

**IRSN**

INSTITUT  
DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

*Faire avancer la sûreté nucléaire*

# La sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2016

**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 de la défense.

**E**xpert 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 normales et accidentelles. Ses compétences sont également mises en oeuvre 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 : 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 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 celles de la recherche et de l'innovation, de la santé au travail ou de la santé environnementale.

L'Institut compte environ

**1 770 collaborateurs**

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

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

**budget d'environ 287 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 dans les 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 destinés à 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 fonctionnement du parc national électronucléaire d'EDF ;
- le rapport intitulé « Sûreté des installations nucléaires de base autres que les réacteurs électronucléaires en fonctionnement : 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 des 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 2016

## LES PRINCIPALES TENDANCES EN 2016...

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

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)**, 48 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.

### Diminution du nombre d'ESS déclarés en 2016

La diminution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) (Figure A), déjà constatée en 2014 et en 2015, se poursuit en 2016 (- 4 % par rapport à 2015). Parmi les 582 ESS recensés en 2016 pour les réacteurs à eau sous pression, 64 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES et, pour la quatrième année consécutive, aucun ESS n'a été classé à un niveau égal ou supérieur à 2.

L'IRSN relève que cette année encore une majorité des événements significatifs déclarés en 2016 sont liés à des dysfonctionnements organisationnels et humains.

### Analyse par famille d'incidents

L'analyse réalisée sur la base d'un nouveau jeu d'indicateurs développé en 2016 par l'IRSN, avec un regroupement en cinq familles, met en évidence les principaux points qui suivent.

- Sur les 83 écarts affectant la fonction de sûreté « confinement », 20 ont fait l'objet d'une détection tardive par l'exploitant ;
- Le nombre d'ESS liés aux sources électriques et à la distribution électrique est en recrudescence. Depuis 2013, le nombre d'ESS concernant la turbine à combustion (TAC) est passé de zéro à sept par an en 2016 : découverte de fissures et d'indications sur différents composants de la TAC mettant en cause sa disponibilité ;

- La persistance des ESS liés à l'incendie se confirme. Neuf ESS concernant le non-respect de la conduite à tenir, liée à l'indisponibilité partielle ou totale de la détection d'incendie, sont survenus en 2016. Par ailleurs, les ESS liés à des dysfonctionnements importants dans le processus de gestion de la sectorisation contre l'incendie sont en recrudescence ;
- Une stabilité du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé est constatée en 2016 (ces sorties étant de courte durée) ;

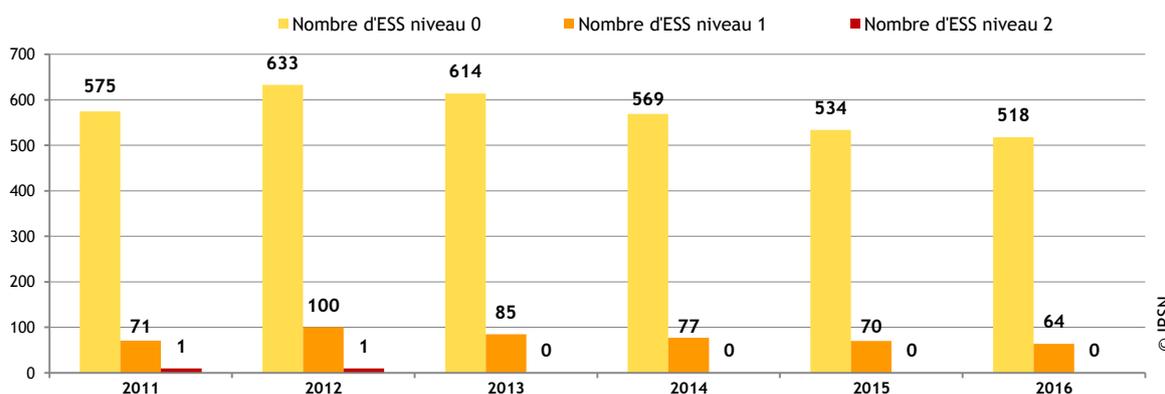


Figure A : Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2011 et 2016

- Le nombre d'écarts lors des changements de configuration des circuits et des installations est en augmentation en 2016 : erreurs de lignage de circuits, oublis ou erreurs dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative d'un équipement, défaillance dans le processus de consignation ou de déconsignation d'un circuit ;
- Le nombre d'ESS liés à des essais périodiques (non-respect de la périodicité des essais et mauvaise déclinaison des conditions de réalisation) continue de croître depuis 2013.
- Malgré la mise en place de plans d'actions successifs face aux non-qualités de maintenance, le nombre

d'actions inappropriées lors d'activités de maintenance ou de modification matérielle reste stable depuis 2015. EDF s'est engagé à renforcer l'accompagnement et la formation des intervenants ainsi que l'implication managériale ;

- Le nombre d'ESS liés à un repli de réacteur est en hausse pour la deuxième année consécutive avec 52 événements en 2016 ;
- Le nombre d'ESS classés « marquants » pour l'IRSN s'élève à 155 en 2016. Les caractères marquants « organisationnel et humain » et « générique » sont les plus représentés.

### Augmentation du nombre d'ESR déclarés en 2016

En 2016, le **nombre d'Événements significatifs** pour la radioprotection (ESR) est en augmentation de 9 % par rapport à l'année précédente. 121 ESR ont été déclarés par EDF (Figure B), soit une moyenne d'un peu plus de deux ESR par réacteur.

Parmi ces 121 ESR, 117 ont été déclarés au niveau 0 et quatre au niveau 1 de l'échelle INES : ces quatre ESR concernent des contaminations cutanées ayant conduit au dépassement du quart de la limite réglementaire de dose à la peau. Aucun ESR n'a été classé à un niveau égal ou supérieur à 2 en 2016.

La recrudescence du nombre d'ESR pour l'année 2016 a principalement pour origines :

- Une augmentation significative du nombre d'accès en zone orange sans autorisation, relevant essentiellement d'un manque de préparation et de surveillance des activités de maintenance.

- Un nombre croissant d'ESR liés à des défauts d'analyse de risques conduisant à des expositions fortuites des intervenants.
- Un nombre stable mais restant important, de défauts de port de dosimètre opérationnel ou passif (le plus souvent oublié du dosimètre par l'intervenant dans le vestiaire chaud), point qui a déjà été souligné dans les bilans des années 2014 et 2015.

↳ 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 en fonctionnement.

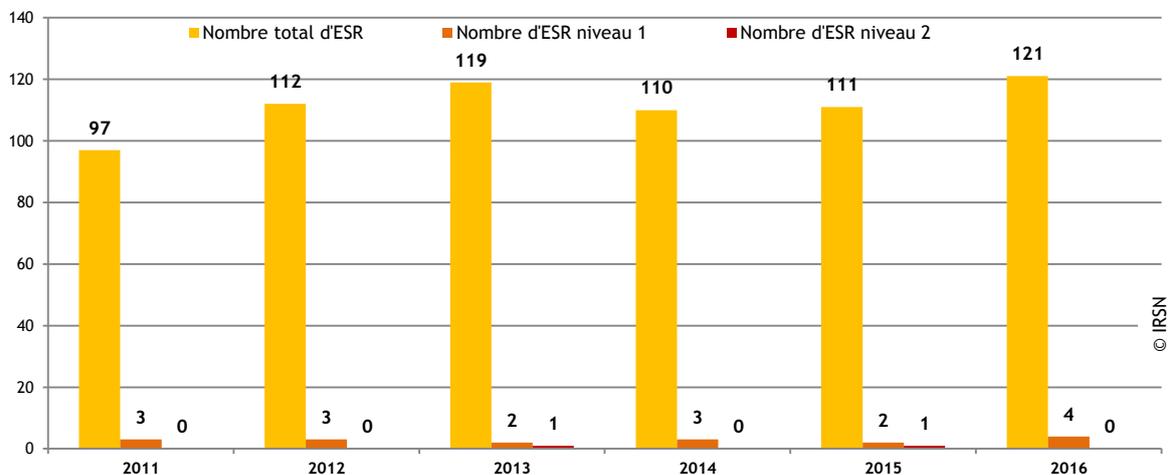


Figure B : Nombre d'ESR total par an et nombre d'ESR classés aux niveaux 1 et 2 sur l'échelle INES

## QUELQUES ÉVÉNEMENTS MARQUANTS EN 2016...

Au chapitre 3, le rapport présente trois événements marquants, le premier lié à l'étanchéité d'une enceinte de confinement, les deux autres soulignant l'importance de maintenir une grande qualité de fabrication et d'exploitation des réacteurs. Ces événements sont très brièvement résumés ci-dessous.

### **« Défauts d'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur n° 5 du Bugey »**

Lors de la troisième visite décennale du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey en 2011, EDF a décelé une augmentation du taux de fuite de l'enceinte de confinement. Les investigations réalisées n'ont pas permis d'identifier précisément l'origine de la fuite. La solution de réparation présentée par EDF consiste à apposer un revêtement composite d'étanchéité en partie supérieure du joint de dilatation périphérique et à remplir de lait de chaux la majeure partie de ce joint. Compte tenu de la mise en place d'un programme strict de surveillance du niveau du lait de chaux lors du cycle à venir et des cycles suivants, l'IRSN s'est prononcé favorablement sur la solution de réparation. Le réacteur n° 5 du Bugey a redémarré le 23 juillet 2017.

