bonne application des spécifications techniques d'exploitation: à trois reprises, les inhibitions générées n'ont pas été identifiées par les opérateurs en salle de commande. La conduite à tenir prescrite (rondes de surveillance spécifiques) n'a alors pas été respectée.

Pour l'IRSN, EDF doit s'assurer que les différentes pratiques de vérification des permis de feu et de gestion du système de détection d'incendie restent des activités réservées aux équipes de la conduite d'EDF et ne doivent pas être déléguées à du personnel prestataire n'ayant pas obligatoirement la formation adéquate.

La gestion des écarts

Lors de l'année 2015, les inspections menées par l'Autorité de sûreté nucléaire avec l'appui de l'IRSN ont mis en évidence de nombreux dysfonctionnements dans **la gestion des écarts** par les exploitants.

Ces dysfonctionnements ne permettent pas à l'exploitant d'avoir une vision exhaustive des écarts présents sur ses installations et de l'état d'avancement de leur traitement. De ce fait, cette situation pourrait conduire à une appréciation erronée de l'état de la sûreté des installations.

Par ailleurs, les inspections réalisées en 2015 sur les écarts de conformité ont mis en exergue un phénomène d'accoutumance à l'écart: les justifications sont généralement privilégiées au détriment de la remise en conformité immédiate de l'installation. À ce titre, l'IRSN estime nécessaire qu'EDF mène à court terme, sur chaque site, un audit relatif à la gestion des écarts par la **Filière indépendante de sûreté (FIS)** ou l'Inspection nucléaire d'EDF (pour en savoir plus, consulter [l'avis IRSN-2016-00271](#)).



La radioprotection en exploitation : les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs pour le parc des réacteurs d'EDF est en diminution de 5 % pour l'année 2015. L'IRSN constate une réduction du nombre d'événements associés aux conditions d'accès en zone contrôlée orange ou rouge : les actions mises en place par EDF qui semblent avoir eu un effet positif doivent toutefois être poursuivies. Un nombre croissant d'événements sont liés à des manquements dans l'application des règles de base de la radioprotection : oubli de port du dosimètre, non-application de la conduite à tenir lors de l'atteinte d'un seuil d'alarme de dosimètre... L'IRSN souligne également que, comme pour l'année 2014, des événements de contamination cutanée ont conduit à des dépassements des limites réglementaires de dose équivalente à la peau.

Diminution du nombre total d'ESR déclarés en 2015

Sur la période considérée, le nombre d'événements significatifs en radioprotection (ESR) déclarés par EDF (figure 2.8) est en diminution (104^e ESR en 2015, contre 110 en 2014, 119 en 2013 et 112 en 2012).

Cette diminution pour l'année 2015 a principalement pour origines (types entourés en vert sur la figure 2.11) :

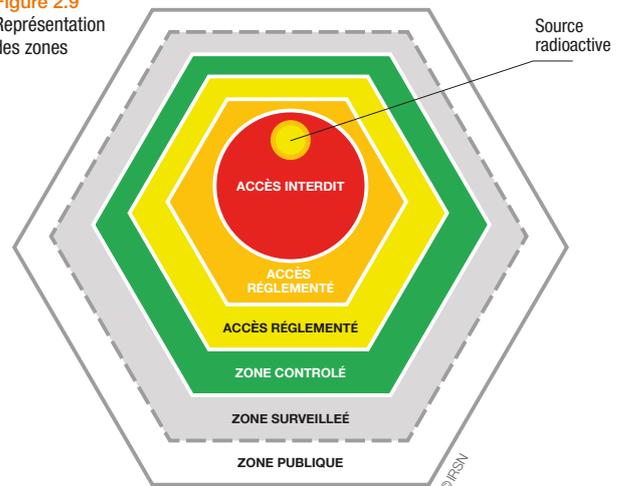
- la baisse du nombre d'événements associés aux accès ou séjours en zone contrôlée orange (ZO : débit d'équivalent de dose ≥ 2 mSv/h) ou rouge (ZR : débit d'équivalent de dose ≥ 100 mSv/h) (figure 2.9) ;
- la baisse du nombre d'événements liés à des dépassements

de la périodicité de réalisation des cartographies réglementaires ou de vérification des appareils de contrôle individuels (radiomètres ou dosimètres) ou collectifs (balises de surveillance).

L'année 2015 montre par contre une augmentation du nombre d'écarts relatifs à la dosimétrie du personnel, concernant en particulier l'absence de port d'un dosimètre opérationnel ou passif (type entouré en rouge sur la figure 2.11), déjà soulignée par l'IRSN dans le bilan de l'année 2014 (cf. le rapport public IRSN 2014, page 24).

Trois ESR ont été classés sur l'échelle INES au niveau 1 ou 2 en 2015. Ces trois ESR concernent des contaminations cutanées ayant conduit au dépassement de la limite réglementaire de dose à la peau (un ESR au niveau 2, présenté au chapitre 3 de ce rapport) ou au dépassement du quart de cette limite (deux ESR au niveau 1).

Figure 2.9 Représentation des zones



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

6. Données IRSN

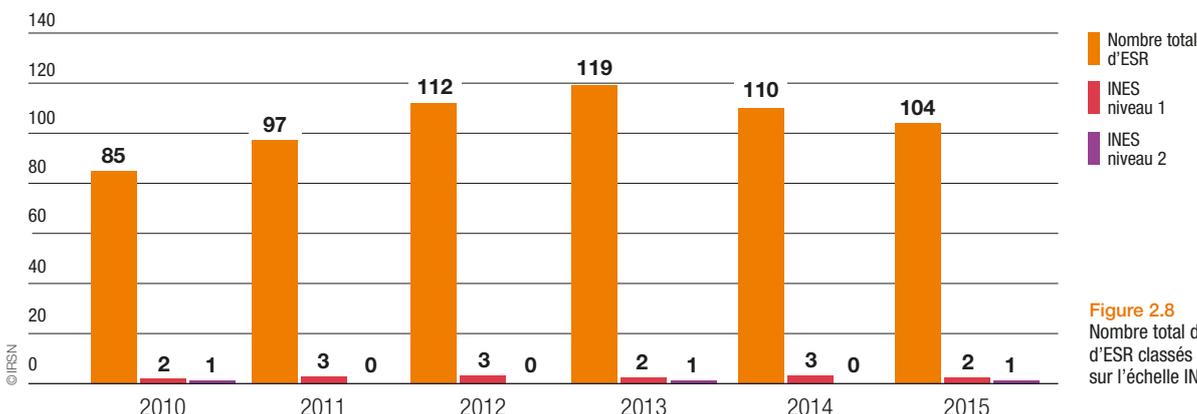


Figure 2.8 Nombre total d'ESR et nombre d'ESR classés au niveau 1 ou 2 sur l'échelle INES (par an)

EDF a analysé les circonstances et les causes de chacun des événements déclarés ainsi que ses conséquences radiologiques réelles et potentielles. Il a identifié et mis en place des actions correctives pour en éviter le renouvellement.

Répartition des ESR par critère de déclaration

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de base de déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) les événements significatifs en radioprotection (ESR). Ces événements sont déclarés en fonction de critères préalablement définis par l'ASN.

En 2015, 1047 ESR ont été déclarés par EDF.

Les déclarations d'événements en 2015 selon les critères de l'ASN (figure 2.10) concernent essentiellement les divers écarts significatifs (critère n° 10) et les écarts aux conditions d'accès en zone contrôlée (critère n° 7) qui représentent respectivement 46 % et 30 % des ESR. Les catégories d'événements

concernant les huit autres critères représentent 24 % du nombre total d'ESR déclarés.

Typologie des événements déclarés

Pour son analyse des tendances, l'IRSN a examiné les ESR et les a regroupés selon une typologie (figure 2.11). L'institut a analysé plus particulièrement les causes et les actions correctives relatives aux types d'événements en nombre

important ou ayant conduit aux conséquences avérées ou potentielles les plus élevées.

En 2015, une baisse du nombre d'événements liés à des écarts aux conditions d'accès en zone contrôlée orange ou rouge est observée. La mise en place par EDF de plans d'actions opérationnels relatifs au balisage et aux accès en zone contrôlée orange (figure 2.9) semble avoir eu un effet positif sur l'évolution du nombre

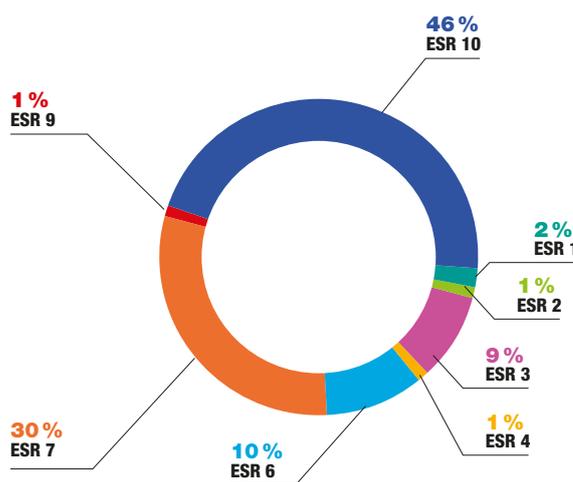


Figure 2.10
Nombre d'ESR par critère pour l'année 2015

“
En 2015, une baisse du nombre d'événements liés à des écarts aux conditions d'accès en zone contrôlée orange est observée.

7. Données IRSN extraites en date du 4 janvier 2016 et pouvant subir quelques ajustements selon les déclarations d'événements non incluses à cette date

Les dix critères de déclaration des événements significatifs pour la radioprotection (ESR)

- 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 ou une contamination vestimentaire supérieure à 10 kBq détectée au portique C3 ou lors d'une anthroporadiométrie

- ESR 4** Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans une prise en compte exhaustive de cette analyse

- 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 (zone orange ou rouge et zone d'opération d'un tir gammagraphique)
 - 7a Défauts de balisage et de signalétique
 - 7b 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 un 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



d'événements de ce type; cependant, ces actions doivent être poursuivies car leur nombre reste encore trop important.

Des manquements dans l'application des règles de base de la radioprotection

La réglementation impose le port de dosimètres passifs et opérationnels (figure 2.12) lors de l'accès des travailleurs en zone contrôlée: un nombre croissant d'événements fait apparaître des manquements dans l'application des règles de base de la radioprotection (oubli du port de dosimètres, non-application de la conduite à tenir lors de l'atteinte de seuil d'alarme de dosimètre...).

En 2013 et 2014, la moitié des événements relatifs à des défauts de port de dosimètre concernaient des interventions lors de situations d'urgence (interventions de gardarmes ou de pompiers).

En revanche, en 2015, seulement 2 événements sur 22 sont attribuables à ce type d'interventions; les 20 autres sont en majorité des oublis du dosimètre dans le vestiaire chaud lors de l'habillage en tenue universelle, dont plus de la moitié ont été détectés par des agents extérieurs au chantier (agents du service de prévention des risques, gardien de vestiaire...). Les travailleurs concernés ont ainsi travaillé dans certains cas pendant plus d'une heure sans s'apercevoir



© LAURENT ZYLBERMAN/GRAPHIX-IMAGES/IFSN

Figure 2.12 Dosimètre opérationnel

de leur oubli alors qu'ils réalisaient une activité identifiée comme l'une des plus exposées radiologiquement (calorifugeage, tri de déchets, robinetterie...).

Les principales causes identifiées dans les comptes rendus d'événement rédigés par les exploitants nucléaires sont :

- l'ergonomie du vestiaire ou la difficulté d'accès au panneau « t'as tout ? » lors des heures de forte affluence dans le vestiaire (panneau d'affichage « t'as tout ? » peu visible). Ce panneau « t'as tout » comporte un miroir de

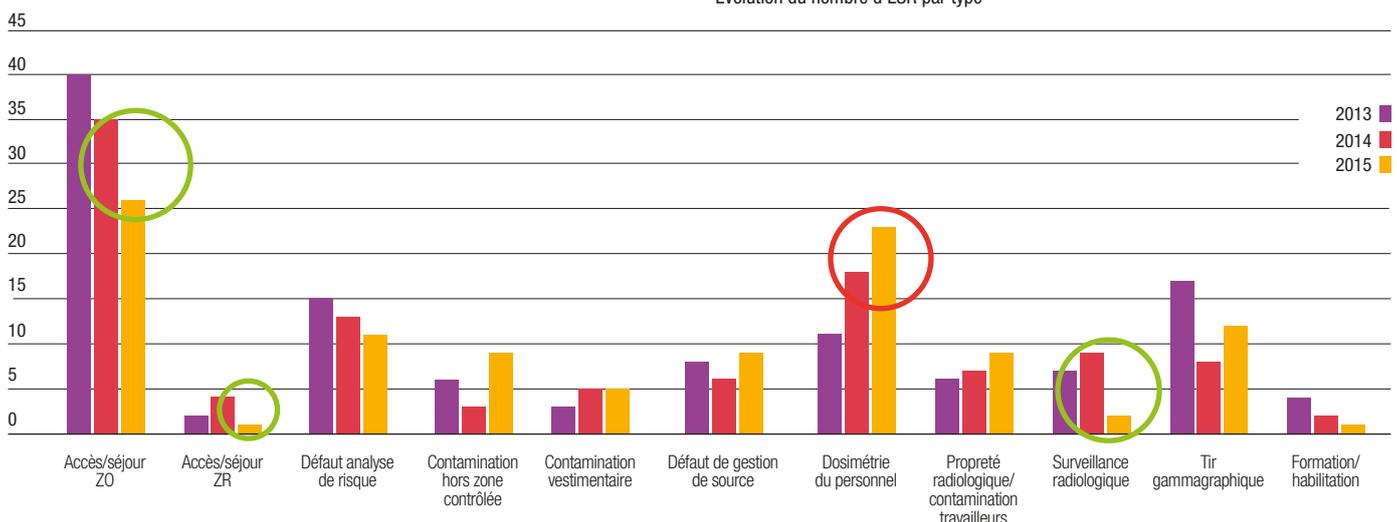
Dosimétrie individuelle du personnel

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

La **dosimétrie externe** consiste à mesurer les doses reçues par une personne exposée dans un champ de rayonnement généré par une source extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître les doses reçues par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé (« dosimétrie passive »), soit en temps réel (« dosimétrie opérationnelle »). Le dosimètre opérationnel est équipé d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnement dépassant certains seuils fixés au préalable afin de détecter une situation anormale.

La **dosimétrie interne** permet d'évaluer la dose reçue suite à l'incorporation de substances radioactives (inhalation, ingestion). Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxicologiques.

Figure 2.11 Évolution du nombre d'ESR par type



© IFSN



Un rappel permanent des exigences d'entrée en zone contrôlée est nécessaire afin de maintenir la vigilance des intervenants et d'éviter une banalisation du risque.

Dose efficace et dose équivalente

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

LIMITES RÉGLEMENTAIRES DE DOSES:

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

Pour les travailleurs les plus exposés, les doses réglementaires maximales à ne pas dépasser sur 12 mois consécutifs sont:

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

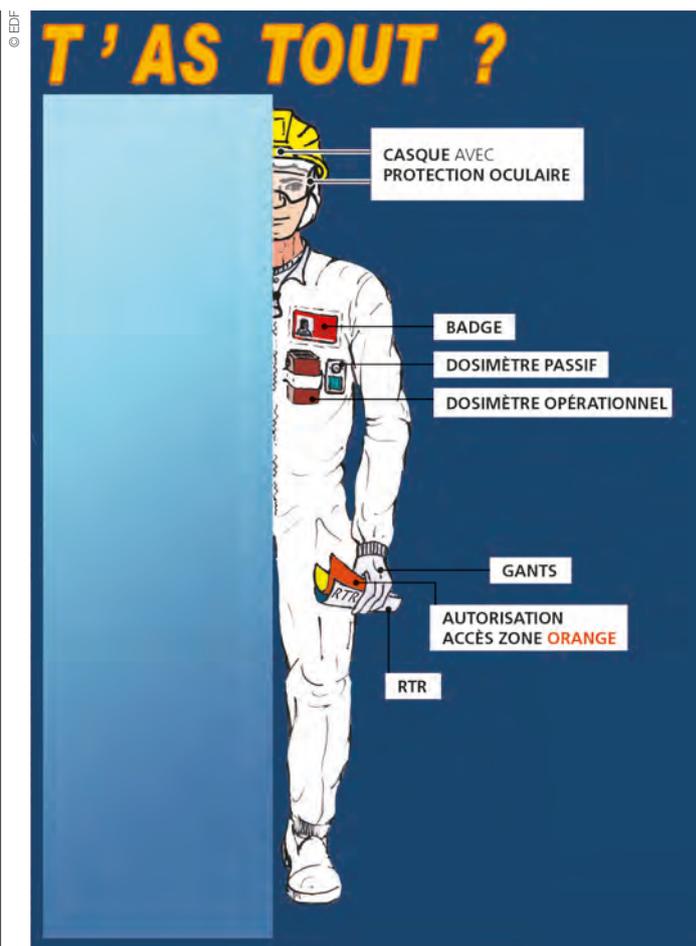


Figure 2.13
Miroir de contrôle « t'as tout »

contrôle incitant les intervenants à vérifier qu'ils n'ont rien oublié avant d'entrer en zone contrôlée (figure 2.13);

- › la non-réalisation de la minute d'arrêt en sortie de vestiaire;
- › l'absence d'autocontrôle par les intervenants qui banalisent le « rituel » d'habillage/déshabillage;
- › le manque de contrôle de la dose intégrée lors de la réalisation de l'intervention.

Les sites affectés par ces événements ont défini plusieurs actions correctives telles que la diversification de l'affichage (peinture au sol, affichage lumineux, plusieurs panneaux « t'as tout ? »), l'intégration d'un rappel dans l'accueil sécurité ou le contrôle du port des dosimètres lors des interventions par le service de prévention des risques.

Il convient de rappeler (cf. le rapport public IRSN 2013 – page 35) que, pour ce qui concerne les événements d'oubli de port de

dosimètre, EDF a mis en place depuis une dizaine d'années un affichage spécifique, dénommé « t'as tout ? », afin que les intervenants procèdent à un contrôle de leur tenue et de leur équipement. Cette pratique est intégrée au référentiel de radioprotection d'EDF. Les effets bénéfiques, notamment sur le nombre d'événements déclarés relatifs à une absence de port de dosimètre, constatés lors de la mise en place de ce panneau s'estompent ces dernières années. EDF devrait donc mettre en œuvre des actions permettant le maintien de la vigilance des travailleurs lors des accès en zone contrôlée.

Des contaminations de travailleurs atteignant les limites réglementaires d'exposition

Depuis 2012, en moyenne deux événements par an de contamination cutanée conduisent au dépassement du quart de la limite de dose réglementaire, voire de la limite elle-même.

Sur les cinq dernières années, ces contaminations font suite le plus souvent à des chantiers réalisés sur des matériels en fond de piscine du bâtiment du réacteur ou lors d'une opération de brossage d'un échangeur. Ces zones et ces activités présentent un important risque de contamination par des particules fortement irradiantes. Généralement ces événements de contamination sont détectés lors du contrôle au portique C1 de sortie de zone contrôlée.

Le chapitre 3 du présent rapport décrit un incident de contamination radioactive d'un intervenant survenu le 18 août 2015, lors d'une activité sur un échangeur du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais; cet événement a été classé au niveau 2 de l'échelle INES. L'origine de la contamination cutanée est attribuée au transfert du point de contamination de la tenue vers la peau lors du retrait d'une tenue étanche ventilée (figure 2.14).

L'IRSN considère que, lors de la préparation des activités, les intervenants devraient être davantage sensibilisés au risque de contamination cutanée engendré par leur intervention.

L'analyse de ces ESR met en évidence que le contrôle en sortie de chantier par un contaminamètre (MIP 10 par exemple) n'est pas réalisé systématiquement par les intervenants qui oublient régulièrement de l'effectuer. Dans certains cas, ceci est dû à des défauts de fonctionnement du contaminamètre, voire à son absence en sortie immédiate de chantier.

- 1
- 2
- 3
- 4

Selon l'IRSN, EDF devrait poursuivre les actions menées afin d'améliorer les conditions de contrôle des intervenants en sortie de chantier à risque de contamination, notamment dans les zones où le débit de dose est élevé. De plus, des dispositions organisationnelles peuvent permettre de réduire les risques de contamination cutanée lors des phases de déshabillage.

Une hausse du nombre d'événements lors de tirs gammagraphiques

La gammagraphie est une technique de contrôle non destructive à base de radioéléments qui permet, à l'aide d'un appareil portable (figure 2.15), d'apprécier des défauts d'homogénéité de métaux ou de soudures de composants. Cette technique est utilisée fréquemment dans les centrales nucléaires d'EDF. Les conséquences d'un événement survenant lors d'un tir gammagraphique peuvent être importantes en termes d'exposition des travailleurs puisque le débit de dose à proximité de la source atteint plusieurs centaines de milligray par heure.



© OLIVIER SEIGNETTE/MIKHAËL LAFONTA/IRSN

“

Le contrôle en sortie de chantier par un contaminamètre (MIP 10 par exemple) n'est pas réalisé systématiquement.

Figure 2.15
Projecteur de gammagraphie (modèle GAM80) contenant une source radioactive



© NÉDİM İMRE/IRSN

Figure 2.14
Intervenant en tenue étanche ventilée



EDF a renforcé la préparation des arrêts de réacteur en améliorant la détection des chantiers à enjeux de radioprotection.

Sur les 12 ESR survenus lors de tirs gammagraphiques en 2015, la moitié relève de défauts de balisage (mauvais positionnement de balises, oubli de balisage de l'accès à la zone d'opération...) et trois relèvent d'un manquement des radiologues aux règles élémentaires de radioprotection :

- › sans s'en rendre compte, un intervenant laisse tomber son dosimètre au sol lors d'une manipulation sur une tuyauterie du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Chinon B et réalise donc l'intervention sans son dosimètre opérationnel ;
- › à la centrale nucléaire de Fessenheim après un tir radiographique, le technicien du service de radioprotection se rend sur le terrain pour transférer la source du coffre-fort mis à disposition pour les radiologues vers le local de stockage des sources. Quand il ouvre le coffre-fort, vers 9 h, celui-ci est vide bien que le registre indique que la source a été déposée dans ce coffre-fort à 2 h. La source n'est pas non plus à l'intérieur du local de stockage des sources. Le technicien découvre le gammagraphe utilisé dans la nuit dans le local de stockage du matériel de balisage, posé sur un chariot. Le gammagraphe est ainsi resté sept heures sans surveillance dans le local de stockage du matériel de balisage ;
- › lors d'une intervention sur le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Chinon B, un radiologue est entré dans la zone d'opération pour changer le film sans indiquer à son assistant qu'il fallait réinsérer la source dans le gammagraphe avant d'effectuer ce changement. La dose reçue a été de 32 µSv en trois secondes, ce qui correspond à une exposition à un débit d'équivalent de dose de 38,4 mSv/h.

EDF a défini en septembre 2013 un plan d'actions relatif aux tirs gammagraphiques dont la déclinaison a été mise en œuvre de 2013 à 2015. Ce plan d'actions ne semble pas avoir eu, pour l'année 2015, les effets escomptés : EDF

doit donc poursuivre les actions engagées sur la préparation et les conditions de réalisation des tirs gammagraphiques en partenariat avec les entreprises de radiologie industrielle.

Un pourcentage élevé d'événements présentant des défauts d'analyse de risques

L'analyse de risques d'une intervention est réalisée en phase de préparation de cette intervention. Cette analyse doit être réévaluée en cas d'évolution du contexte radiologique lors de la réalisation du chantier : plus de la moitié des événements mettant en évidence un défaut d'analyse de risques concernent une absence de ré-interrogation de celle-ci après la survenue d'une alarme délivrée par le dosimètre opérationnel.

L'événement survenu le 18 février 2015 sur le site du Bugey met en exergue des réactions inappropriées d'intervenants réalisant des interventions sur la pompe du circuit de traitement des effluents usés. En effet, le matin, lors de l'opération de dépose d'un composant de ce circuit, un intervenant atteint le seuil de dose individuelle et sort aussitôt de la zone contrôlée. En fin d'après-midi, l'opération de repose de ce composant débute en tenant compte du risque dosimétrique. Lors de cette intervention, les trois intervenants atteignent le seuil de dose individuelle de façon successive, mais aucun ne sort de la zone contrôlée.

Les intervenants poursuivent donc pendant plusieurs heures leur intervention sans s'interroger sur le caractère permanent de l'alarme de leur dosimètre. De plus, à aucun moment, ils ne consultent une personne en charge de la radioprotection. La direction du site a mis en œuvre des actions correctives, notamment la réalisation d'une sensibilisation des intervenants et le renforcement de la préparation en radioprotection des interventions réalisées alors que le réacteur est en production.

En outre, certaines analyses d'événements font état de conditions d'intervention (port d'un heaume



ventilé, port d'une tenue étanche ventilée, environnement bruyant...) ne permettant pas d'entendre l'alarme du dosimètre.

Des dosimètres avec alarme sonore, visuelle et vibrante, comme ceux utilisés par les plongeurs qui interviennent dans la piscine du bâtiment du réacteur ou du combustible, semblent efficaces. Selon l'IRSN, l'analyse de risques devrait tenir compte systématiquement des conditions sonores des interventions. EDF devrait généraliser l'utilisation de dosimètres avec alarme sonore, visuelle et vibrante sur les chantiers en environnement « bruyant » ou réalisés en heaume ventilé ou tenue étanche ventilée.

À ce sujet, EDF a identifié puis fait évoluer un système de report d'alarme, connectable aux dosimètres opérationnels EDF et générant une alarme visuelle et vibratoire au poignet en complément des alarmes visuelles et sonores des dosimètres. Le système existant a été initialement testé à Chinon B, Saint-Laurent-des-Eaux B, Nogent-sur-Seine, Flamanville et Chooz B. Le retour d'expérience capitalisé en 2015 est en cours d'intégration par le fournisseur pour une cible de généralisation à fin 2016.

L'événement qui est survenu à la centrale nucléaire de Penly le 18 juin 2015, relatif au débordement de la piscine du bâtiment du réacteur, met en évidence une absence de ré-interrogations à différentes étapes :

- lors de la modification du planning de l'arrêt du réacteur, pas de réévaluation de l'analyse de risques ;
- lors du remplissage de la piscine effectué malgré l'indisponibilité d'un capteur de niveau d'eau dans le circuit primaire et sans utiliser la procédure de suivi du niveau d'eau dans la piscine.

Ces manquements dans l'analyse de risques ont conduit au débordement de la piscine et à la contamination surfacique de 33 locaux. La décontamination de ces locaux a abouti à l'intégration d'une dose collective de 1,8 mSv.

EDF a décidé la mise en place d'une nouvelle organisation intégrant la radioprotection dans le cadre de la

préparation des arrêts de réacteur. Cette organisation doit permettre d'établir une analyse de risques en radioprotection intégrant les phases à risques, qui sera réévaluée en cas d'aléa ou de modification de planning.

L'analyse par l'IRSN de l'adéquation et de la suffisance des dispositions organisationnelles proposées par EDF, ainsi que de l'efficacité des conditions de déploiement et de la pertinence des dispositions techniques prévues, est présentée au chapitre 4 de ce rapport, dans l'article consacré à l'« *optimisation de la radioprotection des travailleurs dans les centrales nucléaires* ».

Un nombre de défauts de gestion des sources radioactives en augmentation

Dans le cadre des chantiers de rénovation des systèmes de détection d'incendie, les détecteurs contenant des sources radioactives d'américium 241 (^{241}Am) sont retirés. En 2015, 75 % des événements relatifs à un défaut de gestion de sources radioactives concernent des pertes ou des erreurs d'entreposage de détecteurs d'incendie contenant de l'américium 241.

Ces sources radioactives doivent faire l'objet d'une gestion rigoureuse, à l'identique de ce qui est réalisé pour les autres sources de la centrale nucléaire. EDF doit veiller à une meilleure application des règles de stockage et à la rigueur de gestion des sources radioactives issues de la dépose des détecteurs d'incendie.

Américium 241 (^{241}Am) : isotope artificiel de l'américium, de période radioactive 432 ans. Sa radioactivité est de type α (alpha) d'énergie 5,486 MeV et chacune de ses désintégrations s'accompagne de l'émission de β (électrons) et de rayonnements X et γ (gamma).

Les détecteurs de fumées ioniques utilisent une chambre d'ionisation composée de deux électrodes, dans laquelle est placé un matériau radioactif. L'air est ionisé par les particules chargées émises par la source radioactive (généralement une pastille d'américium 241).

Une tension électrique appliquée aux bornes des électrodes provoque un courant causé par l'ionisation de l'air de la chambre. Quand des particules de fumée entrent à l'intérieur du détecteur, l'intensité du courant est perturbée ce qui déclenche l'alarme de ce détecteur. Ce type de détecteurs est interdit en France depuis 2011.

3



Événements, incidents, anomalies

Arrêt du réacteur n° 1 de Fessenheim
à la suite d'une fuite d'eau en salle des machines

Incident de contamination radioactive
d'un intervenant à la centrale du Blayais

Refroidissement incontrôlé du réacteur n° 1
de Cattenom pendant son redémarrage

Réparation d'assemblages de combustible
à la centrale de Nogent-sur-Seine

L'analyse des événements et des incidents constitue une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de la sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires. Analyser un événement ou un incident exige une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit : c'est un préalable pour analyser les causes profondes, estimer l'incidence réelle et potentielle sur la sûreté de l'installation et, le cas échéant, sur les populations et l'environnement, évaluer la pertinence des actions correctives engagées par l'exploitant et des améliorations possibles pour éviter qu'il ne se reproduise.

Les origines des événements ou incidents sont diverses ; elles peuvent être des défaillances humaines ou organisationnelles, des défaillances matérielles ou des défaillances résultant de défauts de conception.

Une spécificité du parc EDF des réacteurs à eau sous pression est sa standardisation. Il est en effet composé de trois paliers de réacteurs, chacun comportant 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, optimisation de la maintenance, partage du retour d'expérience...). Cette standardisation peut néanmoins s'avérer être une faiblesse lorsqu'est découverte une défaillance ou une erreur susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc ; on parle alors d'une « anomalie générique ». L'IRSN porte une attention particulière à la détection précoce de telles anomalies et à leur traitement par EDF ; certaines anomalies génériques peuvent nécessiter un traitement complexe et plusieurs années peuvent parfois être nécessaires pour les corriger. Des dispositions palliatives peuvent alors être mises en place pour maintenir un niveau de sûreté satisfaisant pendant la durée nécessaire au traitement d'une telle anomalie.



Arrêt du réacteur n° 1 de Fessenheim à la suite d'une fuite d'eau en salle des machines

Le 28 février 2015, une tuyauterie commune aux deux réacteurs de Fessenheim véhiculant de l'eau vers les réservoirs d'alimentation de secours des générateurs de vapeur a fissuré par fatigue vibratoire. Une fuite d'eau non radioactive très importante s'est alors produite dans la salle des machines du réacteur n° 1 de Fessenheim. Le 5 mars 2015, lors du redémarrage du réacteur n° 1, cette tuyauterie a fissuré une seconde fois, dans une zone proche de la fissuration précédente.

Le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur

Le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) assure le refroidissement du réacteur en cas d'indisponibilité du circuit normal d'alimentation en eau (figure 3.1) et lors des périodes de démarrage et d'arrêt du réacteur. Il est alimenté par le réservoir ASG, qui contient de l'eau dégazée. Les paramètres requis (disponibilité, volume d'eau, température, qualité...) sont précisés dans les spécifications techniques d'exploitation du réacteur.

Déroulement de l'événement

Le 28 février 2015, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de

Fessenheim est en production. Une importante fuite d'eau est détectée en salle des machines de ce réacteur, située en partie non nucléaire de l'installation. Elle provient de la fissuration circonférentielle d'une tuyauterie d'eau non radioactive.

La fissure affecte la tuyauterie d'alimentation normale en eau des réservoirs ASG (figure 3.2), dans sa partie commune aux deux réacteurs. La fuite sur cette tuyauterie n'est pas isolable.

Les réservoirs ASG ne peuvent donc plus être alimentés par ce moyen. Néanmoins, ils peuvent être alimentés par d'autres circuits d'eau dégazée ou non, voire par de l'eau non traitée.

Mais, du fait de la fuite, le moyen alors disponible pour fournir de l'eau de caractéristiques adéquates est un dégazeur.

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) : au sein des règles générales d'exploitation (RGE), les STE définissent les domaines de fonctionnement normal et de fonctionnement en mode dégradé de l'installation. Elles précisent les variations admissibles des paramètres contrôlés et les durées acceptables d'indisponibilité des matériels nécessaires en cas d'incident ou d'accident. Elles définissent notamment le volume minimal requis d'eau contenu dans le réservoir ASG et la conduite à tenir en cas de non-respect de ce volume.