### **« Anomalies de fabrication affectant certains générateurs de vapeur »**

EDF a découvert une anomalie concernant la teneur en carbone de l'acier des fonds primaires de 46 générateurs de vapeur du parc électronucléaire en fonctionnement. La présence de carbone en excès dans l'acier peut entraîner un risque d'affaiblissement des propriétés mécaniques de résistance à la fissuration de l'acier.

Des mesures de teneur en carbone en surface externe et des contrôles non destructifs ont été effectués sur les fonds primaires des générateurs de vapeur affectés. Un programme d'essais comprenant des contrôles destructifs est également prévu sur des fonds spécialement fabriqués à l'identique et appelés « fonds sacrificiels ». Sur la base des évaluations réalisées et des recommandations associées, l'analyse de l'IRSN a conclu, compte tenu des mesures compensatoires mises en œuvre par EDF, à l'absence de risque de rupture brutale de ces 46 fonds primaires ; les essais sur les fonds sacrificiels restent à réaliser par EDF.

### **« Dysfonctionnements des disjoncteurs de haute tension de la centrale de Saint-Alban »**

Plusieurs refus de fermeture des disjoncteurs de 6,6 kV équipant les deux réacteurs de la centrale de Saint-Alban ont été observés en 2016. Un durcissement de la graisse mis en évidence dans la partie mobile des disjoncteurs a conduit l'exploitant à contrôler l'ensemble des disjoncteurs protégeant les équipements de sûreté et à procéder à des remplacements préventifs. De plus, la partie fixe d'un disjoncteur a été retrouvée déformée. L'origine multiple des dysfonctionnements n'est pas totalement élucidée à ce jour et EDF a défini un programme d'expertise de l'ensemble des parties fixes des disjoncteurs du réacteur n° 1 de Saint-Alban.

Un autre événement a marqué l'année 2016 : il s'agit de la chute d'un générateur de vapeur du réacteur n° 2 de la centrale de Paluel, objet du **focus** ci-contre.

## L'AMÉLIORATION CONTINUE DES RÉACTEURS

En France, le parc des 58 réacteurs en fonctionnement d'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 C)**, partagent ainsi des bases de conception et d'exploitation communes.

Le chapitre 4 de ce rapport présente deux thèmes importants ayant fait l'objet d'évaluations de la part de l'IRSN en 2016 : l'amélioration de l'étanchéité des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 et de 1450 MWe et l'état d'avancement des trois phases du déploiement des mesures décidées à la suite de l'accident de FUKUSHIMA du 11 mars 2011 dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté des réacteurs à eau sous pression.

- « **Amélioration de l'étanchéité des enceintes de confinement à double paroi** » : l'IRSN a analysé le concept de revêtement composite proposé par EDF pour améliorer l'étanchéité des enceintes de certains réacteurs de 1300 et de 1450 MWe et a considéré qu'il était de nature à améliorer significativement la fonction de confinement de ces enceintes.
- « **Améliorations apportées aux réacteurs en fonctionnement à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi** » : l'examen de l'IRSN a porté sur le vaste programme de modifications déployé par EDF pour améliorer la capacité de chaque réacteur à eau sous pression en fonctionnement à faire face à des situations de perte totale des sources

de refroidissement, de perte totale d'alimentation électrique et d'accident grave potentiellement générées par des événements naturels extrêmes.

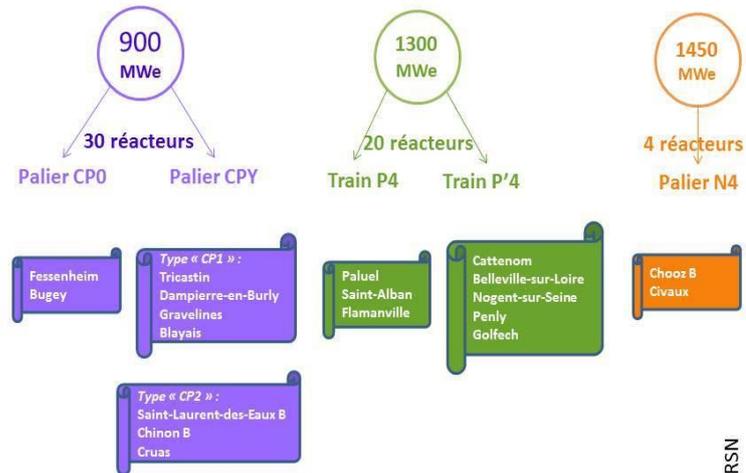


Figure C : Trois paliers de puissance

© IRSN

## FOCUS

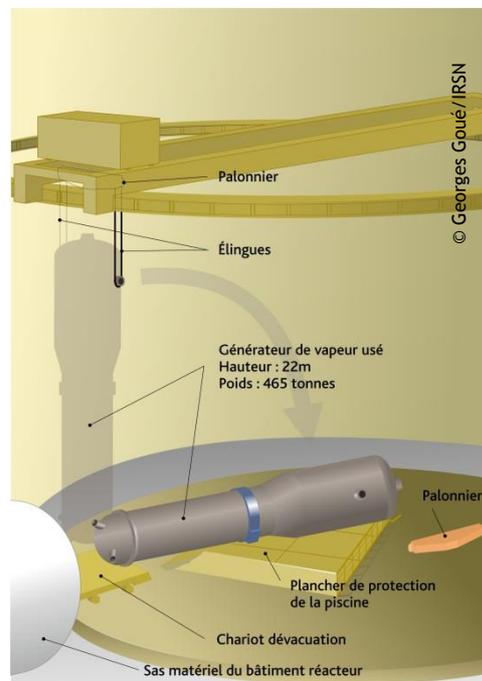
### Chute d'un générateur de vapeur du réacteur n° 2 de la centrale de Paluel

Le remplacement des générateurs de vapeur usés du réacteur n° 2 de Paluel était programmé en 2016 lors de l'arrêt pour la troisième visite décennale. Cette intervention, déjà réalisée à maintes reprises dans les réacteurs de 900 MWe, se déroulait pour la première fois dans un réacteur de 1300 MWe.

Le 31 mars 2016, lors de son basculement de la position verticale à la position horizontale afin de l'évacuer du bâtiment du réacteur, le générateur de vapeur usé (haut de 22 mètres et pesant 465 tonnes) a chuté sur les planchers de protection de la piscine du bâtiment du réacteur (Figure D).

Cet événement n'a pas eu de conséquence sur la sûreté car l'ensemble du combustible nucléaire avait été déchargé du réacteur et entreposé dans la piscine du bâtiment du combustible. Un intervenant a été légèrement blessé. Les principaux équipements endommagés sont, outre les appareils de manutention, les planchers de protection et la peau métallique d'étanchéité de la piscine du bâtiment du réacteur.

Le générateur de vapeur ayant chuté a pu être évacué en janvier 2017 et le remplacement des générateurs de vapeur devrait se poursuivre après la modification et le remplacement d'équipements de leur chaîne de levage et de basculement. Dans son [avis IRSN/2017-00236](#) du 18/07/2017, l'Institut a examiné les dispositions retenues par EDF concernant le périmètre, les moyens mis en œuvre et les premiers résultats des expertises des équipements de génie civil, mécaniques et électriques. Le redémarrage du réacteur après travaux de réparation sera soumis à l'autorisation préalable de l'ASN.



© Georges Coué / IRSN



# SOMMAIRE

## 1

**Le parc des réacteurs électronucléaires français en fonctionnement** 2

## 2

**Évaluation globale de la sûreté et de la radioprotection du parc en fonctionnement** 7

- Éléments relatifs à la déclaration des événements 8
- La sûreté de l'exploitation : les tendances 10
- La radioprotection en exploitation : les tendances 26

## 3

**Événements, incidents, anomalies** 33

- Défauts d'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey 34
- Dysfonctionnements des disjoncteurs de haute tension de la centrale de Saint-Alban 39
- Anomalie de fabrication affectant certains générateurs de vapeur des réacteurs du parc en fonctionnement 42

## 4

**Évolutions significatives** 49

- Amélioration de l'étanchéité des enceintes de confinement à double paroi 50
- Améliorations apportées aux réacteurs en fonctionnement à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi 54

## Glossaire

Les mots précédés de  renvoient à des liens actifs sur la version interactive disponible sur le site [www.irsn.fr](http://www.irsn.fr)

# 1 LE PARC DES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES FRANÇAIS EN FONCTIONNEMENT

Le parc des réacteurs électronucléaires actuellement en fonctionnement 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 1300 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 1450 MWe, également nommé palier N4 (2 à Chooz et 2 à Civaux).