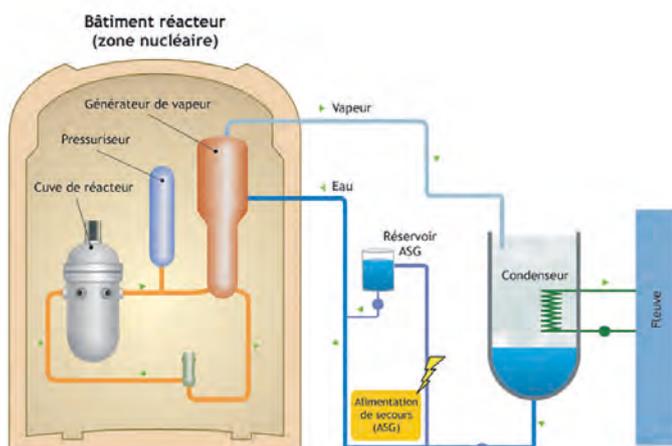


Figure 3.1 Schéma de principe de l'alimentation en eau des GV par le circuit ASG

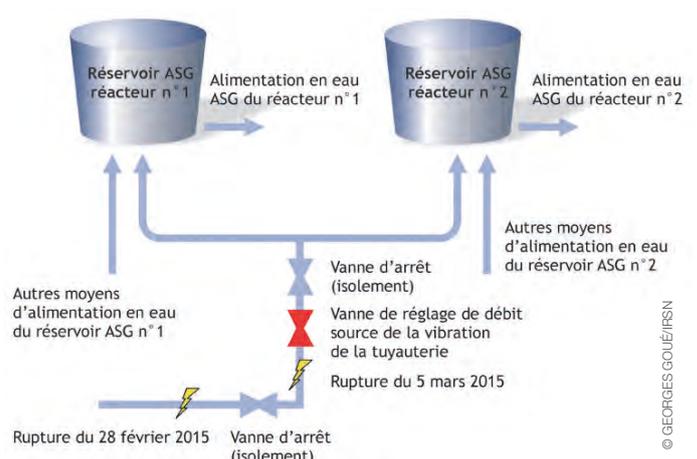


Figure 3.2 Localisation schématique des ruptures du 28 février et du 5 mars 2015



La capacité de production en eau dégazée était insuffisante pour alimenter simultanément les deux réservoirs ASG des réacteurs, mais des sources d'alimentation en eau non dégazée étaient disponibles et auraient pu être utilisées en cas de nécessité.

Les **grappes de commande** : pour contrôler la réaction nucléaire dans le cœur du réacteur, l'exploitant dispose de deux moyens qui absorbent les neutrons :

- introduire les grappes de commande dans le cœur ou les en retirer;
- ajuster la concentration de l'acide borique dans l'eau du circuit primaire.



Pendant le redémarrage du réacteur, d'importantes vibrations de la tuyauterie réparée provoquent une seconde fissuration à proximité de la précédente et une nouvelle fuite d'eau.

La **fatigue vibratoire des tuyauteries** est une dégradation mécanique qui peut conduire à une rupture en service des tuyauteries affectées. Les chargements mécaniques statiques et vibratoires conduisent à l'amorçage d'une fissure de « fatigue », puis à sa propagation qui peut être rapide. L'amorçage de la fissuration se fait généralement dans des zones présentant des changements géométriques ou métallurgiques, notamment dans les zones de liaison entre le métal de base et sa soudure (figure 3.3). Les pompes ou les vannes peuvent être à l'origine des vibrations de tuyauteries, dues aux perturbations d'écoulement de l'eau. Les fortes vibrations comme celles ayant affecté la tuyauterie de Fessenheim sont généralement facilement détectables (bruit, faibles déplacements des tuyauteries) lors des rondes d'exploitation, notamment dans la salle des machines. Dans le rapport public REP 2009, le phénomène de fatigue vibratoire a fait l'objet d'un article qui traite de la fissuration de piquages de faible diamètre (pour en savoir plus cf. [le rapport de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2009](#)).



La fissuration circumférentielle d'une tuyauterie soumise à de la fatigue vibratoire provoque une fuite d'eau non radioactive en salle des machines.

Le réacteur n° 2 en arrêt normal est refroidi par les générateurs de vapeur et utilise aussi l'eau de l'ASG. Or en raison d'une indisponibilité d'un dégazeur pour maintenance et de l'augmentation de la consommation en eau due à la nécessité d'arrêter simultanément les deux réacteurs, la capacité de production d'eau dégazée est insuffisante pour conserver le volume minimal requis d'eau dans les deux réservoirs ASG.

Au cours du passage à l'arrêt du réacteur n° 1, un groupe des **grappes de commande** de régulation reste bloqué. EDF décide, conformément aux règles de conduite normale, d'amener le réacteur n° 1 en arrêt pour intervention : le réacteur est alors refroidi par le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt, sans utiliser d'eau provenant de l'ASG. Le réacteur a atteint l'arrêt pour intervention le 1^{er} mars 2015. La gestion de cet incident n'a pas requis l'entrée dans les procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

L'alimentation en eau du réservoir ASG du réacteur n° 2 (à l'arrêt et refroidi par les générateurs de vapeur) a été garantie tout au long de l'événement.

La tuyauterie fissurée du réacteur n° 1 a été réparée. Néanmoins, durant le redémarrage du réacteur n° 1 le 5 mars 2015, d'importantes vibrations de cette tuyauterie ont été détectées et une seconde fissuration est survenue à quelques dizaines de centimètres de la précédente, provoquant une nouvelle rupture de cette tuyauterie et une nouvelle fuite d'eau, sur une portion isolable cette fois (figure 3.2). De ce fait, l'exploitant a été autorisé à procéder au démarrage du réacteur en conservant isolé le tronçon de tuyauterie concerné. La réparation définitive de cette tuyauterie a été réalisée fin mars 2015.

Origine des fissures

La fissuration de cette tuyauterie (figure 3.3) a pour origine de la **fatigue vibratoire** due au dysfonctionnement d'une vanne de réglage de débit. Cette vanne, utilisée depuis trente-cinq ans, venait

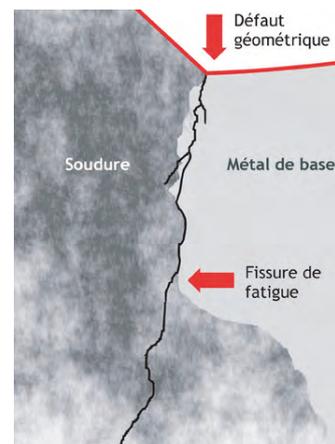


Figure 3.3
Schéma typique de la propagation d'une fissure de fatigue

de subir des opérations de maintenance : en particulier, en 2015, le réglage d'ouverture de cette vanne avait été modifié, mais de manière erronée.

En 2015, le site de Fessenheim n'avait pas encore appliqué le programme national de maintenance préventive qui prévoit, depuis 2012 pour tous les sites et sous un délai de 72 mois, une inspection visuelle périodique de cette tuyauterie lors de son utilisation : en effet, l'exploitant n'applique pas systématiquement ses programmes de maintenance dès leur réception sur site et s'accorde des délais pour réaliser la première inspection.

Actions correctives retenues par EDF

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, EDF a identifié quatre vannes de réglage de débit du même type que celle à l'origine des incidents des 28 février et 5 mars 2015. Depuis ces incidents, EDF renforce le contrôle des opérations de maintenance de ces matériels et vérifie le comportement vibratoire des tuyauteries associées. Ainsi, après l'événement, EDF a réalisé des mesures de vibrations sur la tuyauterie d'alimentation des réservoirs ASG commune aux deux réacteurs de Fessenheim.

Position de l'IRSN

La rupture circumférentielle survenue sur une tuyauterie d'alimentation en eau de l'ASG commune aux deux réacteurs de Fessenheim n'a pas eu d'impact sur la sûreté, mais a fait l'objet d'une analyse particulière de



l'IRSN ainsi que d'un déplacement sur le site pour mieux appréhender la gestion de l'incident.

L'IRSN a constaté que la fissuration de cette tuyauterie avait pour origine de la fatigue vibratoire, due au dysfonctionnement d'une vanne

de réglage de débit, qui aurait pu être anticipée.

L'IRSN a interrogé EDF sur l'aspect potentiellement générique de cette défaillance. EDF a indiqué que seuls les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey présentaient

une configuration similaire de tuyauterie pour l'alimentation des réservoirs ASG (au Bugey, il y a 2 tuyauteries de ce type pour les 4 réacteurs à eau sous pression); EDF a alors vérifié l'état des tuyauteries concernées.

Incident de contamination radioactive d'un intervenant à la centrale du Blayais

Le 18 août 2015, le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais est à l'arrêt pour sa troisième visite décennale. Lors d'une activité de maintenance d'un échangeur implanté dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires, un travailleur d'une société prestataire a été victime d'une contamination radioactive au visage. Cette contamination a conduit à une dose excédant la limite réglementaire pour l'exposition de la peau.

Contexte

Le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais est à l'arrêt pour maintenance et rechargement de combustible dans le cadre de sa troisième visite décennale. Le 18 août 2015, lors de la préparation de la requalification d'un échangeur implanté dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires, un travailleur d'une

société prestataire de l'exploitant a été contaminé au visage.

La requalification de l'échangeur comprend le remplacement d'un joint, nécessitant la dépose et la repose du bol de l'échangeur (figure 3.4), un pré-serrage suivi de trois serrages, et un test d'étanchéité. Ce test nécessite l'introduction d'obturateurs (plaques en métal) entre les brides des tuyauteries d'arrivée et de sortie de l'échangeur.

Cet échangeur est situé dans un local contaminé: un sas en dépression est donc installé pour les entrées et les sorties des intervenants lors du chantier de requalification de l'échangeur. Le sas est équipé d'un **appareil de détection de la contamination de type MIP 10** (figure 3.7) pour détecter une éventuelle contamination des intervenants sortant du chantier. Ceux-ci opèrent avec les tenues définies dans

Appareil de détection de la contamination de type MIP 10: appareil de détection des rayonnements α , β , γ et X selon la sonde connectée et de mesure du taux de comptage des rayonnements ou du débit de dose. Cet appareil est largement utilisé dans les réacteurs à eau sous pression pour les contrôles d'absence de contamination des personnes (mains, pieds, vêtements). Conformément au référentiel de radioprotection EDF, il est systématiquement disposé dans les sas de sortie de chantier, ainsi qu'en sortie de zone contrôlée juste avant le passage par le portique C2.

Figure 3.7
Appareil de détection de la contamination MIP 10



© JEAN-MARIE HURON/SIGNATURES/IRSN

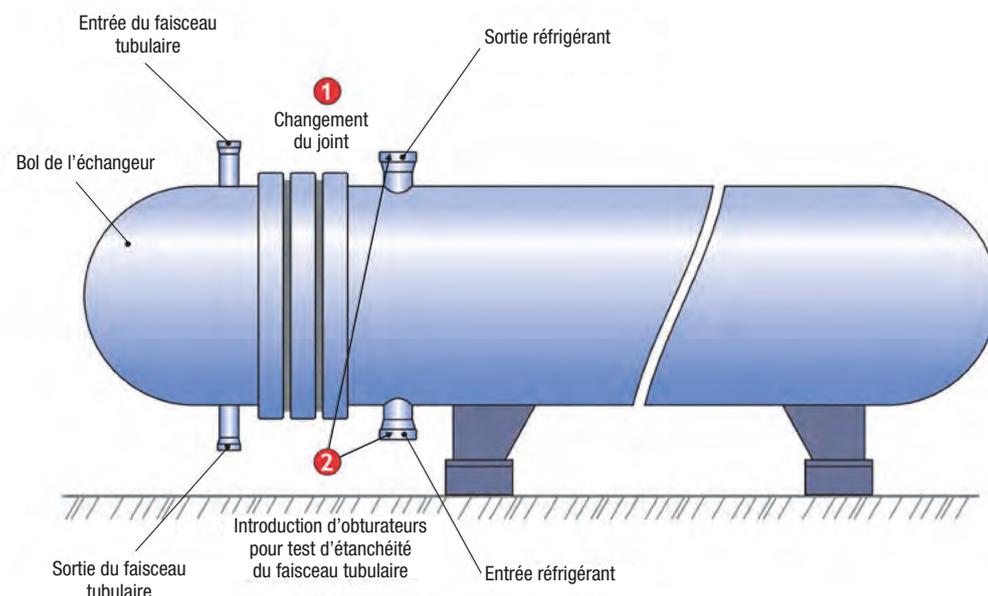


Figure 3.4
Schéma simplifié de l'échangeur

Plan de prévention : dans le cas de travaux réalisés avec le concours d'entreprises extérieures, les employeurs arrêtent un plan de prévention définissant les mesures qui doivent être prises par chaque entreprise en vue de prévenir les risques résultant de l'interférence entre les activités, les installations et les matériels (décret n° 92-158 du 20 février 1992) et dont la coordination générale incombe à l'entreprise utilisatrice. Le plan de prévention prévoit la définition des phases d'activités dangereuses et les moyens de prévention spécifiques correspondants, l'adaptation des matériels, installations et dispositifs à la nature des opérations à effectuer, les instructions à donner aux salariés, etc.

Poste de contrôle des petits objets : le contrôle des petits objets permet de rechercher une éventuelle contamination des petits matériels transportés par les opérateurs et n'ayant pas vocation à rester en zone contrôlée. Le seuil de détection est inférieur à 800 Bq équivalent cobalt 60.

Figure 3.8
Poste de contrôle des petits objets



© JEAN-MARIE HURON/SIGNATURES/IRSN

le **plan de prévention**, à savoir une tenue étanche ventilée (figure 3.5) ou une sur-tenue en Tyvek® (figure 3.6) avec sur-gants et sur-bottes; ils bénéficient de l'assistance d'un intervenant pour s'habiller et se déshabiller.

Déroulement de l'incident

Le 17 août, le joint de l'échangeur est remplacé et le pré-serrage des goujons du bol est réalisé. Une décontamination du local est effectuée afin d'améliorer les conditions d'intervention en vue des activités ultérieures.

Le matin du 18 août lors du contrôle réalisé par le service de Qualité, sûreté et prévention des risques (QSPR), une présence anormale de graisse, utilisée pour le remontage des goujons, est détectée. En début d'après-midi, l'entreprise prestataire met en place une première équipe pour nettoyer la graisse et effectuer le premier des trois serrages; cette première équipe, vêtue de tenues étanches ventilées, entre dans le sas vers 14 h 30 et en ressort vers 15 h 30, sans se contrôler à la sortie du sas avec le détecteur MIP 10.

Entre 15 h 30 et 16 h 30, le service QSPR contrôle l'état radiologique du local et, compte tenu de la diminution du niveau de contamination mesuré, autorise le remplacement de la tenue étanche ventilée par une sur-tenue en Tyvek® avec sur-gants et sur-bottes pour la poursuite du chantier. Entre 16 h 30 et



© OLIVIER SEIGNETTE/MIKAËL LAFONTAN/IRSN

Figure 3.5
Tenue étanche ventilée

17 h 30, une seconde équipe, vêtue de sur-tenues en Tyvek® avec sur-gants et sur-bottes, intervient pour réaliser les deuxième et troisième serrages du bol de l'échangeur.

Vers 17 h 30, la première équipe réintervient pour la mise en place des deux obturateurs entre les brides des tuyauteries d'arrivée et de sortie du réfrigérant de l'échangeur afin de préparer le test d'étanchéité. Vers 18 h, elle ressort du chantier, à nouveau sans se contrôler avec le détecteur MIP 10.

Vers 18 h 05, au **poste de contrôle des petits objets** (figure 3.8), l'un des intervenants de cette première équipe contrôle ses lunettes et son casque; ce contrôle révèle une contamination du casque qui est alors mis aux déchets contaminés.

Figure 3.6
Sur-tenue Tyvek®



© JEAN-MARIE HURON/SIGNATURES/IRSN

Vers 18h10, lors du contrôle au détecteur MIP 10 avant son passage au **portique C1** (figure 3.9), ce même intervenant découvre qu'il est contaminé au menton et fait appel au technicien présent du service QSPR.

Le technicien QSPR prévient l'infirmier, retire la particule et procède à une première mesure de celle-ci avec un appareil de type MPO (utilisé pour la détection et la mesure de contamination de petits objets : outils, casques, etc.) qui confirme la présence de **cobalt 60**.

L'intervenant franchit les portiques sans déclenchement et quitte les lieux de travail. Ayant des doutes sur la première mesure, le technicien QSPR procède à une seconde mesure de l'activité de la particule, selon une autre procédure, qui conclut à une activité de 640 000 Bq de cobalt 60.

Analyse de l'incident par l'exploitant

EDF a évalué la dose en retenant les hypothèses suivantes :

- une activité de 504 000 Bq, mesurée au service de santé au travail deux jours après l'événement, provenant d'une particule de taille submillimétrique de cobalt 60, vraisemblablement en **stellite** ;
- une durée d'exposition de 2 heures et 45 minutes, correspondant au temps écoulé entre la première sortie de chantier de l'intervenant vers 15h30 et le moment où la particule a été retirée vers 18h15. En effet, l'absence de contrôle de l'intervenant quand il a enlevé sa

tenue étanche ventilée lors de cette première sortie a conduit à considérer qu'il a pu se contaminer à cette occasion.

La **dose équivalente** à la peau a ainsi été évaluée par l'exploitant à 1,5 Sv, soit trois fois la limite réglementaire annuelle pour l'exposition de la peau qui est de 0,5 Sv.

EDF a souligné dans son analyse de l'événement que :

- plusieurs causes pouvaient être à l'origine de la contamination de l'intervenant : mise en œuvre inappropriée de la méthode de déshabillage, nettoyage insuffisant des outils, geste réflexe (grattage du visage...);
- les contrôles au détecteur MIP 10 en sortie de chantier n'ont pas été systématiques, ce qui constitue un écart au référentiel de radioprotection.

Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a examiné les actions réalisées par l'exploitant après la détection de la contamination de l'intervenant et a conclu à une application rigoureuse de la procédure de détection et de mesure des contaminations accidentelles. Il est à noter que cette procédure avait fait l'objet d'une mise à niveau en 2013, à la suite d'un événement analogue.

L'IRSN a confirmé par ses propres calculs l'estimation de la dose équivalente à la peau de l'intervenant. Toutefois, l'Institut a relevé que l'exploitant n'avait pas fait d'estimation de la **dose efficace** ni de la dose équivalente au cristallin, organe proche de la localisation

Stellite : les stellites sont des alliages, principalement de cobalt, possédant une grande résistance à l'usure et à la corrosion ; ils sont utilisés en particulier en recouvrement sur des paliers de pompes et des éléments des robinets des circuits de contrôle chimique et volumétrique, d'injection de sécurité et d'aspersion dans l'enceinte. Des incidents de fonctionnement (grippage de pompe par exemple) peuvent conduire à mettre dans le circuit primaire et les circuits qui lui sont connectés des particules de stellite, insolubles et généralement de taille submillimétrique. Ces particules peuvent être emportées par les flux d'eau dans les circuits et finissent par se déposer en des endroits de ces circuits s'opposant à leur libre transport par l'eau. Si une telle particule passe par le cœur, le cobalt 59 (seul isotope naturel) est activé en cobalt 60, et les dépôts constituent alors des points chauds.

Portique C1 : le portique C1 est installé entre la zone contrôlée et le vestiaire chaud, son rôle est de détecter une contamination vestimentaire ou corporelle. Il est équipé de scintillateurs NaI γ corps entier sur les parois verticales.

Figure 3.9 Portique C1



© LAURENT ZYLBERMAN/GRAPHIX-IMAGES/IRSN

“

C'est lors de la préparation du test d'étanchéité d'un échangeur dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires qu'un travailleur a été contaminé au menton par une particule de cobalt 60.

Cobalt 60 (^{60}Co) : isotope du cobalt, de période radioactive de 5 ans. Sa radioactivité est de type β (électron) et chacune de ses désintégrations s'accompagne de l'émission de deux γ (photons) d'énergie respective 1,17 MeV et 1,33 MeV, fortement pénétrants.

Dose équivalente et dose efficace : la dose équivalente à un organe est la dose (énergie par unité de masse) moyenne délivrée par un rayonnement ionisant à cet organe en tenant compte de la nature du rayonnement. La dose efficace est un indicateur de radioprotection qui prend en compte les doses équivalentes délivrées à chacun des organes du corps humain exposé à des rayonnements ionisants pondérées par la sensibilité de chaque organe aux rayonnements. La dose équivalente et la dose efficace s'expriment en sievert (Sv) ou ses sous-unités (mSv ou μSv).

“

L'absence de contrôle de sa sortie de chantier conduit à considérer qu'il a pu se contaminer lors de sa première intervention.





C'est au moment du déshabillage que le risque de transfert de particules contaminées de la tenue vers la peau est le plus élevé.

de la contamination et également soumis à une limite réglementaire d'exposition. L'IRSN a évalué la dose efficace due à la particule : elle est négligeable au regard de la dose efficace reçue par l'intervenant au cours de son intervention dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires et en tout état de cause négligeable devant la limite réglementaire annuelle pour la dose efficace, qui est de 20 mSv pour le corps entier.

Comme le montre l'analyse des événements présentée lors de

la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs du 11 juin 2015 dédiée à l'optimisation de la radioprotection (cf. chapitre 4 du présent rapport), les événements de détection de contamination après la sortie de sas de chantiers sur le parc EDF sont fréquents : des lacunes (oubli ou mauvaise réalisation du contrôle) sont constatées dans l'application du principe d'autoprotection des intervenants contre les risques de contamination.

Pour l'IRSN, EDF doit renforcer les dispositions permettant de

s'assurer de la bonne exécution des contrôles d'absence de contamination en sortie de chantier. Par ailleurs, le risque de transfert de particules contaminées de la tenue vers la peau est élevé au moment du déshabillage.

De ce fait, l'IRSN estime qu'EDF doit renforcer l'assistance de radioprotection, notamment lors du déshabillage et du retrait des tenues étanches ventilées, pour les chantiers à risque de contamination (pour en savoir plus, consulter l'avis [IRSN-2016-00271 – Observation n° 7](#)).

Refroidissement incontrôlé du réacteur n° 1 de Cattenom pendant son redémarrage

Le 28 mai 2015, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom est en phase de redémarrage à l'issue de son arrêt pour maintenance et renouvellement partiel du combustible. La puissance du réacteur est évacuée sous forme de vapeur d'eau vers l'atmosphère. L'ouverture intempestive d'une vanne d'évacuation de la vapeur provoque un refroidissement brutal du circuit primaire du réacteur conduisant à mettre en œuvre le plan d'urgence interne du site. L'IRSN a analysé l'origine et les conséquences de cette défaillance, ainsi que son caractère générique pour l'ensemble des réacteurs.

Le système d'évacuation de la vapeur

Lorsque la température et la pression du circuit primaire sont suffisamment élevées, la puissance du réacteur est évacuée par les générateurs de vapeur (GV) sous forme de vapeur d'eau produite dans le circuit secondaire. Cette vapeur est dirigée vers la turbine (figure 3.10) lorsque le réacteur est connecté au réseau électrique.

Lorsque le réacteur n'est pas connecté au réseau, la vapeur n'alimente pas la turbine et est dirigée :

➤ vers l'atmosphère (via le système GCTa de contournement de la

turbine vers l'atmosphère) ; c'est le cas lors des phases d'arrêt et de démarrage du réacteur, le refroidissement du réacteur étant assuré par le **système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG)** ;

➤ vers le condenseur (via le système GCTc de contournement de la turbine vers le condenseur), lorsque la puissance à évacuer dépasse la capacité de refroidissement du système ASG.

Le système GCTa qui permet de contourner la turbine et de diriger la vapeur, non radioactive, vers l'atmosphère comprend deux vannes positionnées en série sur une tuyauterie reliant la

ligne d'évacuation de la vapeur de chaque GV à l'atmosphère (figure 3.10).

La première vanne est une vanne d'isolement, dont la position (ouverte ou fermée) est contrôlée depuis la salle de commande du réacteur par un servomoteur électrique. En fonctionnement normal, cette vanne est ouverte.

La seconde vanne est une vanne de régulation alimentée en air comprimé. La consigne de position de cette vanne provient du système de contrôle-commande du réacteur (contrôle automatique) ou de la salle de commande (contrôle manuel). Elle est transmise électriquement jusqu'au positionneur. Le positionneur convertit le signal électrique en signal pneumatique

Le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) assure le refroidissement du réacteur en cas d'indisponibilité du circuit normal d'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Il est également utilisé en fonctionnement normal, lors des périodes de démarrage et d'arrêt du réacteur.

- 1
- 2
- 3
- 4

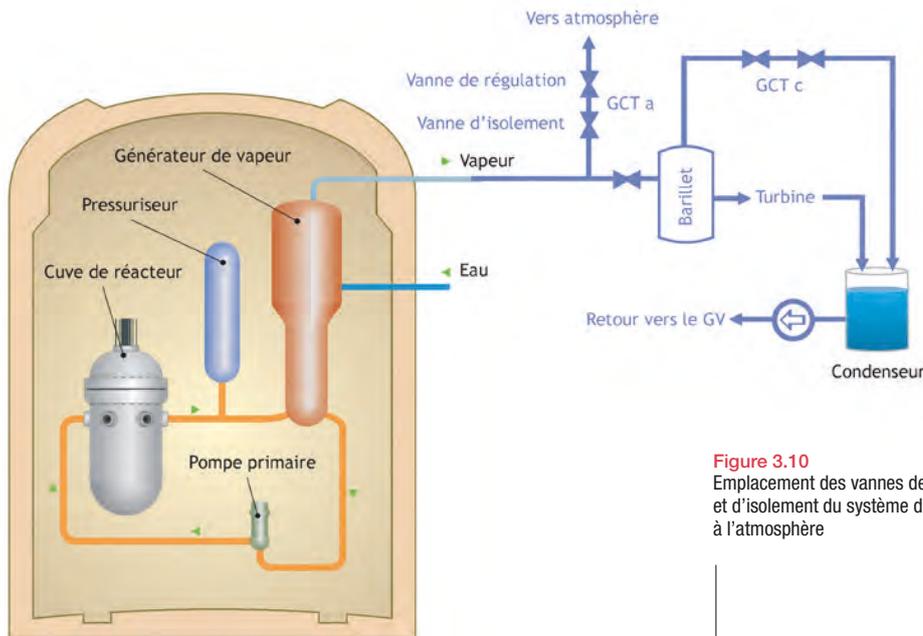


Figure 3.10
Emplacement des vannes de régulation et d'isolement du système de décharge à l'atmosphère

pour faire déplacer la tige de l'actionneur et ouvrir ou fermer la vanne de décharge à l'atmosphère du circuit secondaire principal, ce qui assure la régulation de la pression de la vapeur (figure 3.11).

Déroulement de l'incident

Le 28 mai 2015, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Cattenom est en phase de redémarrage après un arrêt programmé pour le rechargement du combustible. L'ouverture intempestive de la vanne de régulation du système de contournement de la turbine vers l'atmosphère du générateur de vapeur n° 1 provoque un rejet

de vapeur d'eau dans l'environnement et un refroidissement brutal de l'eau du circuit primaire. Ce refroidissement conduit à une contraction (diminution) du volume d'eau contenu dans le circuit, ce qui provoque alors une baisse de pression.

Deux minutes après l'ouverture intempestive de la vanne de régulation, les premières alarmes apparaissent en salle de commande, alertant les opérateurs d'un niveau d'eau anormalement bas dans le pressuriseur. Une telle situation requiert l'application des procédures de conduite incidentelle et accidentelle. L'atteinte du seuil de

La **différence de pression** entre le circuit primaire (encore sous pression) et la partie secondaire du générateur de vapeur (dont la pression diminue rapidement) conduit à une augmentation des **contraintes mécaniques**. La résistance des générateurs de vapeur à de telles contraintes est testée lors des épreuves hydrauliques périodiques. Lors de ces épreuves, des contrôles sont réalisés afin de vérifier que le différentiel de pression n'engendre pas de déformations permanentes des structures internes ou des fissurations des tubes susceptibles de générer des fuites d'eau primaire radioactive dans la partie secondaire (non radioactive) du générateur de vapeur.

“ L'ouverture intempestive d'une vanne de régulation du système de contournement de la turbine vers l'atmosphère provoque un refroidissement brutal du circuit primaire.

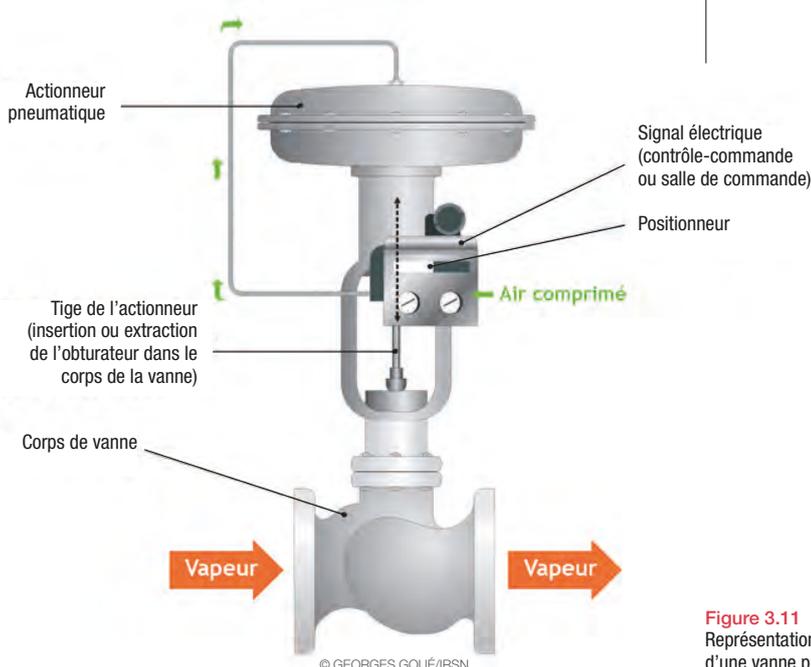


Figure 3.11
Représentation schématique d'une vanne pneumatique et du positionneur



Les procédures de conduite incidentelle et accidentelle demandent le déclenchement du plan d'urgence interne et les centres de crise de l'ASN et de l'IRSN ont été créés.

Un matériel reconditionné est un matériel neuf dont le constructeur remplace en usine les pièces sujettes au vieillissement (carte électronique, joint...) par des pièces neuves.



La défaillance d'une carte électronique est à l'origine de l'ouverture intempestive de la vanne de régulation.

Le plan d'urgence interne (PUI), établi par l'exploitant d'une installation nucléaire de base, définit l'organisation interne à l'installation ainsi que les moyens particuliers à mettre en place en cas de situation accidentelle.

très bas niveau d'eau dans le GV n° 1, résultant du débit de vapeur allant à l'atmosphère par la vanne de régulation du GCTa (en position ouverte), provoque l'arrêt automatique du réacteur. De l'eau borée est alors automatiquement injectée dans le circuit primaire et l'enceinte de confinement est isolée.

L'ouverture de la vanne de régulation a provoqué un relâchement important de vapeur d'eau dans l'atmosphère. Cette vapeur provenant du circuit secondaire et n'étant donc pas radioactive, aucune augmentation de la radioactivité n'a été mesurée sur le site et dans l'environnement de la centrale.

Gestion de l'incident

En complément de ces actions automatiques, les opérateurs appliquent les consignes de conduite incidentelle et accidentelle. Vingt-cinq minutes après l'ouverture intempestive de la vanne de régulation, les opérateurs ferment la vanne d'isolement du GCTa du générateur de vapeur n° 1 depuis la salle de commande. Le refroidissement incontrôlé du circuit primaire est alors interrompu.

Compte tenu des paramètres thermohydrauliques du réacteur, les procédures de conduite incidentelle et accidentelle imposent le déclenchement du **plan d'urgence interne (PUI)** : l'ASN et l'IRSN sont alertés et mobilisent leurs équipes de crise. Le PUI est finalement levé quelques heures après l'ouverture de la vanne.

Le repli du réacteur s'est poursuivi jusqu'au lendemain pour atteindre un état dans lequel le refroidissement du réacteur est assuré par le système de refroidissement à l'arrêt et non plus par les générateurs de vapeur.

À l'issue du repli du réacteur, EDF a réalisé des contrôles qui n'ont mis en évidence aucune détérioration du générateur de vapeur, malgré les **contraintes mécaniques** engendrées, et a procédé au remplacement du positionneur par un matériel de nouvelle génération.

Origine de la défaillance

Les expertises réalisées par EDF ont mis en évidence une défaillance de la carte électronique du positionneur ; le type de positionneur incriminé équipe les vannes de régulation du GCTa des réacteurs de Fessenheim, des paliers CPY et 1300 MWe depuis le début des années 2000. Pendant l'arrêt du réacteur n° 1 de Cattenom en 2015, le positionneur à l'origine de l'événement avait été remplacé par un **matériel reconditionné**. Les essais de bon fonctionnement de la vanne réalisés après le remplacement s'étaient tous révélés satisfaisants.

Analyse de l'IRSN

L'ouverture intempestive de la vanne de régulation du système GCTa n'a pas eu d'impact ni sur la sûreté de l'installation ni sur l'environnement ; elle constitue toutefois un événement significatif qui a fait l'objet d'une analyse particulière de l'IRSN.