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

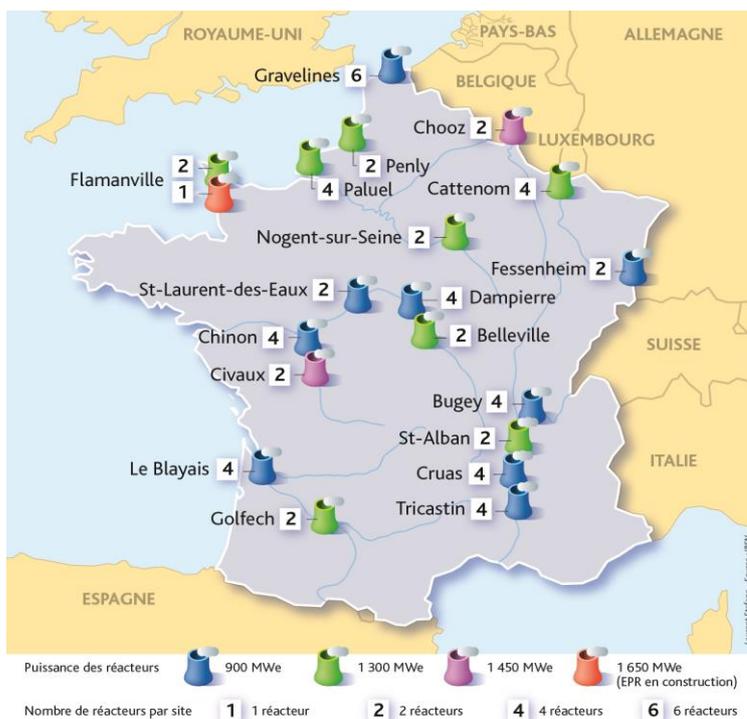


Figure 1-1 : Situation des REP sur le territoire français

## 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 1300 MWe, par exemple, l'îlot nucléaire comporte principalement :

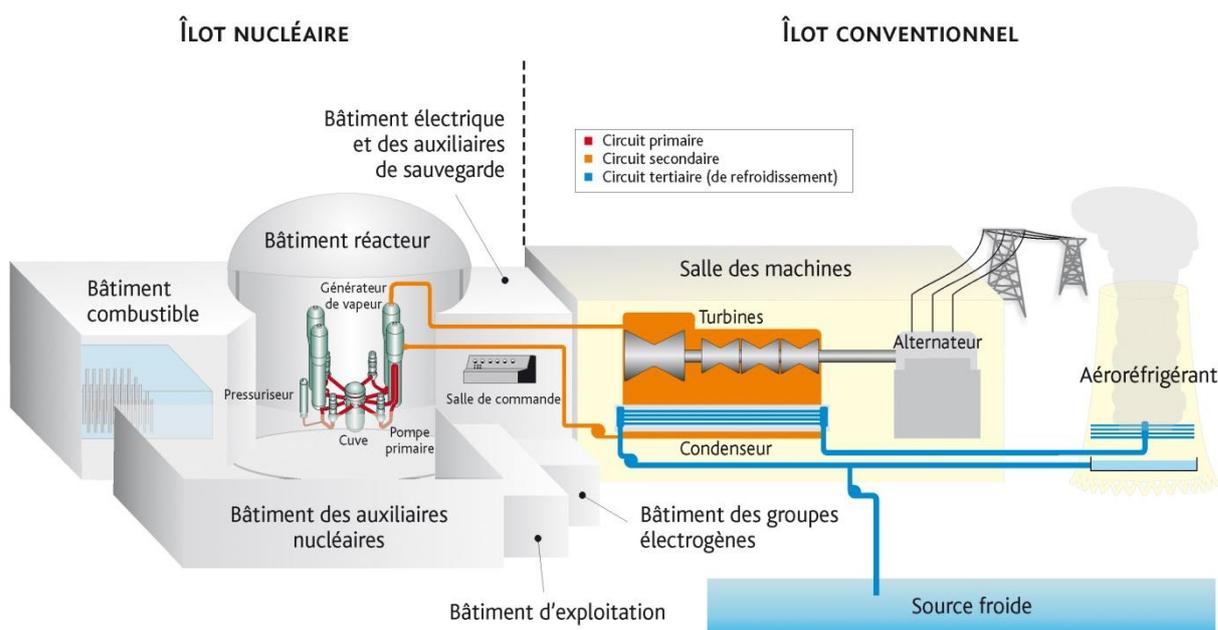
- le **bâtiment du réacteur (BR)** qui contient le réacteur proprement dit et l'ensemble du circuit primaire sous pression ainsi qu'une partie des circuits assurant le fonctionnement et la sûreté du réacteur ;
- le **bâtiment du combustible (BK)** où sont implantées les installations d'entreposage et 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 **aérorfrigérant**, si le refroidissement du réacteur est réalisé en circuit fermé.



© Didier JACQUEMAIN/IRSN

Figure 1-2 : Présentation générale d'un réacteur à eau sous pression (1300 ou 1450 MWe) et de ses principaux circuits

## 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. A l'intérieur des crayons, sont empilées des pastilles de 8,2 mm de diamètre de dioxyde d'uranium (UO<sub>2</sub>) ou d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium ((U,Pu)O<sub>2</sub>), 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 en acier (Figure 1-3), revêtue 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

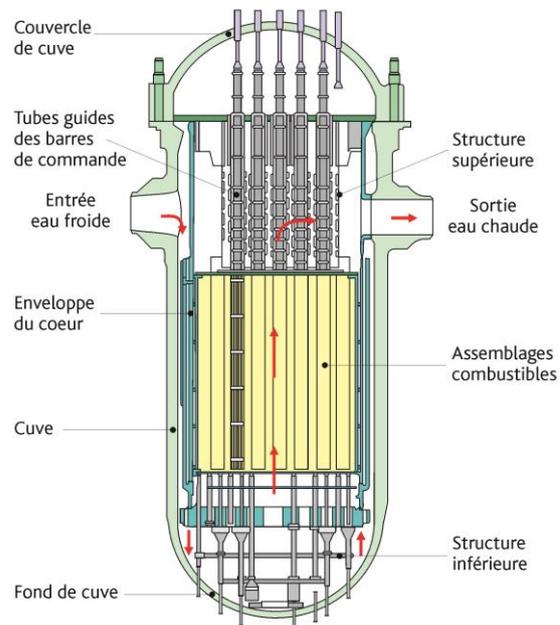


Figure 1-3 : Cuve d'un réacteur de 900 MWe

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 aéroréfrigérants (circuit fermé).

### 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 1-4)

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.

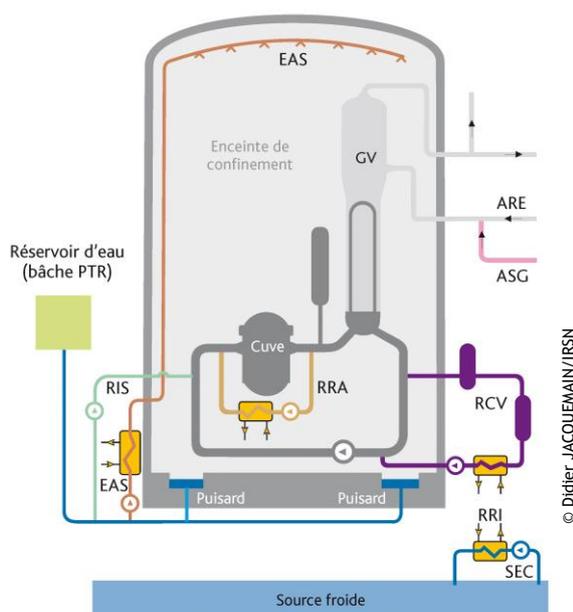


Figure 1-4 : Principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde

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 d'éviter la reprise de la réaction nucléaire en chaîne 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) et en situation accidentelle.

## 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 secouru (SEC)** qui assure le refroidissement du RRI au moyen de la source froide ;
- le **circuit de réfrigération, de purification et de traitement 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 **contrôle-commande et les circuits électriques**.

# 2 ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN FONCTIONNEMENT

Éléments relatifs à la déclaration des événements

La sûreté de l'exploitation : les tendances

La radioprotection en exploitation : les tendances

Si la sûreté d'un réacteur repose en grande partie sur sa conception et sur la qualité de sa réalisation, les conditions dans lesquelles il est exploité constituent 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 du parc d'EDF repose 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, bien que ne permettant d'avoir qu'une vision très partielle des conditions d'exploitation.

Pour obtenir une appréciation globale de la sûreté et de la radioprotection du parc en fonctionnement, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment ses propres indicateurs. Ces derniers 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 exposent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2016 concernant, l'un la sûreté, l'autre la radioprotection.

# ÉLÉMENTS RELATIFS À LA DÉCLARATION DES ÉVÉNEMENTS

## ÉVÉNEMENTS « SIGNIFICATIFS » ET 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<sup>er</sup> 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. (Figure 2-1)

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 doit permettre d'apporter des informations qui ne seraient pas encore connues lors de la déclaration de l'événement ; en particulier, il doit présenter le

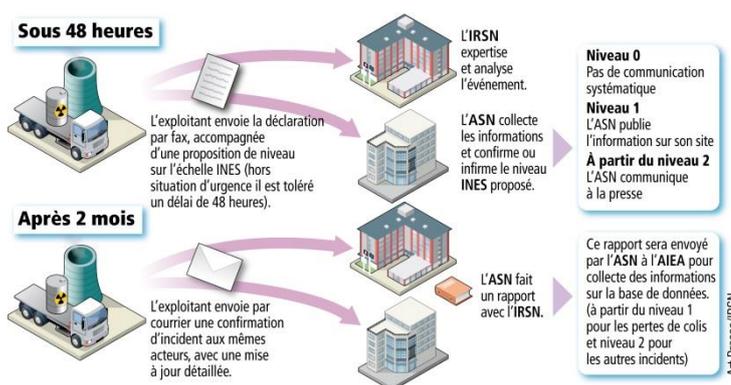


Figure 2-1 : Déclaration des événements significatifs

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 pour en permettre l'analyse. Ceux-ci, dits 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.