Suite à cet événement, l'IRSN a dressé un bilan des dysfonctionnements recensés par EDF sur le parc nucléaire concernant ce type de positionneur pendant les trois dernières années. Parmi la quinzaine de défaillances identifiées, certaines étaient dues à un phénomène générique de vieillissement pouvant compromettre la manœuvrabilité de la vanne de régulation, d'autres à des dérives ou à des instabilités du signal du positionneur pouvant conduire à un mauvais positionnement des vannes. Toutefois, aucune de ces défaillances n'a provoqué une ouverture complète et intempestive comme celle observée pour le réacteur n° 1 de Cattenom.

En juillet 2015, un problème similaire a affecté le réacteur n° 2 de Chinon B (blocage en position fermée de la vanne de régulation du système GCTa) dont l'origine a été attribuée à une défaillance de la carte électronique du positionneur.

À l'issue de son analyse, l'IRSN a estimé qu'EDF devait prendre des dispositions visant à fiabiliser les positionneurs concernés des réacteurs en exploitation. À cet égard, il faut rappeler que, compte tenu de leur obsolescence, ces positionneurs numériques sont progressivement remplacés par des positionneurs numériques plus récents de même marque (pour en savoir plus, [consultez l'avis IRSN 2015-00221](#)).



Réparation d'assemblages de combustible à la centrale de Nogent-sur-Seine

Les assemblages de combustible peuvent se déformer lors du fonctionnement du réacteur ce qui peut conduire, en cas d'arrêt automatique du réacteur, à allonger le temps de chute des grappes de commande, voire à empêcher leur chute complète. Cette situation, qui a affecté le réacteur n° 2 de la centrale de Nogent-sur-Seine, a amené EDF à réaliser en 2015 une opération inédite de réparation de deux assemblages en cours de cycle afin de garantir la fonctionnalité de l'arrêt automatique du réacteur jusqu'à son arrêt prévu pour le rechargement du combustible.

Déformations des assemblages de combustible: suivi en exploitation et incidence sur la sûreté

Les assemblages de combustible (figure 3.12) peuvent se déformer latéralement durant leur séjour en réacteur sous l'effet des contraintes hydrauliques et mécaniques, de l'irradiation et de la température (supérieure à 300 °C).

Une déformation trop importante des assemblages de combustible peut ralentir l'insertion des grappes de commande dans le cœur, voire empêcher leur insertion complète. Or en cas de besoin, la chute rapide des grappes de commande et leur insertion complète dans le cœur d'un réacteur sont requises pour assurer les fonctions de sûreté (maîtrise de la réactivité/arrêt de la réaction nucléaire).

Des mesures de temps de chute des grappes de commande permettent de vérifier périodiquement le respect des hypothèses retenues dans la démonstration de sûreté (valeurs limites). EDF réalise ces mesures en début et en fin de cycle d'irradiation*.

Depuis une quinzaine d'années, un outil spécifique permet à l'exploitant, sur des réacteurs « témoins », de mesurer les déformations latérales des assemblages à chaque déchargement. Cet examen est effectué pendant le transfert des assemblages vers la piscine de désactivation.

Chronologie des événements survenus à Nogent-sur-Seine

Depuis 2012, EDF a constaté une évolution significative des déformations latérales des assemblages de combustible du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent-sur-Seine. La situation particulière de ce réacteur s'explique par le passage de cette tranche en gestion de combustible GALICE*.

La gestion GALICE se caractérise en effet par un plan de positionnement des assemblages de combustible spécifique et un nombre d'assemblages de combustible neufs introduits à chaque recharge plus faible que pour la gestion GEMMES mise en œuvre dans tous les autres réacteurs de 1300 MWe. Ces deux particularités permettent d'expliquer la dégradation notable du comportement du cœur. La conséquence de cette situation est qu'EDF a, en définitive, renoncé à

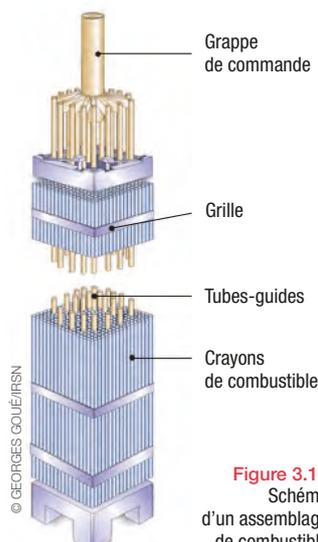


Figure 3.12
Schéma d'un assemblage de combustible



Les assemblages de combustible peuvent se déformer latéralement sous l'action des contraintes qui s'exercent sur eux lors du fonctionnement du réacteur.

Un assemblage de combustible se compose de 264 crayons de combustible, d'une hauteur de l'ordre de quatre mètres et d'un diamètre de l'ordre du centimètre. Ces crayons s'insèrent dans une structure, appelée communément « squelette ». Cette structure est constituée de huit ou neuf grilles qui assurent l'espacement des crayons et qui sont solidaires de 24 tubes-guides dans lesquels peuvent s'insérer les crayons absorbants d'une grappe de commande.



Une déformation importante des assemblages de combustible peut conduire à allonger le temps de chute des grappes de commande dans le cœur, voire à empêcher leur chute complète.

L'insertion des grappes de commande dans environ un tiers des assemblages du cœur permet d'arrêter la réaction nucléaire.

8. Un cycle d'irradiation est la période de fonctionnement du réacteur comprise entre deux arrêts pour rechargement partiel du combustible. Un cycle dure de 12 à 18 mois selon le réacteur.

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

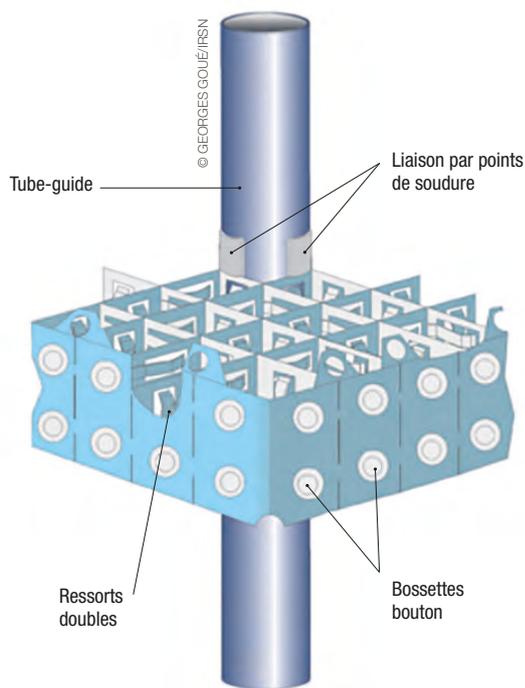


Figure 3.13
Schéma d'une partie d'une grille d'un assemblage de combustible (une grille est constituée de 17 cellules x 17 cellules)

Le **resquelettage d'un assemblage** consiste à transférer un par un les crayons de combustible d'un assemblage dont la structure est déformée dans une structure neuve ou « squelette ». Cette opération est réalisée à l'aide d'une pince qui descend au travers des cellules de grilles (figure 3.13) du squelette neuf, positionné dans un caisson placé au-dessus de l'assemblage déformé (figure 3.14), pour saisir l'extrémité supérieure des crayons de combustible de l'assemblage déformé positionné dans le caisson inférieur (figure 3.14) et qui, en remontant, tire les crayons dans la structure neuve. L'assemblage supérieur est l'assemblage reconstitué.

Figure 3.14
Schéma du dispositif de resquelettage STAR

poursuivre la mise en œuvre de la gestion GALICE (pour le réacteur n° 2 de Nogent-sur-Seine, le seul utilisant cette gestion).

Ceci a conduit EDF à proposer en 2013 une évolution de la conception des tubes-guides (augmentation de leur épaisseur et changement de matériau) afin de limiter les déformations. Malgré la mise en place de ces évolutions, l'IRSN a estimé qu'il était nécessaire, compte tenu des déformations constatées, qu'EDF réalise un suivi renforcé des temps de chute de grappe via la réalisation d'essais complémentaires en milieu de cycle (*cf. le rapport public REP 2013 – pages 48-51*).

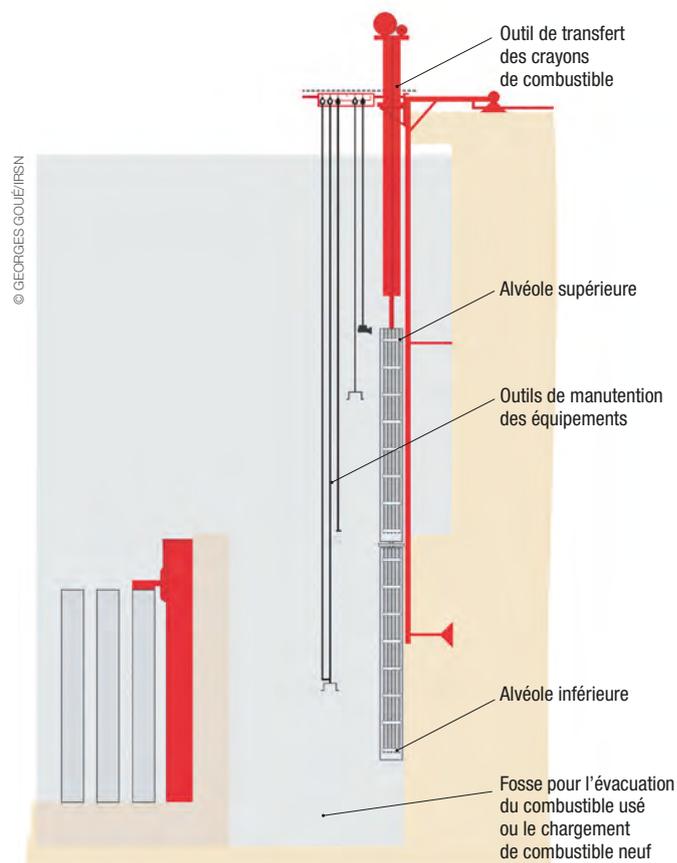
En 2014, lors de ces essais complémentaires réalisés au cours du 19^e cycle du réacteur, certaines mesures de temps de chute ont atteint les valeurs limites : dans ce cas, l'exploitant doit procéder à des essais mensuels pour s'assurer que le phénomène de déformation des assemblages ne remet pas en cause la disponibilité de l'arrêt automatique du réacteur. Du fait des augmentations notables des temps

de chute de certaines grappes au cours du cycle et de l'insertion incomplète de cinq grappes, EDF a décidé d'arrêter le réacteur trois mois avant la date d'arrêt prévue et de décharger le cœur.

Au cours du 20^e cycle, la surveillance renforcée des assemblages du réacteur n° 2 de Nogent-sur-Seine a mis en évidence à nouveau l'insertion incomplète d'une grappe de commande. Cet événement est intervenu en mars 2015 alors que l'arrêt du réacteur pour remplacement du combustible n'était programmé qu'en septembre 2015. EDF a décidé de procéder à un arrêt en cours de cycle d'irradiation pour « réparer » deux assemblages très déformés afin de prévenir des anomalies de temps de chute durant la seconde partie de ce 20^e cycle.

Opération inédite de « resquelettage » en cours de cycle

Pour réaliser l'opération de « resquelettage », EDF a déchargé les deux assemblages déformés. En préalable, il avait déchargé

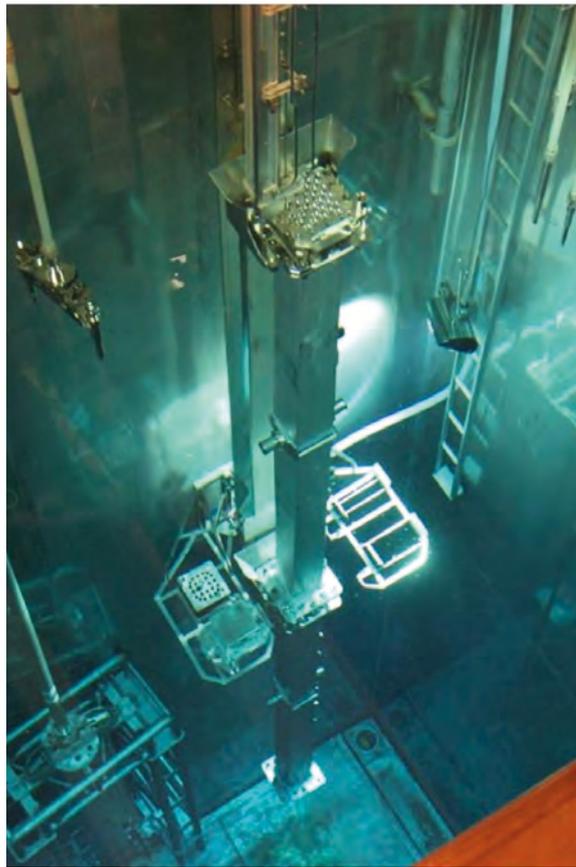




deux assemblages voisins afin d'augmenter l'espacement entre assemblages pour faciliter le retrait des deux assemblages déformés. Cette procédure a permis de limiter les opérations de manutention d'assemblages qui comportent toujours des risques d'endommagement des grilles; le reste du cœur est resté en place.

EDF a ensuite réalisé une opération inédite de « **resqueletage d'assemblage** » qui consiste en un transfert des 264 crayons de combustible d'un assemblage déformé dans une structure d'assemblage neuve, ne présentant pas de déformation.

Cette opération a été réalisée dans la piscine de désactivation du bâtiment du combustible à l'aide d'un outillage spécifique, dénommé STAR (figure 3.15). Les assemblages ont ensuite été rechargés dans le cœur à leur position initiale. Cette opération a duré quelques jours.



© EDF



EDF a procédé à une opération inédite en cours de cycle du réacteur n° 2 de Nogent-sur-Seine en remplaçant les « squelettes » déformés de deux assemblages par des « squelettes » neufs.

Figure 3.15
Dispositif de resqueletage STAR en place dans la piscine du bâtiment du combustible

Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a analysé les conditions de redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent-sur-Seine pour la seconde partie du 20^e cycle suite à cet arrêt inhabituel pour déchargement-rechargement partiel en cours de cycle. L'IRSN a demandé que des essais de temps de chute de grappes réguliers, d'une périodicité maximale de 60 jours, soient réalisés afin de s'assurer du respect des valeurs limites et de l'absence de blocage de celles-ci jusqu'à la fin du 20^e cycle.

L'IRSN a également considéré nécessaire la réalisation d'une **carte de flux** à un faible niveau de puissance du réacteur, de 6 à 8 % de sa puissance nominale, dans le but de s'assurer de la conformité du cœur après l'opération de rechargement.

Aucun dépassement des valeurs limites ni aucun blocage de grappes n'ont été constatés durant la seconde partie du 20^e cycle lors des quatre essais de temps de chute après le rechargement des deux assemblages resquelettés.

Par ailleurs, l'IRSN réalise des études pour mieux appréhender le phénomène de déformation excessive des assemblages et son impact sur la sûreté. En outre, il a demandé à EDF, dans le cadre du réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, de prendre en compte ce phénomène dans la démonstration de sûreté.

Réaliser une **carte de flux** consiste à mesurer le flux neutronique par l'insertion de chambres à fission dans un certain nombre d'assemblages de combustible. De cette mesure est déduite la distribution de puissance en trois dimensions à l'intérieur du cœur.

4



Évolutions significatives

Réacteurs de 900 MWe: orientations
du réexamen périodique associé
aux quatrièmes visites décennales

Optimisation de la radioprotection
des travailleurs dans les centrales nucléaires

Maîtrise des activités sous-traitées
dans les réacteurs en exploitation

Les réacteurs nucléaires français font l'objet de modifications ou d'évolutions tout au long de leur exploitation, notamment dans l'objectif d'améliorer de façon continue leur niveau de sûreté.

Des avancées des connaissances scientifiques et techniques, des faiblesses détectées ou des leçons tirées du retour d'expérience d'exploitation, un environnement ou une réglementation qui évolue, des impératifs économiques..., autant de facteurs qui vont conduire à faire évoluer une centrale nucléaire ou ses modalités d'exploitation.

Les réexamens périodiques réalisés tous les dix ans conformément à l'article L. 593-18 du code de l'environnement sont un des cadres privilégiés pour mettre en œuvre de telles évolutions.

En effet, ces réexamens périodiques sont associés à la préparation des arrêts des réacteurs nucléaires pour visite décennale d'une durée longue, au cours desquels sont réalisés, par exemple, des remplacements d'équipements lourds ou des modifications importantes des installations.

Avant leur définition précise et leur mise en place, certaines évolutions ou modifications peuvent nécessiter plusieurs années de réflexions et d'études, durant lesquelles l'IRSN analyse les dossiers transmis par EDF. D'autres évolutions ou modifications nécessitent toutefois une mise en œuvre plus rapide selon un calendrier approprié.