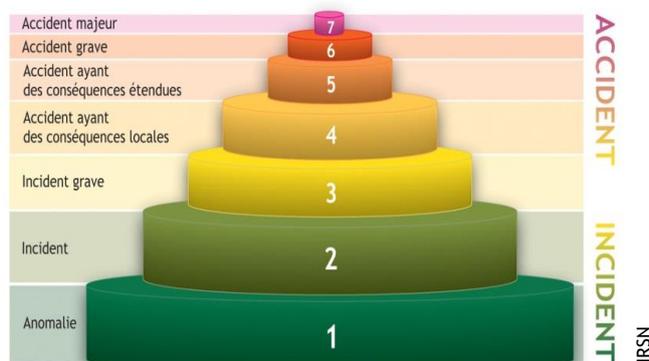
Après analyse, les événements intéressants peuvent être requalifiés en événements significatifs.

## 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 2-2).

Les événements classés en dessous de l'échelle/niveau 0 concernent des écarts par rapport au fonctionnement normal des installations ; ils n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté.



En dessous de l'échelle/niveau 0  
Aucune importance du point de vue de la sûreté

© Georges GOUË/IRSN

Figure 2.2 les niveaux de gravité de l'échelle INES

## 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 menée par 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 fonctionnement ou de certains événements « intéressants » pour la sûreté et la radioprotection.

L'évaluation de l'IRSN repose sur des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, développés par l'Institut, 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. Les indicateurs de sûreté sont des outils d'évaluation macroscopique. Ils 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.

En 2016, l'IRSN a développé un nouveau jeu d'indicateurs pour les réacteurs. Les nouveaux indicateurs de sûreté ont été regroupés en cinq familles qui permettent d'évaluer les performances d'un exploitant dans la prévention, la détection ou le traitement des défaillances matérielles pour éviter leur renouvellement. Ces familles couvrent de plus la plupart des activités menées par les exploitants (pilotage, maintenance, essais, modification matérielle).

Le point de vue de l'IRSN sur les tendances en sûreté et en radioprotection du parc en fonctionnement a fait l'objet de [l'avis IRSN/2017-00167](#) du 17 mai 2017. Dans cet avis, la période étudiée concerne les événements déclarés entre le 1<sup>er</sup> septembre 2015 et le 31 août 2016, alors que l'évaluation globale présentée dans les deux chapitres qui suivent porte sur l'année calendaire 2016, ce qui explique les différences entre les chiffres donnés dans l'avis et ceux mentionnés dans le présent rapport.

# LA SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION : LES TENDANCES

L'analyse de tendance réalisée en 2016 par l'IRSN à l'aide de ses indicateurs n'a pas conduit à identifier d'évolution significative de la sûreté des réacteurs du parc d'EDF. Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la sûreté du parc des réacteurs d'EDF est en diminution de 4 %. Néanmoins, la recrudescence des événements significatifs liés aux sources électriques et à la distribution électrique est préoccupante et met en évidence des difficultés de maîtrise des activités de maintenance de ces équipements. De plus, la stabilisation du nombre des événements qui concernent les erreurs de lignage et les condamnations administratives, ainsi que l'augmentation du nombre des événements liés à des erreurs de consignation montrent que ces activités requièrent toujours une attention particulière. L'IRSN relève que, cette année encore, la plupart des ESS sont liés à des dysfonctionnements organisationnels et humains.

## DIMINUTION CONSTANTE DU NOMBRE D'ESS DEPUIS 2013

En 2016, le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) est en diminution de 4 % ; 582 ESS ont été déclarés par EDF (Figure 2.3) : ainsi, en moyenne, environ 10 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2016, contre un peu plus de 10 en 2015, 11 en 2014 et 12 en 2013.

Parmi les 582 ESS recensés en 2016, 64 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES et, pour la quatrième 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 afin de mettre en œuvre 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 et ne reflète que très partiellement la qualité des conditions d'exploitation des installations. Les variations de ce nombre ne peuvent pas être directement liées à une variation du niveau de la sûreté.

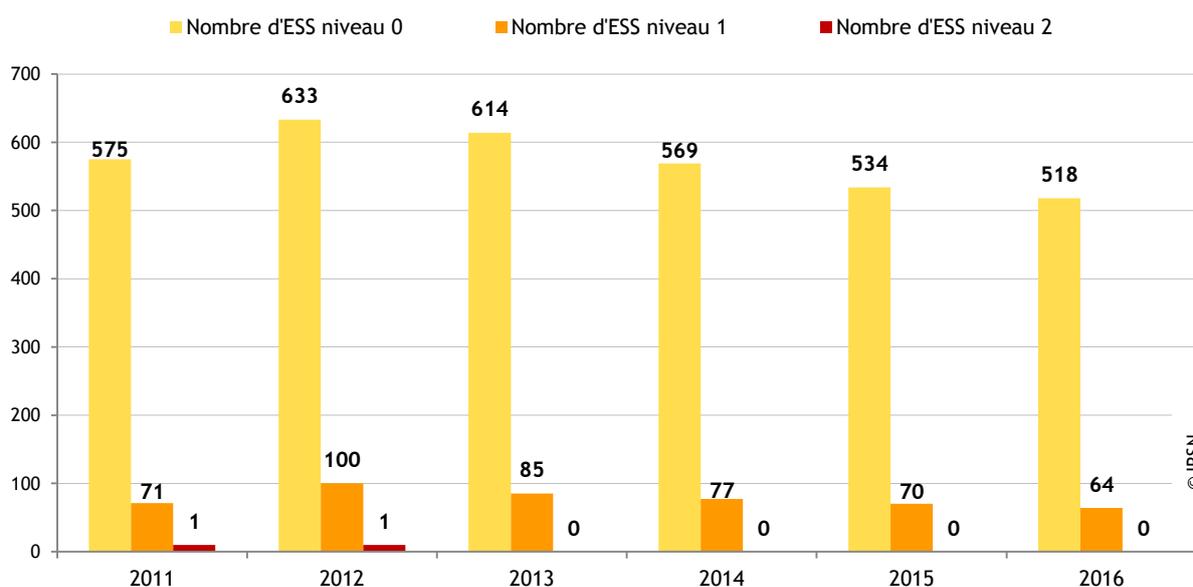


Figure 2.3 : Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2011 et 2016 (comptabilisés à partir de la date de détection de l'événement)

La répartition du nombre d'ESS par critère de déclaration en 2016 (Figure 2.4) permet de constater que la moitié des ESS relève 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 (30 % des ESS) sachant qu'il couvre tous les événements, très divers, ne relevant pas des neuf autres critères. Les

catégories d'événements concernant les huit autres critères représentent 18 % du nombre total d'ESS déclarés. Ces chiffres sont peu différents de ceux observés ces deux dernières années.

L'analyse de tendance des indicateurs de sûreté menée par l'IRSN en 2016 met en lumière certaines typologies détaillées ci-après.

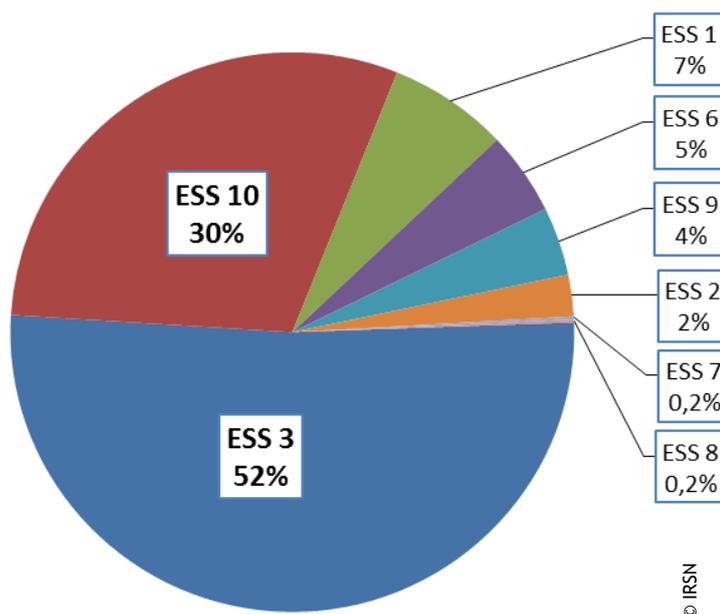


Figure 2.4 : Nombre d'ESS par critère de déclaration en 2016

Les 10 critères de déclaration des événements significatifs pour la sûreté (ESS)	
ESS 1	Arrêt automatique du réacteur
ESS 2	Mise en service d'un des systèmes de sauvegarde
ESS 3	Non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE)
ESS 4	Agression interne ou externe
ESS 5	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.

## LES INDICATEURS DE SURETE DE L'IRSN

Le rapport de sûreté d'une installation nucléaire contient toutes les exigences de sûreté auxquelles doit satisfaire cette installation pour, au vu des connaissances actuelles, prévenir l'occurrence d'un incident ou d'un accident et en limiter les conséquences à un niveau jugé acceptable. Dès lors que l'installation ne répond plus à ces exigences, des anomalies sont déclarées.

L'exploitation d'un réacteur est potentiellement génératrice d'anomalies, non seulement à cause des contraintes physiques exercées sur les équipements pendant leur fonctionnement, mais aussi à cause des nombreuses activités (essais, maintenance...) menées par l'exploitant. Certaines anomalies ne sont détectées qu'après l'analyse du retour d'expérience (REX) national voire international. Par ailleurs, l'exploitation du REX d'année en année contribue à accroître le niveau des exigences de sûreté auxquelles doivent satisfaire les réacteurs.

À cet effet, pour apprécier l'évolution générale du niveau de sûreté du parc nucléaire français d'une année sur l'autre, l'IRSN a développé un nouveau jeu d'indicateurs pour les réacteurs. Cette évolution du jeu d'indicateurs a été réalisée dans le but de correspondre aux nouvelles organisations d'EDF et d'améliorer la cohérence et la précision de ces indicateurs qui sont des outils d'évaluation macroscopique.

### LA FAMILLE « RIGUEUR D'EXPLOITATION »

La famille « Rigueur d'exploitation » regroupe l'ensemble des indicateurs qui contribuent à apprécier la capacité d'un exploitant à prévenir les incidents et les accidents, en maintenant son réacteur dans le domaine d'exploitation attendu. Ce dernier est défini pour chaque état du réacteur par des limites physiques de fonctionnement normal, par la disponibilité requise de certaines fonctions de sûreté ou, en cas d'écarts à ces deux prescriptions, par la mise en place d'une conduite particulière. Ces **règles d'exploitation** sont définies par l'exploitant dans les **spécifications techniques d'exploitation (STE)**.

Cette famille comprend de nombreux indicateurs. Seules les conclusions relatives aux principaux indicateurs mis en évidence par les événements de 2016 sont exposées ci-après. L'indicateur « événement STE » est particulièrement détaillé, compte tenu de la variété des domaines couverts et du nombre important d'événements concernés.

L'état des lieux qui ressort de l'analyse des résultats des indicateurs de sûreté est un préalable à l'engagement d'analyses plus approfondies et mieux ciblées.

Ces indicateurs de sûreté développés par l'IRSN sont regroupés en cinq familles. Les familles ont été définies selon le principe de la défense en profondeur (Cf. définition de l'AIEA [INSAG-10](#) du 10 juin 1996). Cette structuration vise à apprécier les capacités d'un exploitant à prévenir, détecter ou traiter des défaillances matérielles pour éviter leur renouvellement. De plus, les familles couvrent la plupart des activités menées par les exploitants (pilotage, maintenance, essais, modifications matérielles).

Les cinq familles d'indicateurs de sûreté présentées ci-après sont les suivantes :

- « Rigueur d'exploitation » ;
- « Conformité de l'installation » ;
- « Maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle » ;
- « Gravité événementielle » ;
- « Analyse de sûreté ».

Le bilan annuel 2016 repose sur des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience utilisant ces nouveaux indicateurs.

↳ Les **règles générales d'exploitation** et les **spécifications techniques d'exploitation** :  
Les règles générales d'exploitation de chaque réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour être conforme à la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté. Dans les règles générales d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation définissent les domaines autorisés 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 équipements nécessaires en cas d'incident ou d'accident.

## Indicateur « événement STE »

L'IRSN a défini l'indicateur « événement STE » qui recense le nombre d'indisponibilités matérielles générées par une intervention humaine. Cet indicateur se décline en quatre sous-indicateurs selon la fonction de sûreté impactée (fonctions de sûreté « réactivité », « refroidissement », « confinement » ou fonction « support » aux fonctions de sûreté).

La figure 2.5 présente, pour les années 2012 à 2016, une répartition des événements relevant de l'indicateur « événement STE ».

En 2016, la majorité des ESS concerne la fonction de sûreté « confinement ». Par ailleurs, l'analyse des fonctions « support » affectées montre que les « sources électriques de puissance » représentent près de 84 % des défaillances de ces fonctions. Parmi les fonctions « support », l'IRSN observe également des difficultés dans le domaine de la maîtrise des risques liés à l'incendie. Ces points sont détaillés ci-après.

- **De nombreux écarts détectés tardivement affectant la fonction de sûreté « confinement »**

En 2016, 83 ESS affectant la fonction de sûreté « confinement » ont été recensés dont 20 ont fait l'objet d'une détection tardive de la part de l'exploitant et cinq ont été qualifiés par l'IRSN d'événements « marquants confinement » (voir le paragraphe sur la famille « gravité événementielle »).

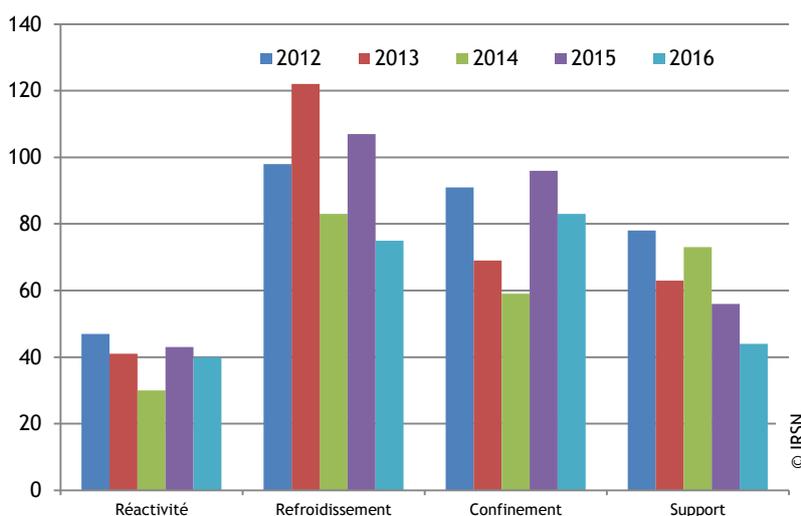


Figure 2.5 : Répartition de l'indicateur « événement STE » sur les différentes fonctions sur la période 2012-2016

Parmi les systèmes associés à la fonction de sûreté « confinement », le système de mesure de radioactivité (KRT) a été l'un des plus affectés. Les causes de ces ESS révèlent essentiellement des dysfonctionnements organisationnels qui ont conduit EDF à déceler tardivement une défaillance ou à ne pas réparer une chaîne de mesure KRT défaillante. Ces chaînes de mesure sont pourtant indispensables pour détecter une activité anormalement élevée dans l'installation et mettre en place les actions nécessaires, en particulier pour limiter l'exposition des travailleurs et éviter les rejets radioactifs dans l'environnement.

### ↳ Les fonctions de sûreté comprennent :

- La fonction de sûreté « réactivité » qui permet de contrôler de manière continue et en toute circonstance la réactivité du combustible nucléaire.
- La fonction de sûreté « refroidissement » qui permet de contrôler de manière continue et en toute circonstance le refroidissement de la chaudière nucléaire.
- La fonction de sûreté « confinement » qui permet de contrôler de manière continue et en toute circonstance le confinement des substances radioactives.

↳ La disponibilité de ces fonctions de sûreté nécessite la disponibilité des fonctions « support » fournissant les informations, les ordres et les fluides nécessaires à leur bon fonctionnement. Les fonctions « support » sont les suivantes :

- sources électriques de puissance,
- sources électriques de contrôle-commande,
- sources d'air comprimé,
- système de surveillance post-accidentelle, chaînes de protection du réacteur,
- détection et protection incendie,
- climatisation et ventilation.

EDF a engagé des actions de fiabilisation des chaînes KRT, notamment des modifications matérielles définies dans le cadre des réexamens de sûreté associés à la troisième visite décennale des réacteurs de 900 et de 1300 MWe. Néanmoins, pour l'IRSN, compte tenu du nombre significatif d'ESS mettant en évidence des dysfonctionnements organisationnels dans le contrôle et le suivi des chaînes KRT, EDF devrait également examiner les dispositions d'exploitation (maintenance, essais périodiques, etc.) de ces équipements.

- **Recrudescence des événements significatifs liés à la fonction support « sources électriques de puissance »**

En 2016, le nombre de pertes de sources électriques de puissance a été en recrudescence et de nombreux événements parfois génériques et à fort enjeu de sûreté sont survenus sur le parc.

La prépondérance des sources électriques, parmi les fonctions support affectées, avait déjà été mise en évidence lors d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires relative à l'examen du retour d'expérience sur la période 2012-2014 ; à cette occasion, EDF avait identifié cette fonction comme un axe d'amélioration pour le parc nucléaire dans sa synthèse des résultats de sûreté en 2014.