Réacteurs de 900 MWe: orientations du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales

EDF souhaite poursuivre l'exploitation des trente-quatre réacteurs français de 900 MWe, mis en service de 1977 à 1987, au-delà de quarante ans (durée retenue pour la conception de certains ouvrages et équipements).

Dans ce cadre, EDF a présenté les orientations du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales, que l'IRSN a examinées au regard des objectifs fixés par l'ASN en 2013. L'IRSN a souligné l'ampleur inédite du programme de réexamen dont la mise en œuvre et l'aboutissement seront menés dans des délais contraints; la première visite décennale d'un réacteur dans le cadre de ce réexamen périodique est en effet prévue mi-2019 (Tricastin 1).

En quoi consiste le réexamen périodique ?

Un réexamen périodique consiste en :

- › un examen de conformité de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation en vigueur afin de traiter d'éventuels écarts ;
- › une réévaluation de sûreté dont l'objectif est d'améliorer le niveau de sûreté des installations notamment en rapprochant, autant que faire se peut, le niveau de sûreté des réacteurs les plus anciens de celui des réacteurs les plus récents ;
- › la mise en œuvre des améliorations matérielles et documentaires résultant de la réévaluation de sûreté à l'occasion des **visites décennales (VD)**.

Les réacteurs de 900 MWe

Les trente-quatre réacteurs français de 900 MWe ont été mis en service de 1977 à 1987 selon une programmation en trois phases regroupant des réacteurs de caractéristiques similaires.

Dans un souci de standardisation, EDF a commandé à Framatome des chaudières nucléaires de 900 MWe par « Contrat programme » (CP) :

› le CP1, lancé en 1974, comprend 18 réacteurs installés au Tricastin, à Dampierre-en-Burly, au Blayais et à Gravelines ;

› le CP2, lancé en 1976, comprend 10 réacteurs installés à Saint-Laurent-des-Eaux, à Chinon et à Cruas.

En préalable à ce « Contrat programme », la construction de 6 réacteurs (4 au Bugey et 2 à Fessenheim) avait été engagée à partir de 1971. Ces 6 réacteurs constitueront *a posteriori* le palier dit CPO.

Les orientations du réexamen périodique VD4

En septembre 2010, EDF a présenté le programme d'orientations concernant l'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans, durée initialement retenue pour la conception de certains ouvrages et équipements. L'IRSN a analysé ce programme et a présenté ses conclusions lors de deux réunions du **groupe permanent pour les réacteurs nucléaires (GPR)** en janvier 2012. Sur la base de cet examen, l'ASN a fixé en juin 2013 les objectifs à retenir pour les prochains réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe (VD4-900) et de 1 300 MWe en vue de leurs quatrièmes visites décennales.

Cadre réglementaire du réexamen périodique

Conformément aux textes réglementaires, l'exploitant d'une installation nucléaire de base doit procéder, tous les dix ans, au réexamen périodique de son installation en prenant en compte notamment les meilleures pratiques internationales, le retour d'expérience d'exploitation, les nouvelles connaissances...

Toutefois, la loi prévoit qu'une périodicité différente peut être fixée si les particularités de l'installation le justifient.

Qu'est-ce qu'une visite décennale (VD) ?

Périodiquement, les centrales nucléaires font l'objet d'« arrêts de tranche » pour remplacer (partiellement) le combustible utilisé et procéder à des opérations de contrôle et de maintenance sur des parties de l'installation qui ne sont normalement pas accessibles pendant le fonctionnement.

Tous les dix ans d'exploitation, la réglementation française impose une série de contrôles et d'épreuves aux équipements de la chaudière nucléaire, qui sont réalisés lors d'un arrêt dédié d'une durée de l'ordre de trois mois, appelé « visite décennale » (VD).

Le groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires (GPR) est sollicité par l'ASN pour émettre des avis et des recommandations dans le domaine de la sûreté des réacteurs électronucléaires ou de recherche, sur la base d'une expertise menée par l'IRSN.



EDF a présenté fin 2013 les orientations du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe.



L'IRSN a estimé que les orientations du réexamen périodique associées aux VD4-900 étaient ambitieuses et d'ampleur inédite, mais que certains points nécessitaient encore des améliorations.

Objectifs pour les VD4-900

Les objectifs fixés par l'ASN concernent :

- › la maîtrise de la conformité des installations et son maintien dans le temps en tenant compte des effets du vieillissement. Ceci nécessite des actions particulières d'EDF concernant, d'une part l'étendue de la vérification sur le terrain de la conformité des installations, d'autre part la résorption de tous les écarts et anomalies au plus tard lors des VD4. La connaissance des mécanismes de vieillissement, avec une attention particulière portée sur les éléments non remplaçables que sont les cuves et les enceintes, doit être approfondie (pour en savoir plus sur le vieillissement, voir [le Rapport public REP 2011 – pages 58 à 63](#)).
- › l'amélioration de la sûreté des installations pour atteindre un niveau de sûreté comparable à celui retenu pour le réacteur nucléaire de 3^e génération en cours de construction à Flamanville (*European Pressurized water Reactor*: EPR). Ceci requiert des modifications pour limiter les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, pour prévenir et limiter les conséquences des accidents avec fusion du cœur (accidents graves) et pour renforcer la sûreté du combustible utilisé entreposé.

Pour répondre à ces objectifs, EDF a présenté fin 2013 les orientations du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe.

Analyse des orientations du réexamen périodique associé aux VD4-900

L'IRSN a examiné les orientations présentées par EDF au regard des objectifs de l'ASN, notamment en termes de maîtrise du vieillissement ainsi que d'améliorations de la sûreté, et a présenté son expertise aux membres du GPR début avril 2015 (lire [la position de l'IRSN dans l'avis n° 2015-00098](#)).

Dans le cadre de cet examen, l'Institut a noté qu'EDF s'était engagé à démontrer sa capacité à maîtriser et à maintenir dans le temps la conformité de ses installations. L'IRSN a également souligné que le renforcement de la prévention des accidents étudiés au titre du réexamen VD4-900 ainsi que les dispositions issues des études complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de la centrale japonaise de Fukushima-Daiichi, déployées à cette occasion, permettraient d'améliorer de manière significative la robustesse des installations aux agressions extrêmes et à certaines situations accidentelles.

L'IRSN a estimé que les orientations du réexamen périodique associées aux VD4-900 étaient ambitieuses et d'ampleur inédite : elles portent sur une cinquantaine de sujets techniques et visent une amélioration importante de la sûreté. Toutefois, l'IRSN a constaté que certains points nécessitaient des améliorations, notamment :

- › les contrôles proposés pour s'assurer de la conformité des installations et de son maintien dans le temps ;
- › la démarche de prise en compte, dans la démonstration de sûreté des réacteurs en exploitation, des accidents retenus à la conception du réacteur EPR de Flamanville 3 ;
- › la sûreté de l'entreposage du combustible utilisé dans les piscines ;
- › certaines hypothèses retenues pour l'étude des agressions (notamment les niveaux d'aléas) et l'étude des risques de collision et de chute de charge dans le bâtiment du réacteur ;
- › la prise en compte des dimensions organisationnelles et humaines lors de la conception des modifications de l'installation ou du référentiel d'exploitation.

L'IRSN a également considéré que des sujets relatifs à la conception de systèmes importants pour



la sûreté ou intervenant dans la maîtrise de certains risques méritaient un complément d'analyse, qu'EDF s'est engagé à mener dans le cadre du réexamen périodique VD4-900.

Enfin, l'IRSN a estimé que l'instruction devait se poursuivre afin de statuer sur la suffisance des orientations retenues pour les risques relatifs à l'incendie et à l'explosion. En outre, la sélection des agressions externes – autres que le séisme –

qui pourraient faire l'objet d'une évaluation probabiliste nécessite un examen complémentaire.

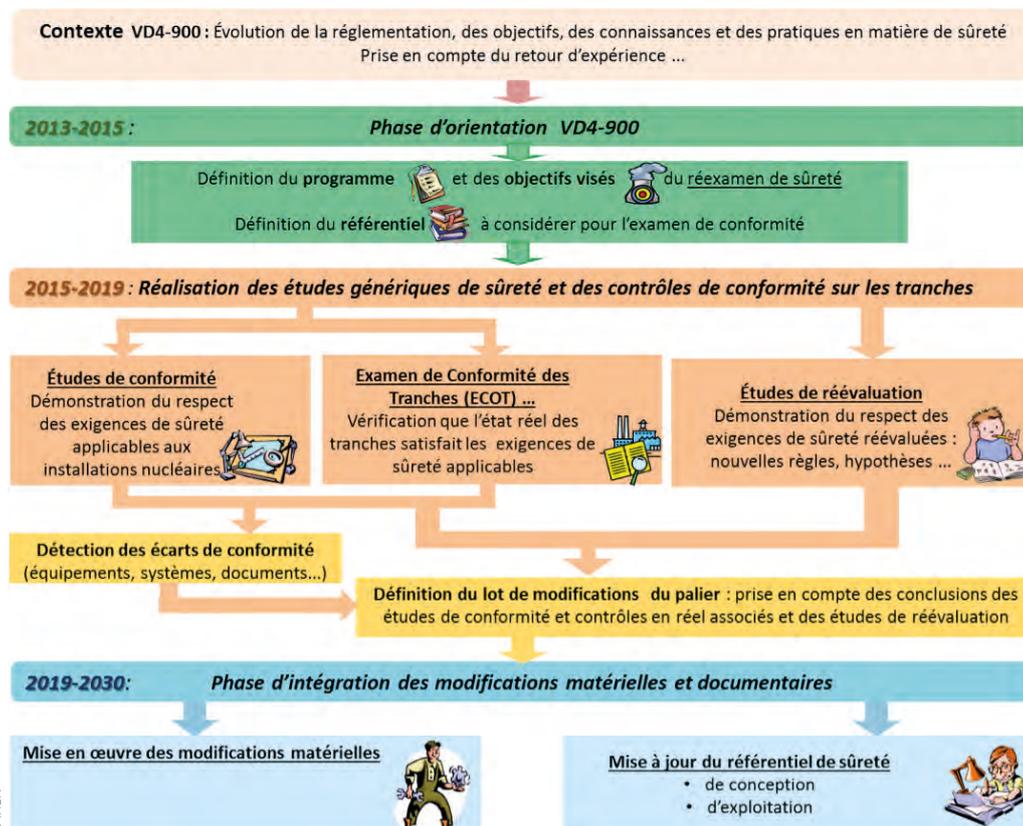
Conclusion

Les quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe se dérouleront de 2019 à 2030 avec la première visite prévue mi-2019 (Tricastin 1) : l'ampleur de ce réexamen est inédite. La réalisation des études associées, leur expertise et la mise en œuvre des modifications

seront menées dans des délais particulièrement contraints.

L'IRSN examinera le bilan des études réalisées par EDF sur la base des orientations retenues pour ce réexamen après son instruction. Le déploiement des dispositions issues de ces études sera ensuite examiné réacteur par réacteur, à l'issue de chaque quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MWe (figure 4.1).

Figure 4.1
Application de la démarche générale du réexamen périodique au réexamen VD4-900



Les quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe se dérouleront de 2019 à 2030 avec la première visite prévue mi-2019 à Tricastin 1.

Optimisation de la radioprotection des travailleurs dans les centrales nucléaires

EDF met en œuvre, depuis de nombreuses années, une démarche d'optimisation de la radioprotection dans tous ses sites nucléaires. Dans le cadre de l'extension de la durée de fonctionnement de ses réacteurs et de l'augmentation associée du volume de travaux entraînant une hausse de la dose collective dans les prochaines années, EDF a défini une stratégie comprenant de nouvelles dispositions (organisationnelles et techniques) afin de maîtriser, dans les années à venir, la hausse de la dose collective des travailleurs. L'IRSN a analysé l'adéquation et la suffisance de ces nouvelles dispositions.

La dose collective correspond à la somme des expositions individuelles aux rayonnements ionisants reçues par les travailleurs sur une période donnée.



Le projet d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs implique une augmentation du volume de la maintenance et des travaux avec un accroissement de la dose collective reçue par les intervenants si aucune optimisation n'est mise en place.

La démarche ALARA « *As low as reasonably achievable* » vise à optimiser la radioprotection des travailleurs : l'exposition des personnes aux rayonnements ionisants résultant d'une activité ou d'une intervention doit être maintenue au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre, compte tenu de l'état des connaissances techniques, des facteurs économiques et sociaux.



La stratégie d'EDF d'optimisation de la radioprotection des travailleurs s'appuie sur des dispositions organisationnelles et techniques.

EDF déploiera de nombreuses modifications sur le parc en exploitation dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement de ses réacteurs. Les travaux associés à ces modifications se dérouleront aussi bien dans la partie conventionnelle de l'installation que dans l'îlot nucléaire et donc, pour certains, en contact avec des matériels véhiculant des fluides radioactifs.

Ce projet implique une augmentation du volume de la maintenance et des travaux réalisés lors des arrêts de réacteur pour rechargement avec un accroissement de la dose collective reçue par les intervenants si aucune optimisation n'est mise en place.

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des dispositions d'optimisation spécifiques à chaque chantier conformément à la démarche ALARA.

Afin de poursuivre cette optimisation dans les prochaines années, EDF a prévu de déployer des dispositions techniques complémentaires, testées sur certains réacteurs, et des dispositions organisationnelles.

L'IRSN a analysé les dispositions proposées par EDF pour optimiser la radioprotection des travailleurs dans les centrales nucléaires et a présenté en juin 2015 ses conclusions aux membres du groupe permanent chargé des réacteurs.

Dispositions organisationnelles

Le processus d'optimisation de la radioprotection s'applique à toutes les phases des interventions de maintenance ou de modification : préparation, réalisation et capitalisation du retour d'expérience. À l'échelle du parc nucléaire, EDF a mis en place plusieurs actions d'animation contribuant au maintien d'une dynamique de mise en œuvre de la démarche ALARA. L'IRSN a estimé que ces actions prises au niveau national étaient satisfaisantes.

EDF a par ailleurs proposé les dispositions complémentaires qui suivent pour les différentes phases des interventions.

Phase de préparation : la réussite de l'optimisation repose sur une bonne coordination et une bonne communication, d'une part entre les différentes entités d'EDF, d'autre part entre EDF et les entreprises prestataires qui interviennent dans la radioprotection dès la phase de préparation.

À cet effet, EDF a proposé une nouvelle organisation, dans le cadre de la préparation des arrêts pour le rechargement des réacteurs, consistant en des revues « logistique et prévention des risques ». Ces revues ont pour objectif d'identifier le plus tôt possible les enjeux de radioprotection et les besoins matériels nécessaires à la radioprotection des travailleurs.

Lors de son examen, l'IRSN a estimé que les prestataires devaient être informés des travaux prévus, en préalable aux arrêts liés aux visites décennales des réacteurs, afin de permettre l'anticipation des commandes et une préparation adéquate pour la réalisation des chantiers (enjeux radiologiques, volume d'activités).

Phase de réalisation: dans la perspective des visites décennales, EDF met en place une nouvelle fonction de responsable de zone, à l'interface des domaines de la logistique de chantier et de la prévention des risques. L'IRSN a estimé qu'EDF devait toutefois s'assurer que la mise en place de la fonction de responsable de zone permettait effectivement d'améliorer la maîtrise des risques radiologiques. EDF s'est engagé à établir un retour d'expérience sur l'année 2015 de la campagne d'arrêts pour rechargement des réacteurs pour la fonction de responsable de zone et des interfaces avec les personnels de radioprotection. Par ailleurs, EDF a défini un cursus de professionnalisation de ces agents qui devra intégrer une clarification de leurs interfaces avec les personnels déjà en place dans le champ de la radioprotection.

Phase de capitalisation du retour d'expérience (REX): l'analyse du REX en matière de radioprotection des événements des réacteurs d'EDF met en évidence l'existence de situations à risque, que ce soit lors de certaines configurations pendant les arrêts pour rechargement des réacteurs ou lors des interventions elles-mêmes. Ces situations à risque sont correctement intégrées dans le cadre de la préparation de chaque intervention.

En revanche, l'examen du REX montre qu'elles mériteraient une prise en compte plus globale dans le cadre de la préparation de l'arrêt du réacteur. À cet égard, l'IRSN souligne que la nouvelle organisation mise en place par EDF, prévoyant une analyse des risques de radioprotection pour le projet d'arrêt pour rechargement en complément de celles réalisées pour les différentes interventions prévues, représente une première ligne de défense pour intégrer les situations à risque.

Dans le cadre de son examen, l'IRSN a également constaté que l'analyse des écarts entre les doses individuelles reçues et celles prévisionnelles pour une intervention n'est réalisée que si un écart significatif est observé sur la dose collective. L'IRSN a estimé que l'analyse du retour d'expérience d'une intervention sous l'angle de la radioprotection devait aussi être réalisée sur un critère d'écart de dose individuelle, indépendamment de la dose collective.

Dispositions techniques

Actions préventives pour la maîtrise du « terme source »
EDF a mis en œuvre différentes dispositions pour limiter le « **terme source** » :

- des dispositions pour limiter la présence de **produits de corrosion activés** au sein de l'eau du circuit primaire, avec notamment l'injection de zinc dans le circuit primaire et l'utilisation de matériaux à teneur basse en cobalt. En effet, l'injection de faibles quantités de zinc dans l'eau du circuit primaire permet, entre autres, de diminuer le terme source en produits de corrosion activés ;
- une modification qui augmente le débit de circulation dans le circuit primaire afin de purifier plus rapidement l'eau du circuit primaire en phase d'arrêt du réacteur. Cette modification permet d'atteindre plus rapidement le critère d'**activité volumique** de l'eau du circuit primaire qui autorise l'arrêt des pompes primaires. L'IRSN a constaté que, dans le cadre de cette modification, le critère d'activité volumique n'a pas été revu à la baisse, ce qui aurait été favorable en matière de radioprotection. Aussi, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF évalue l'intérêt dosimétrique d'une baisse de ce critère ;
- des opérations d'assainissement de circuits par décontamination, pour les réacteurs du parc les plus contaminés, réalisées en préalable aux interventions importantes prévues dans les



L'efficacité de la démarche d'optimisation lors des interventions de maintenance ou de travaux repose sur une bonne communication et une bonne coordination entre les différents intervenants.

Le « **terme source** » lors des interventions correspond à l'activité de l'ensemble des produits radioactifs présents dans le réacteur et les systèmes, le combustible ayant été déchargé. Ce « **terme source** » a pour origines principales :

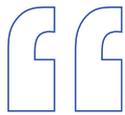
- les **produits de corrosion activés** (les produits de corrosion sont relâchés par les structures internes du circuit primaire puis « **activés** » lors de leur passage dans le cœur du réacteur par les rayonnements ionisants) ;
- les **produits de fission radioactifs résiduels** relâchés par de petits défauts dans le gainage des crayons de combustible.

L'activité, soit le nombre de désintégrations de noyaux atomiques par unité de temps, est souvent rapportée à un volume (**activité volumique** en Bq/l ou Bq/m³).



Les principales dispositions techniques concernent la maîtrise du « terme source » et la mise en œuvre d'outils, comme le déploiement du poste de supervision de la prévention des risques.





La maîtrise et la diminution du « terme source », à l'origine des doses reçues par les intervenants en situation normale, constituent un enjeu majeur de radioprotection.

© NOAKI/LE BAR/FLOREAU/IRSN



Figure 4.2
Contrôle de contamination en sortie de zone contrôlée.

Un point chaud est une source individualisée de rayonnements ionisants générant, à proximité immédiate, un débit de dose largement supérieur au débit de dose ambiant.

Une protection radiologique (eau, murs en béton, feuilles de plomb...) fixe ou mobile qui vise à réduire localement les rayonnements ionisants.

10. La zone contrôlée est définie au chapitre 2 du présent rapport.

11. Les valeurs des limites réglementaires sont rappelées au chapitre 2 du présent rapport.

années à venir : ceci constitue un moyen efficace de réduction de l'exposition des travailleurs ;

- la mise à jour des guides de bonnes pratiques en radioprotection pour limiter la présence de points chauds, qui ont un impact sur la dose reçue par les travailleurs sur les chantiers : ceci devrait favoriser à terme l'élimination des points chauds.

Amélioration de la surveillance des interventions en zone contrôlée¹⁰

Le retour d'expérience a mis en évidence des écarts aux exigences de radioprotection mentionnées dans les guides, doctrines et référentiel de radioprotection d'EDF : il s'agit en particulier de défauts affectant les moyens de protection et de surveillance radiologique lors des interventions.

En effet, des événements de contamination se sont produits à plusieurs reprises sur le parc de réacteurs d'EDF conduisant à des expositions cutanées proches ou dépassant les limites réglementaires (cf. dans le présent rapport : « La radioprotection en exploitation : les tendances », au chapitre 2 et l'article « Incident de contamination radioactive d'un intervenant à la centrale du Blayais », au chapitre 3) : la phase de déshabillage des intervenants, en sortie de chantier à risque de contamination élevé, présente un risque important de transfert de contamination de la tenue retirée vers la peau de l'intervenant.

Compte tenu de ce retour d'expérience, EDF a élaboré une formation spécifique pour les personnes en charge de l'assistance au déshabillage des travailleurs intervenant en tenue étanche ventilée. Cette disposition devrait permettre de limiter les événements de contamination corporelle tels que ceux survenus qui ont conduit à des doses à la peau proches des limites réglementaires¹¹. EDF doit par ailleurs s'assurer de la qualité des contrôles radiologiques réalisés par les intervenants en sortie des chantiers présentant un risque important de contamination (figure 4.2).

Outils d'optimisation transverses

Dans la perspective des visites décennales, EDF a anticipé le

développement d'outils permettant de limiter les doses individuelles et collectives.

Ces outils concernent notamment :

- la mise en place d'un poste de supervision en prévention des risques qui permet, d'une part une surveillance à distance des interventions, d'autre part un suivi en temps réel des niveaux d'exposition auxquels sont soumis les intervenants : ceci conduit à une limitation des doses reçues. Le gain prévu se situe entre 5 et 15 % de la dose collective en fonction du type d'arrêt de tranche et du réacteur ;
- le développement d'un outil d'analyse permettant d'optimiser l'emplacement et le nombre des protections radiologiques (figure 4.3). Les gains potentiels sont estimés à 120 H.mSv pour une visite décennale.

EDF s'est engagé à réaliser une analyse du retour d'expérience de leur utilisation afin de confirmer ces ordres de grandeur.

En conclusion...

L'évolution, au cours des dernières années, des doses reçues par les travailleurs intervenant lors des travaux de maintenance et de modification des réacteurs d'EDF montre l'implication d'EDF pour l'amélioration continue dans le domaine de la radioprotection.

Le pouvoir de pénétration des différents rayonnements

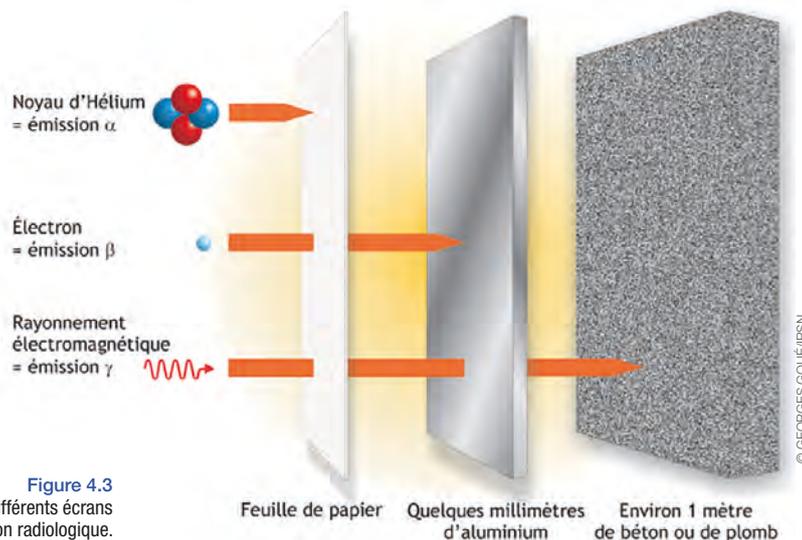


Figure 4.3
Différents écrans de protection radiologique.

Après examen, la stratégie d'EDF en matière d'optimisation de la radioprotection afin de maîtriser, dans les années à venir, la hausse de la dose collective résultant de l'augmentation importante des travaux à réaliser lors des prochaines visites décennales des réacteurs, a été considérée globalement satisfaisante par l'IRSN qui a toutefois estimé qu'elle devait être complétée sur certains points. L'IRSN a également insisté sur l'importance du retour d'expérience pour renforcer cette démarche d'optimisation.



Maîtrise des activités sous-traitées dans les réacteurs en exploitation

Lors des arrêts de ses réacteurs, EDF sous-traite environ 80 % des interventions de maintenance sur les gros matériels en mécanique, robinetterie et chaudronnerie. Compte tenu des enjeux importants pour la sûreté, l'IRSN a examiné les dispositions retenues par EDF pour maîtriser les risques associés aux activités de maintenance sous-traitées de ses réacteurs. Cet examen, qui a permis d'évaluer l'ensemble du processus de gestion de la sous-traitance, a mis en exergue les facteurs qui concourent à sa maîtrise par EDF ainsi que certaines faiblesses de nature organisationnelle.

Contexte de l'instruction de l'IRSN

Le retour d'expérience montre que plus de 30 % des événements significatifs pour la sûreté, déclarés par EDF ces dernières années, impliquent des défauts de maintenance. En effet, les activités de maintenance sont susceptibles, en cas de défaut de réalisation, de provoquer la défaillance d'équipements nécessaires à la sûreté des réacteurs.

Chaque année, EDF a recours à plus de 22 000 salariés prestataires pour assurer la maintenance de ses réacteurs en complément des 10 000 salariés d'EDF affectés à ces tâches. Le volume des activités sous-traitées augmentera dans les prochaines années du fait du déploiement des modifications issues, d'une part des études complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de Fukushima-Daiichi en mars 2011, d'autre part des études associées aux réexamens périodiques dans le cadre de l'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de quarante ans.

Dans le domaine du nucléaire comme dans le **domaine industriel**, la sous-traitance des activités de maintenance n'est pas sans impact sur la **maîtrise des risques**. En effet, les enseignements tirés d'événements survenus aussi bien sur les sites nucléaires que

lors d'accidents industriels ainsi que les conclusions de recherches dans le domaine le démontrent. En particulier, la relation entre un donneur d'ordre et son prestataire est un élément important à considérer.

Par ailleurs, la sous-traitance dans l'industrie nucléaire fait l'objet de fréquents débats sociétaux. À cet égard, l'IRSN a rencontré, dans le cadre de son examen, des membres de commissions locales d'information et d'associations de protection de l'environnement; ceci a permis de recueillir les thématiques préoccupant ces parties prenantes et revenant de manière récurrente dans les débats publics, telles que la surveillance des prestataires par le donneur d'ordre ou les contraintes temporelles auxquelles sont soumis les intervenants.

L'IRSN a examiné les dispositions retenues par EDF pour maîtriser les risques associés aux activités de maintenance sous-traitées de ses réacteurs et a présenté en juin 2015 les résultats de son expertise aux membres du groupe permanent chargé des réacteurs.

Dispositions organisationnelles mises en place par EDF pour la maîtrise des risques liés à la sous-traitance

EDF a mis en place au niveau national des dispositions qui sont déclinées sur chaque centre nucléaire de production d'électricité (CNPE); elles vont de la qualification des



La sous-traitance des activités de maintenance n'est pas sans impact sur la maîtrise des risques.

Accidents AZF et Challenger: l'analyse du déroulement de grands accidents tels que l'explosion de l'usine chimique AZF à Toulouse en 2001 ou l'explosion en vol de la navette Challenger en 1986 ont permis d'identifier des problèmes de pertes de compétences ou de complexité d'interfaces liés aux relations de sous-traitance.

Maîtrise des risques: cette notion regroupe l'ensemble des dispositions de prévention et de limitation des conséquences des risques relatifs à la sûreté et à la radioprotection.

Contractualisation des entreprises prestataires : cette phase comprend la rédaction du cahier des charges, l'appel d'offres et la passation du contrat avec l'entreprise prestataire.



L'IRSN a examiné les dispositions prescrites par EDF pour la réalisation des activités de maintenance et leurs effets concrets sur l'activité des intervenants sur le terrain.



L'IRSN a analysé la manière dont la relation qui lie EDF aux entreprises prestataires favorise ou gêne la prise en compte des exigences de sûreté associées aux interventions.

entreprises sous-traitantes et de la **contractualisation** des prestations jusqu'à leur évaluation et à la constitution du retour d'expérience (REX).

La majorité des activités de maintenance est concentrée sur la période des arrêts de tranche (AT) des réacteurs : ces arrêts sont nécessaires pour remplacer le combustible usé et permettent de procéder aux opérations de contrôle et de maintenance sur des parties de l'installation qui ne sont pas accessibles pendant le fonctionnement.

Afin d'optimiser la disponibilité de ses installations, l'exploitant vise une durée d'arrêt aussi courte que possible. Cette contrainte a donc nécessité la mise en place de dispositions spécifiques de planification et de préparation des interventions (figure 4.4).

Examen par l'IRSN des dispositions mises en place par EDF

L'IRSN a examiné les dispositions prescrites par EDF pour la réalisation des activités de maintenance et leurs effets concrets sur l'activité des personnes chargées de les mettre en œuvre « sur le terrain ». L'IRSN a notamment analysé la relation qui lie EDF aux entreprises prestataires en vue d'évaluer dans

quelle mesure elle favorise ou gêne la prise en compte des exigences de sûreté associées aux interventions.

Pour ce faire, l'IRSN a mené, sur trois sites nucléaires en arrêt de tranche, plus de 160 entretiens et a observé *in situ* le déroulement d'une quarantaine d'interventions de maintenance. Pour chaque disposition analysée, l'IRSN a mené ses entretiens avec les acteurs EDF (chargés d'affaires, chargés de surveillance, acheteur...) et les intervenants prestataires. Cette instruction « en miroir » a permis d'analyser les contributions conjointes d'EDF et de ses prestataires à la maîtrise globale des risques liés aux activités sous-traitées.

Par ailleurs, l'IRSN a analysé le processus de constitution et d'exploitation du retour d'expérience (REX) de l'activité sous-traitée afin d'identifier dans quelle mesure EDF était en capacité de réinterroger sa propre organisation pour améliorer les conditions de réalisation des activités sous-traitées, conditions indispensables pour la maîtrise de la sûreté de ces activités.

L'instruction menée par l'IRSN a montré qu'EDF avait mis en place un ensemble de dispositions techniques et organisationnelles

qui contribuent concrètement à la maîtrise des activités sous-traitées sur le plan de la sûreté. Toutefois, l'IRSN a identifié des axes d'amélioration jugés essentiels pour la maîtrise des activités sous-traitées. Ces axes d'amélioration sont donnés ci-dessous.

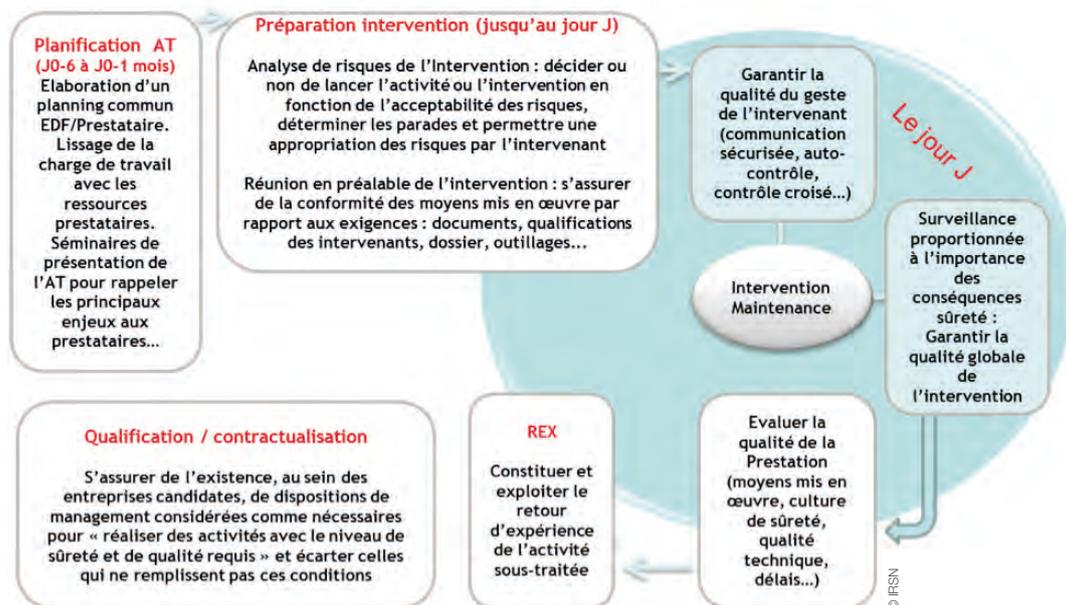
Capacité des entreprises prestataires à réaliser des interventions ayant un impact sur la sûreté

L'IRSN considère que les étapes de qualification et de contractualisation permettent à EDF d'évaluer, en préalable à la prestation, si les entreprises prestataires disposent de la capacité de management nécessaire pour la réalisation d'interventions en maîtrisant les risques associés.