#### **La turbine à combustion**

Entre 2013 et 2016, le nombre d'ESS déclarés concernant la turbine à combustion (TAC) est passé de zéro à sept par an. L'analyse des événements déclarés en 2016 a mis en exergue la présence de fissures et d'indications sur différents composants des TAC mettant en cause leur disponibilité. Ces indisponibilités ont principalement affecté les réacteurs de 1300 MWe. De plus, le temps nécessaire à la réparation de cet équipement s'accroît d'année en année. Or, la turbine à combustion assure la production de secours en tension 6,6 kV et a un rôle d'ultime secours en cas de perte totale des alimentations électriques cumulée à la défaillance du turbo-alternateur d'ultime secours en 380 V (TAS LLS). Enfin, depuis la découverte de l'écart de conformité sur le TAS LLS ([voir le rapport public IRSN 2014](#), page 35), l'importance pour la sûreté de la disponibilité de la TAC s'est accrue.

Pour l'IRSN, le programme de maintenance actuel ne permet pas d'atteindre la fiabilité attendue pour cet équipement.

#### **Le groupe turbo-alternateur de production de 380 V d'ultime secours**

En cas de perte totale des alimentations électriques ou en cas de défaillance des deux tableaux électriques secourus LHA et LHB (tableaux de distribution du 6,6 kV secouru en voie A et en voie B), le groupe turbo-alternateur de production de 380 V d'ultime secours (TAS LLS) permet de maintenir l'intégrité du circuit primaire au niveau des joints des pompes primaires et d'évacuer la puissance résiduelle du réacteur. Au cours de l'année 2016, 12 ESS ayant un impact sur le fonctionnement ou concernant le programme d'essai ou de contrôle du TAS LLS ont été déclarés.

Dès 2008, EDF avait défini des actions dans le but de fiabiliser les opérations de maintenance et le réglage du TAS LLS, ce qui avait alors permis d'améliorer la disponibilité du système LLS. Ces actions avaient été définies à la suite des arrêts de réacteur pour rechargement de combustible de 2006, au cours desquels de nombreux écarts avaient conduit à l'indisponibilité du TAS LLS. La plupart des écarts étaient dus à des non-qualités de maintenance. En 2016, la recrudescence du nombre d'ESS relatifs au TAS LLS est toujours liée à des difficultés de maîtrise des activités de maintenance de cet équipement. Ces ESS ont conduit à des indisponibilités répétées et longues de TAS LLS.

L'analyse de ces événements montre que les causes profondes sont liées à des problèmes organisationnels et à des erreurs humaines lors des opérations de maintenance et de requalification de l'équipement. Ce sujet fait actuellement l'objet d'une instruction technique particulière de la part de l'IRSN.

- **Persistance d'événements liés à la fonction support « détection et protection incendie »**

En 2015, 11 événements concernant le non-respect de la conduite à tenir en cas d'indisponibilité partielle ou totale de la détection d'incendie sont survenus sur le parc nucléaire. En 2016, neuf événements de même type ont été identifiés. L'organisation mise en place par les exploitants des centrales nucléaires est souvent mise en défaut lors de ce type d'événement.

Par ailleurs, une recrudescence d'ESS concernant des défauts de gestion de la sectorisation contre l'incendie est observée. Ces événements concernent notamment des défauts de mise en place de mesures compensatoires lors

d'ouvertures de traversées pour le passage de câbles, ce qui entraîne des anomalies de sectorisation. Ces événements mettent en lumière des dysfonctionnements importants dans le processus de gestion de la sectorisation contre l'incendie. L'analyse des causes de ces ESS permet d'identifier des défaillances organisationnelles à toutes les phases associées aux interventions impliquant la sectorisation : préparation, exécution, contrôle technique,

surveillance et contrôle périodique. De plus, de nombreuses traversées se trouvant dans le bâtiment électrique qui abrite des équipements importants pour la sûreté de l'installation, ces défauts peuvent avoir des conséquences non négligeables pour la sûreté. Ce sujet fait actuellement l'objet d'une instruction technique particulière de la part de l'IRSN.

### Indicateur « sorties du domaine de fonctionnement autorisé »

La tendance à la baisse observée en 2015 du nombre de sorties du **domaine de fonctionnement autorisé** se confirme en 2016 : seulement 28 événements ont concerné un dépassement involontaire des limites assignées à des paramètres physiques dans le domaine de fonctionnement autorisé (Figure 2.6). Ceci représente une moyenne de 0,5 ESS par réacteur et par an.

↳ Le **domaine de fonctionnement autorisé** comprend plusieurs domaines d'exploitation allant du réacteur à l'arrêt 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 équipements dont la disponibilité est nécessaire pour maintenir l'état du réacteur dans le domaine couvert par la démonstration de sûreté. Il est strictement interdit aux opérateurs de sortir volontairement du domaine de fonctionnement autorisé dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation autorisée dans les plus brefs délais.

Par ailleurs, il est important de noter que les durées des sorties du domaine de fonctionnement autorisé restent, depuis quatre ans, relativement courtes : les événements de ce type sont détectés et corrigés généralement 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. Pour plus de la moitié de ces événements, les causes sont imputables à des erreurs des opérateurs lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur en salle de commande, les autres événements ayant pour origine des défaillances fortuites d'équipements.

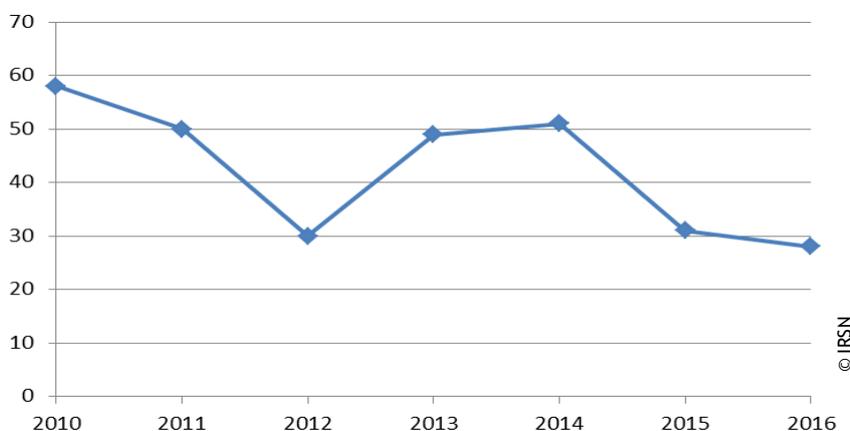


Figure 2.6 : Évolution du nombre des dépassements involontaires des limites des paramètres physiques entre 2010 et 2016

## Indicateur « lignage »

Les difficultés inhérentes à la réalisation de certains **lignages** ne sont pas toujours bien appréhendées par les intervenants lors de la préparation de l'activité, de l'utilisation des documents support à la réalisation de l'activité ou du contrôle des activités. Or les erreurs de lignage sont dommageables pour la sûreté du réacteur notamment lorsqu'elles conduisent à générer des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté.

↳ 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 permettant de réaliser les fonctions attendues. 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.

En 2016, le nombre d'ESS liés à des erreurs de lignage, bien qu'apparaissant en légère diminution par rapport à la période précédente (- 9 %), reste élevé avec 42 événements déclarés (**Figure 2.7**). A ce sujet, EDF précise, dans plusieurs comptes rendus d'ESS, avoir développé une nouvelle organisation, en cours de déploiement dans les centrales nucléaires. Cette organisation vise, par l'édition systématique d'une gamme de déconsignation sur laquelle l'agent de terrain devra spécifier la position de l'organe après manœuvre, à diminuer le nombre des erreurs de lignage après déconsignation. La méthode prévoit par ailleurs de définir pour tous les organes (y compris les robinets de purges et les événements) une position de référence en fonction de la configuration du réacteur. Cette position de référence sera connue à tout moment, et toute modification de la position de l'organe par rapport à sa position de référence sera suivie par le système informatique d'aide à la consignation.

En 2016, l'analyse des ESS liés à des erreurs de lignage met en exergue un type particulier d'événements ayant des conséquences sur la maîtrise par l'exploitant de l'inventaire en eau dans le circuit primaire. Six événements ayant comme cause commune un défaut de lignage ont entraîné une diminution de l'inventaire en eau ou l'indisponibilité d'une mesure compensatoire pour restaurer cet inventaire en cas de fuite. Pour cinq de ces événements, le réacteur se trouvait dans le domaine d'exploitation « **arrêt pour intervention (API)** » au cours duquel l'inventaire en eau doit être réduit afin de pouvoir réaliser certaines opérations de maintenance. Dans certaines de ces situations, une baisse intempestive du niveau d'eau en dessous de la limite autorisée pourrait conduire à une perte totale du circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt par un désamorçage de ses pompes.

↳ L'**arrêt pour intervention (API)** est un domaine d'exploitation dans lequel, afin de pouvoir réaliser certaines opérations de maintenance, le circuit primaire est susceptible d'être vidangé partiellement jusqu'à ce que le niveau d'eau dans les boucles primaires se situe dans une zone de fonctionnement autorisée appelée plage de travail basse (PTB) du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Le **niveau bas de la PTB du RRA** correspond au niveau de réfrigérant dans le circuit primaire le plus bas qui permet un fonctionnement correct de l'ensemble du système RRA.