Sur le terrain, l'IRSN a constaté que ceci ne suffisait toutefois pas pour s'assurer de la capacité réelle de l'entreprise prestataire à mettre en œuvre un management adapté et à disposer de ressources suffisamment compétentes pour mener à bien les activités de maintenance qui lui sont confiées.

Pour tenir compte des observations de l'IRSN, EDF s'est engagé à étudier la mise en place d'une qualification prononcée après que l'entreprise a fait ses preuves lors de chantiers réalisés sous surveillance d'EDF.

Figure 4.4 : Dispositions mises en place par EDF.





Adéquation charge de travail/ressources mobilisables

La capacité des entreprises prestataires à faire face à la charge de travail demandée est une condition fondamentale pour garantir la qualité des interventions de maintenance. Le respect de cette condition requiert la mobilisation de ressources adaptées, en nombre et en compétences. Dans cette perspective, EDF a mis récemment en place un certain nombre de dispositions pour renforcer l'implication des représentants des entreprises prestataires lors de la planification des activités à réaliser en arrêt de tranche. Sur ce point, EDF s'est engagé à réaliser un bilan des effets de ces dispositions.

Par ailleurs, EDF a prévu des dispositions contractuelles pour faire face aux aléas (matériel ou de planning). Cependant, l'IRSN a constaté que ces dispositions pouvaient fragiliser l'organisation des entreprises prestataires dans la mesure où cela pouvait nécessiter une flexibilité plus importante pour garantir une capacité de ressources adaptée aux aléas. L'Institut a donc considéré qu'EDF devait identifier les effets de ces dispositions sur les conditions d'intervention des prestataires afin de s'assurer qu'elles ne soumettent pas les entreprises prestataires et l'organisation d'EDF à des tensions susceptibles de compromettre la maîtrise des risques associés aux interventions.

Démarche d'analyse de risques

Une disposition majeure de la maîtrise des risques mise en place par EDF repose sur la réalisation d'une analyse de risques préalable à toute intervention. Cette analyse a pour objectif de « *préparer les intervenants à réaliser l'action, en connaissant les risques et les moyens pour les maîtriser* ».

L'instruction de l'IRSN a confirmé les difficultés rencontrées depuis de nombreuses années par EDF pour l'élaboration de ces analyses, qui ne tiennent pas assez compte

de la réalité des risques associés à l'intervention à réaliser. Conscient de ces difficultés, EDF s'est engagé à des actions d'amélioration afin d'élaborer des analyses de risques de meilleure qualité et utiles aux intervenants et à évaluer leur efficacité sur le terrain.

Surveillance par EDF des activités sous-traitées

La surveillance des activités sous-traitées par EDF doit permettre d'éviter des écarts susceptibles d'affecter le bon fonctionnement d'équipements importants pour la sûreté : cette surveillance est effectuée par sondage et est proportionnée aux enjeux en termes de sûreté. Face aux difficultés récurrentes liées à la surveillance des prestations (surveillance administrative plus que technique, problème de légitimité des chargés de surveillance...), EDF a mis en œuvre en 2014 une nouvelle politique de management de la surveillance dont les effets restent à évaluer sur le terrain.

Constitution et exploitation du retour d'expérience des activités sous-traitées

L'instruction de l'IRSN a mis en évidence des lacunes autant dans le recueil que dans le traitement des données du retour d'expérience (REX) des activités sous-traitées ; il s'agit notamment de la capacité des entreprises prestataires à remonter certaines informations, compte tenu de la relation contractuelle qui les lie à EDF et de l'insuffisance d'analyse globale par EDF de l'ensemble des données disponibles. À cet égard, EDF s'est engagé à renforcer les processus de constitution et d'exploitation du REX.

Afin de faire face au volume des interventions sous-traitées à venir, EDF a notamment prévu une augmentation des ressources humaines consacrées à la programmation pluriannuelle des activités de maintenance et de modifications de ses réacteurs ainsi qu'un renforcement de la coordination entre les unités d'ingénierie et les CNPE.

De plus, EDF a engagé, en collaboration avec les organisations professionnelles, une évaluation de la capacité des entreprises prestataires à répondre à l'augmentation de la volumétrie des activités. Cette démarche novatrice a permis d'obtenir une première prévision de la capacité des entreprises à répondre aux besoins futurs.

Conclusions

L'instruction menée par l'IRSN a montré qu'EDF avait mis en place un ensemble de dispositions techniques et organisationnelles qui contribuent concrètement à la maîtrise des activités sous-traitées sur le plan de la sûreté.

L'IRSN relève toutefois certaines fragilités récurrentes des dispositions d'EDF qui nécessitent des améliorations pour en traiter les causes profondes. L'IRSN considère en particulier que l'analyse par EDF des problèmes liés à la sous-traitance n'aborde pas suffisamment ces causes profondes liées à l'organisation propre d'EDF.

Plus généralement, EDF devrait adopter une vision considérant la qualité globale d'une prestation comme le produit de la contribution conjointe du donneur d'ordre et de l'entreprise prestataire. Pour l'IRSN, cette évolution est une condition nécessaire à l'obtention d'une meilleure maîtrise des activités sous-traitées.

Enfin, l'IRSN relève que l'EDF a engagé de premières dispositions satisfaisantes pour faire face à l'augmentation du volume des interventions sous-traitées à venir. Il considère toutefois que la définition de ces dispositions de maîtrise des risques des activités sous-traitées doit tenir compte des enseignements issus de l'examen effectué par l'IRSN. [Voir l'avis du GPR sur la maîtrise des activités sous-traitées dans les REP.](#)



L'IRSN a analysé le processus de constitution et d'exploitation du retour d'expérience des activités sous-traitées en vue d'évaluer la capacité d'EDF à en faire évoluer l'organisation pour améliorer les conditions de réalisation de ces activités.



EDF doit dépasser la relation contractuelle client-fournisseur en renforçant les dispositions existantes d'implication des prestataires pour aller vers une construction conjointe de la maîtrise des risques des activités sous-traitées.

Glossaire

A

AAR

Arrêt automatique du réacteur ; la chute des grappes dans le cœur se fait par une commande automatique

Accident ou incident

Tout événement non prévu en fonctionnement normal et susceptible d'avoir des conséquences pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement ; les conséquences potentielles d'un accident sont plus graves que celles d'un incident

Activité radiologique

Nombre de désintégrations spontanées de noyaux atomiques par unité de temps. L'unité d'activité est le Becquerel (Bq)

ALARA (as low as reasonably achievable)

Démarche visant à optimiser la radioprotection des travailleurs

Analyse de sûreté

Ensemble des examens techniques destinés à apprécier, en fonction de l'évaluation des risques, les dispositions propres à assurer la sûreté nucléaire

ARE

Système d'alimentation en eau normal des générateurs de vapeur

ASG

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

ASN

Autorité de sûreté nucléaire (pour les activités nucléaires civiles en France)

Assemblage de combustible

Faisceau de crayons combustibles, reliés par une structure métallique, utilisé dans les réacteurs nucléaires

AT (arrêt de tranche)

Période de mise à l'arrêt d'un réacteur nécessaire pour remplacer le combustible et procéder aux opérations de contrôle et de maintenance de l'installation

B

Bâche (ou réservoir) PTR

Réservoir d'alimentation en eau borée du système de traitement et de refroidissement de l'eau

des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible

BAN

Bâtiment des auxiliaires nucléaires

BAS

Bâtiment des auxiliaires de sauvegarde

Becquerel (Bq)

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

BK

Bâtiment du combustible

BL

Bâtiment des locaux électriques

BR

Bâtiment du réacteur

C

CE

Chef d'exploitation, chargé de la surveillance de la réalisation des activités de conduite du réacteur et appartenant à la filière opérationnelle de sûreté (FOS)

CNPE

Centre nucléaire de production d'électricité où sont implantés plusieurs réacteurs (2 par exemple à Fessenheim ou à Civaux, 4 par exemple au Bugey ou à Cattenom, 6 à Gravelines)

Combustible nucléaire

Matière fissile (capable de subir une réaction de fission) utilisée dans un réacteur pour y développer une réaction nucléaire en chaîne

Combustible usé

Combustible nucléaire ayant été irradié dans le cœur d'un réacteur duquel il est définitivement retiré

Confinement

Maintien des substances radioactives à l'intérieur d'un espace déterminé grâce à un ensemble de dispositions visant à empêcher leur dispersion en quantités inacceptables au-delà de cet espace ; par extension,

ensemble des dispositions prises pour assurer ce maintien

Contamination radioactive

Présence de substances radioactives à la surface ou à l'intérieur d'un milieu quelconque. Pour l'homme, la contamination peut être externe (sur la peau) ou interne (par respiration ou ingestion)

CP

Contrat programme (CP0, CP1, CP2, CPY) – terme consacré aux REP de 900 MWe du parc EDF (cf. les définitions des « paliers » plus bas)

Cycle du combustible

Un cycle est la période de fonctionnement du réacteur comprise entre deux arrêts pour rechargement partiel de combustible. Un cycle dure de 12 à 18 mois selon les réacteurs et leur type de gestion du combustible

D

Débit de dose

Intensité d'irradiation (énergie absorbée par la matière par unité de masse et de temps). Il se mesure en Gray par seconde (Gy/s)

Débit d'équivalent de dose (Ded)

Débit de quantité de dose absorbée, pondérée quant aux effets biologiques par des facteurs de qualité différents selon les rayonnements. Il s'exprime en millisievert par heure (mSv/h)

E

EAS

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

Echelle INES (International nuclear event scale)

Échelle destinée à faciliter la perception par les médias et le public de l'importance, en matière de sûreté et de radioprotection, des incidents et des accidents nucléaires ; elle définit 7 niveaux de gravité en fonction des conséquences de ces événements : les niveaux 1 à 3 correspondent aux « incidents », les niveaux 4 à 7 aux « accidents » et les « écarts », sont classés en dessous de l'échelle au niveau « 0 »

EDF

Électricité de France

EIS

Événement intéressant la sûreté, déclaré par un exploitant et qui n'entre pas dans les critères précisés par l'Autorité de sûreté nucléaire

EP

Essai périodique

EPR

European pressurized water reactor (réacteur de 1 650 MWe); un réacteur de ce type est actuellement en construction à Flamanville

ES

Événement significatif, c'est-à-dire présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'Autorité de sûreté nucléaire

ESE

Événement significatif pour l'environnement, c'est-à-dire qui peut avoir des conséquences sur l'environnement

ESR

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

ESS

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

Exploitant

Personne physique ou morale ayant en charge l'exploitation et la responsabilité de la sûreté d'une installation nucléaire de base, par exemple EDF est l'exploitant des réacteurs à eau sous pression (REP) en France

Exposition

Fait d'être exposé aux rayonnements ionisants (exposition « externe » si la source est située à l'extérieur de l'organisme, exposition « interne » si la source est située à l'intérieur de l'organisme)

F**FARN**

Force d'action rapide nucléaire mise en place dans le cadre des actions post-Fukushima

FIS

Filière indépendante de sûreté, chargée d'analyser, de manière indépendante de la FOS, les dysfonctionnements, les écarts et les incidents relatifs à la sûreté d'exploitation des centrales nucléaires

Fission

Éclatement du noyau d'un atome sous l'action de neutrons. Cette réaction est accompagnée d'une émission de neutrons, de rayonnements ionisants et d'un fort dégagement de chaleur

FOS

Filière opérationnelle de sûreté, en charge de l'exploitation des réacteurs nucléaires

G**GCT**

Système de contournement de la turbine

GCTa

Système de contournement de la turbine vers l'atmosphère

GCTc

Système de contournement de la turbine vers le condenseur

GPR

Groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires

Gray (Gy)

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

GV

Générateur de vapeur

I**INB**

Installation nucléaire de base; les REP sont des INB

Irradiation

Exposition, volontaire ou accidentelle, d'un organisme, d'une substance ou d'un corps à des rayonnements ionisants

IRSN

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire

IS

Ingénieur de sûreté, chargé de réaliser quotidiennement une évaluation de la sûreté du réacteur de manière indépendante de la filière opérationnelle de sûreté (FOS); il appartient à la filière indépendante de sûreté (FIS)

L**Lignage d'un circuit**

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

M**Maintenance**

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

Maintenance curative ou corrective

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

Maintenance préventive

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

MeV

Le méga électronvolt (= 10^6 ou un million d'électronvolts) est une unité de mesure d'énergie utilisée notamment en physique des particules

MWe

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

N**NQM**

Non-qualité de maintenance

P

Palier 1300

Regroupe 20 réacteurs de 1 300 MWe mis en service entre 1984 et 1993 (8 « du train P4 » : 4 à Paluel, 2 à Saint-Alban et 2 à Flamanville ; 12 « du train P'4 » : 2 à Belleville-sur-Loire, 4 à Cattenom, 2 à Golfech, 2 à Nogent-sur-Seine et 2 à Penly)

Palier CP0

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

Palier CPY

Regroupe 28 réacteurs de 900 MWe mis en service entre 1980 et 1987 (CP1 : 4 au Tricastin, 6 à Gravelines, 4 à Dampierre-en-Burly, 4 au Blayais et CP2 : 4 à Chinon, 4 à Cruas-Meyssse et 2 à Saint-Laurent-des-Eaux)

Palier N4

Regroupe 4 réacteurs de 1 450 MWe mis en service entre 2000 et 2002 (2 à Chooz et 2 à Civaux)

PTR

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

PUI

Plan d'urgence interne définissant l'organisation interne à la centrale ainsi que les moyens particuliers à mettre en place en cas de situation accidentelle

Q

QSPR

Service de qualité, sûreté et prévention des risques (EDF)

R

Rayonnements ionisants

Ondes électromagnétiques (gamma) ou particules (alpha, bêta, neutrons) émises lors de la désintégration de radionucléides, qui produisent des ions en traversant la matière

RCP

Circuit primaire du réacteur

RCV

Système de contrôle chimique et volumétrique

REP

Réacteur à eau sous pression

Repli d'un réacteur

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

REX

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

RGE

Règles générales d'exploitation ; elles encadrent le fonctionnement des réacteurs nucléaires en déclinant de manière opérationnelle les hypothèses et conclusions des études de sûreté du rapport de sûreté et en fixant les limites et les conditions d'exploitation de l'installation

RIS

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

RPR

Système de protection du réacteur

RRR

Système de refroidissement du réacteur à l'arrêt, utilisé lorsque la température de l'eau du circuit primaire est inférieure à 180 °C

RRI

Système de refroidissement intermédiaire de l'îlot nucléaire

S

SdC

Salle de commande

SEC

Système d'eau brute secours

Sievert (Sv)

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

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

STE

Spécifications techniques d'exploitation ; au sein des règles générales d'exploitation (RGE), elles définissent les domaines de fonctionnement normal et de fonctionnement en mode dégradé de l'installation précisant les variations admissibles des paramètres contrôlés et les durées acceptables d'indisponibilité des matériels nécessaires en cas d'incident ou d'accident

T

Turbine BP

Corps à basse pression de la turbine

Turbine HP

Corps à haute pression de la turbine

V

VDn

Nième visite décennale, associée à un réexamen périodique du réacteur effectué lors d'un arrêt de longue durée de ce réacteur

VD4-900

Quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MWe

Z

ZC

Zone contrôlée (en radioprotection)

ZO

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

ZR

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

POUR TOUT RENSEIGNEMENT :

IRSN
Pôle Sûreté des installations et Systèmes Nucléaires
BP 17 - 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

Téléphone : 01 58 35 78 44

Télécopie : 01 58 35 79 73

Mail : irsn_rapports_mission_psn@irsn.fr

Le présent rapport est disponible
sur internet à l'adresse suivante :

www.irsn.fr/parc-2015

N° de rapport : IRSN/DG/2016-0004

Tous droits réservés IRSN

Novembre 2016

Conception graphique :

www.grouperougevif.fr - ROUGE VIF

Impression :

Ce document a été imprimé
par une entreprise certifiée Imprim'vert
sur du papier PEFC.

PHOTO DE COUVERTURE

Vue des aéroréfrigérants
de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B

© IRSN

The logo for IRSN, featuring the letters 'IRSN' in a bold, sans-serif font. The 'I', 'R', and 'S' are red, while the 'N' is blue. The letters are closely spaced.

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Siège social:

31, avenue de la Division Leclerc
92260 Fontenay-aux-Roses
RCS Nanterre B 440 546 018

Téléphone:

+33 (0)1 58 35 88 88

Courrier:

BP 17 - 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

Site Internet:

www.irsn.fr

 @IRSNFrance, @suretenucleaire