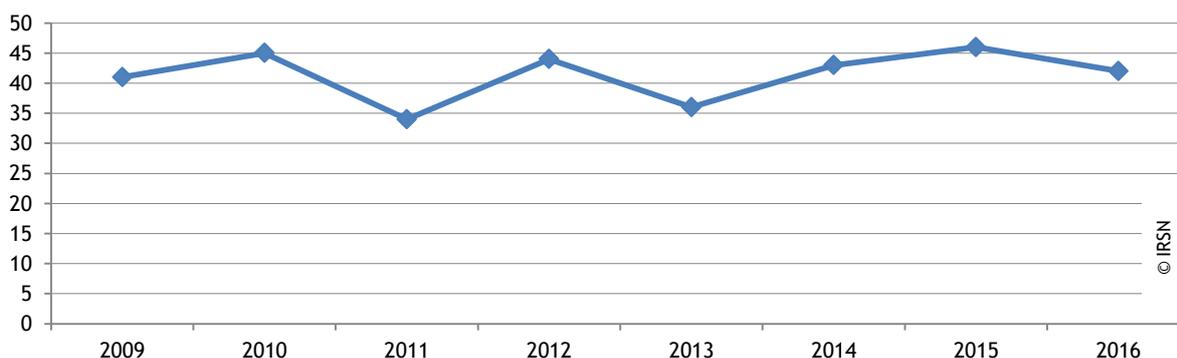


Figure 2.7 : Évolution du nombre d'erreurs de lignage

À ce titre, l'ESS, survenu dans le réacteur n° 2 de Saint-Alban le 29 août 2016, a montré de nombreuses lacunes organisationnelles durant un transitoire sensible de vidange du circuit primaire à la **plage de travail basse du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (PTB du RRA)**. La vidange du circuit primaire à la PTB du RRA (**Figure 2.8**) était en cours en vue de la dépose des tapes des générateurs de vapeur et de la mise sous vide du circuit primaire. Pendant la vidange, une erreur de lignage sur un autre chantier a conduit à l'ouverture d'une vanne du circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV). Cette ouverture a entraîné une augmentation du débit de vidange pendant quatre minutes. Le niveau d'eau dans le circuit primaire a alors chuté de +14,70 m à +14,68 m pour un niveau bas de la PTB du RRA fixé à +14,62 m.

Cet événement dont les conséquences réelles sont restées modérées grâce à la vigilance des opérateurs en salle de commande aurait pu avoir des conséquences bien plus importantes si la vanne du circuit RCV n'avait pas été refermée rapidement.

L'analyse des causes a mis en évidence un défaut de planification de l'activité de lignage qui n'aurait pas dû être réalisée pendant ce transitoire sensible, un pré-job briefing inefficace et une mauvaise organisation en salle de commande ainsi qu'une erreur dans la lecture du dossier de lignage par un opérateur.

Pour l'IRSN, EDF doit examiner les causes profondes des ESS récents liés à des activités de conduite comprenant des mouvements d'eau et affectant la maîtrise de l'inventaire en eau dans le domaine d'exploitation « arrêt pour intervention ».

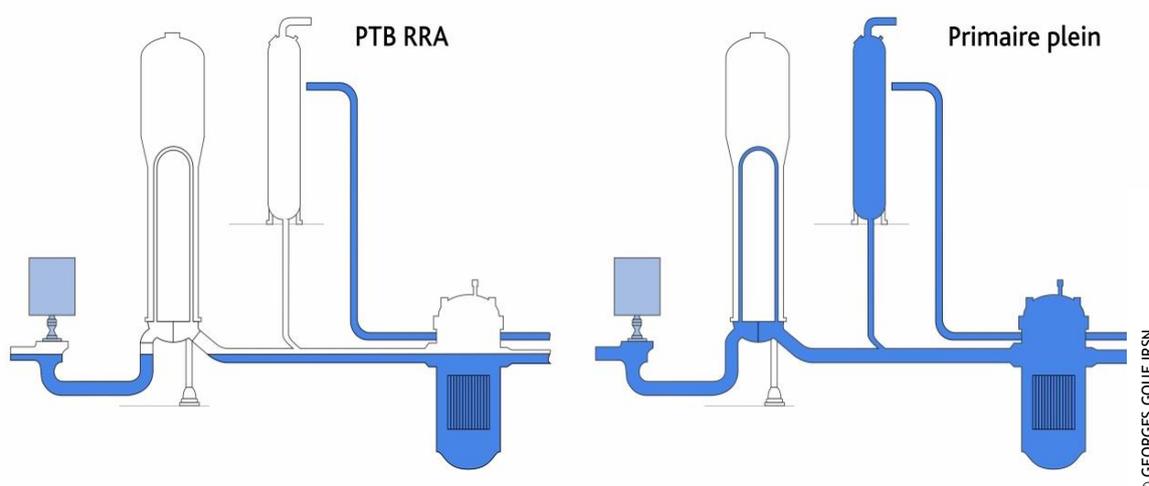


Figure 2.8 : Niveau d'eau dans le circuit primaire pour deux états différents

### Indicateur « condamnations administratives »

Certains lignages de circuits importants pour la sûreté sont gérés par des **condamnations administratives**. Après une légère baisse en 2015, le nombre d'ESS liés à des condamnations administratives retrouve en 2016 les niveaux des années 2013-2014 avec 19 événements déclarés (**Figure 2.7**). Cette augmentation est à attribuer à une recrudescence des déclarations d'événements liés à des erreurs de condamnations administratives sur les réacteurs de 900 MWe avec 14 déclarations sur la période étudiée contre neuf déclarations en 2015.

↳ Les **condamnations administratives** sont des consignations physiques, c'est-à-dire des cadenas et des chaînes installés sur les équipements dans le but d'assurer à tout moment la conformité de la position requise de l'organe. Elles sont gérées de manière formelle et administrative (organisation centralisée). Tout oubli ou toute erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative induit des risques car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas remplir leur fonction.

Après avoir constaté une amélioration entre 2009 et 2012 (Figure 2.9), l'IRSN relève une stabilisation du nombre des ESS concernant des condamnations administratives malgré les actions mises en œuvre par EDF.

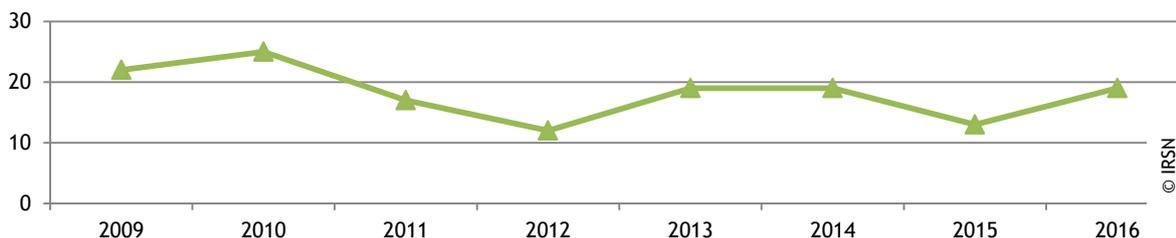


Figure 2.9 : Évolution du nombre d'erreurs de condamnations administratives

### Indicateur « consignation »

Le nombre d'ESS liés à des défaillances dans le processus de **consignation** ou de déconsignation d'équipement est en augmentation constante depuis plusieurs années (Figure 2.10). En 2016, des analyses de risques et des préparations insuffisantes des activités apparaissent comme les causes les plus fréquentes de ces événements. Les défaillances du processus de consignation sont dommageables pour la sûreté lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté.

À titre d'illustration, l'exploitant de la centrale nucléaire de Cattenom a déclaré un ESS en juin 2016 à la suite de l'indisponibilité, dans les domaines d'exploitation « arrêt pour intervention » et « arrêt pour rechargement », des deux voies de recirculation des systèmes d'injection de sécurité et d'aspersion de l'enceinte. Cette indisponibilité est liée à la consignation pour nettoyage et inspection de deux armoires électriques du système de protection du réacteur par lesquelles transitent les ordres d'ouverture depuis la salle de commande des vannes d'aspiration dans les puisards du bâtiment du réacteur en voie A et en voie B. Les conséquences de la consignation n'ont pas été identifiées lors des phases de planification et de préparation de l'activité. L'indisponibilité n'a été découverte que deux jours après la consignation des deux armoires électriques. Par ailleurs, un retour d'expérience diffusé en 2013 par l'exploitant de Belleville et préconisant la réalisation de la visite de ces armoires électriques dans le domaine d'exploitation « réacteur complètement déchargé » n'a pas été pris en compte. Cet événement a été identifié comme « événement précurseur » après analyse de l'IRSN (voir le paragraphe sur la famille « précurseurs »).

↳ La **consignation d'un circuit** ou d'une partie de l'installation est destinée à fournir les conditions de sécurité requises pour une intervention en le retirant de l'exploitation (condamnation d'organes de séparation, mise hors tension d'appareils électriques, etc.). Comme pour les activités de lignage, les activités de consignation et de déconsignation sont très nombreuses, en particulier lors des arrêts de réacteur et sont des sources potentielles d'erreur.

Pour l'IRSN, EDF doit expliciter les enseignements tirés de l'augmentation du nombre d'ESS liés à des défaillances du processus de consignation ou de déconsignation et les actions mises en œuvre afin d'en réduire l'occurrence.

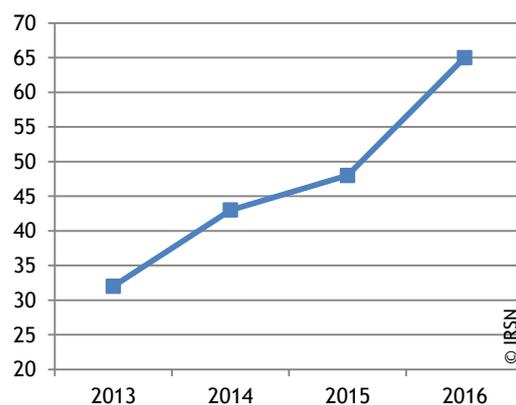


Figure 2.10 : Évolution du nombre d'ESS liés à des défaillances dans le processus de consignation ou de déconsignation

## LA FAMILLE « CONFORMITE DES INSTALLATIONS »

La famille « Conformité des installations » regroupe l'ensemble des indicateurs qui évaluent la capacité d'un exploitant à surveiller les performances des fonctions de sûreté du réacteur. Cette surveillance s'effectue notamment via des contrôles périodiques et des opérations de maintenance préventive qui garantissent la disponibilité des équipements importants pour la sûreté.

Les indicateurs relatifs à cette famille ne montrent pas d'amélioration significative depuis plusieurs années. En particulier, la gestion des essais périodiques, déjà identifiée comme un point de vigilance en 2015, continue à se dégrader en 2016. L'IRSN relève également l'émergence d'événements liés à l'évolution du système d'information d'EDF qui regroupe désormais l'ensemble des outils et des

documents permettant la mise en œuvre du **référentiel d'exploitation**. Sur ces points, l'IRSN considère qu'EDF devrait renforcer son organisation afin de détecter au plus tôt les éventuels écarts d'application de ce référentiel. Ces aspects ont fait l'objet d'une expertise de l'IRSN présentée lors d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires relative à l'examen du retour d'expérience sur la période 2012-2014 ([voir avis IRSN/2016 00414](#) du 28 décembre 2016).

↳ Le **référentiel d'exploitation** comprend les documents décrivant les exigences applicables aux activités de maintenance, de modification de l'installation et d'essais périodiques.

### Indicateur « déclinaison inadaptée des règles d'essais »

La définition du programme des **essais périodiques (EP)** (notamment la périodicité de chaque essai et les conditions de sa réalisation) ainsi que le respect des critères fixés par les règles générales d'exploitation sont essentiels pour la sûreté.

↳ Les **essais périodiques (EP)** sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des équipements 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 équipement 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.

Depuis 2007, les conditions de réalisation des EP (aussi appelées règles d'EP) sont déclinées en documents opératoires dans le cadre du projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes ([voir le rapport public IRSN 2013, page 28](#)). Cette approche permet notamment de standardiser et de mutualiser les documents opératoires d'essais entre les centrales dotées de réacteurs de même puissance. Après une période de « mise à l'épreuve », cette organisation avait permis une diminution du nombre d'événements entre 2010 et 2013 et une stabilité entre 2013 et 2014 ; une nouvelle augmentation de 50 % est observée en 2015 et 2016, due à une mauvaise déclinaison des règles d'EP (13 en 2014, 19 en 2015 et 29 en 2016) (**Figure 2.11**).

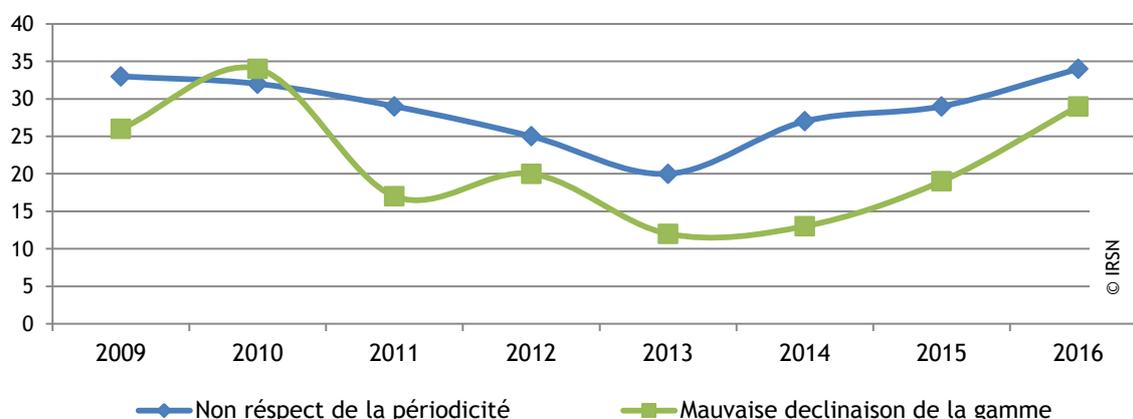


Figure 2.11 : Évolution entre 2009 et 2016 du nombre d'ESS dus à un non-respect de périodicité des essais périodiques ou à une mauvaise déclinaison de leurs conditions de réalisation

Le bénéfice de cette approche semble donc atteindre ses limites. Quatre ESS à caractère générique ont notamment été déclarés à la suite d'une déclinaison inadaptée de nombreuses règles d'EP.

Très souvent, l'origine des écarts se trouve dans le processus de rédaction ou d'évolution des documents opératoires d'essais mutualisés. En particulier, plusieurs ESS révèlent que la planification des EP dans les plannings de référence palier n'est pas conforme aux règles d'EP.

### Indicateur « non-respect de la périodicité des Essais Périodiques »

En 2016, le nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité des EP a continué à augmenter (20 en 2013, 27 en 2014, 29 en 2015 et 34 en 2016) (Figure 2.11) : ceci peut résulter d'une baisse de la vigilance dans la planification des EP. Par ailleurs, sur les 34 événements déclarés par EDF, près d'un quart ont pour origine des difficultés liées au basculement de la gestion des activités sous le nouveau système d'information regroupant désormais l'ensemble des outils et des documents du référentiel d'exploitation d'EDF.

En 2015, l'IRSN avait déjà souligné les difficultés liées à l'utilisation des modes opératoires mutualisés et la nécessité d'améliorer l'étape de vérification des nouvelles gammes d'essai avant leur mise en œuvre sur l'ensemble des sites concernés.

Il faut toutefois pondérer cette observation par le 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 que l'état de l'installation est conforme aux exigences de la démonstration de sûreté. Pour 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.

## LA FAMILLE « MAÎTRISE DES INTERVENTIONS DE MAINTENANCE ET DE MODIFICATION MATÉRIELLE »

La famille « Maîtrise des interventions de maintenance et de modification matérielle » regroupe l'ensemble des indicateurs qui évaluent la capacité d'un exploitant à adapter son organisation ainsi que ses moyens techniques et humains pour effectuer une activité de maintenance ou de modification matérielle sans dé-fiabiliser son installation. Les erreurs lors des interventions de maintenance et de modification matérielle peuvent survenir à chacune des étapes de ces interventions :

- analyse de risques ;
- pré-job briefing ;
- exécution de la maintenance ou de la modification matérielle ;
- contrôle technique ;
- surveillance des activités sous-traitées par EDF ;
- requalification de l'équipement.

L'IRSN a associé un indicateur à chacune de ces étapes.

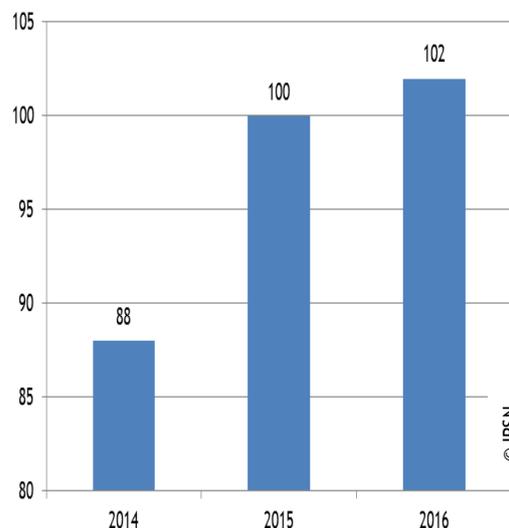


Figure 2.12 : Nombre d'ESS de non-qualité d'exécution au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle entre 2014 et 2016

Depuis 2008, malgré la mise en place de plans d'actions successifs relatifs aux **non-qualités de maintenance (NQM)**, le nombre d'ESS déclarés par EDF ne diminue pas et les résultats escomptés ne sont toujours pas visibles en 2016.

En particulier, le nombre d'ESS concernant les **non-qualités d'exécution** au cours des activités de maintenance est en légère augmentation en 2016 (**Figure 2.12**).

Les ESS relatifs aux NQM en 2016 ont pour principales causes des non-qualités d'exécution (41 %), des défauts d'analyse de risques (22 %) et des défauts de requalification (18 %). Cette répartition avait déjà été constatée dans l'avis de l'IRSN présenté lors d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires relative à l'examen du retour d'expérience sur la période 2012-2014. En 2016, le seul point notable est l'augmentation de 10 % des ESS liés à un défaut de requalification d'équipements. Par ailleurs, parmi les ESS liés aux NQM, l'IRSN identifie 22 événements de niveau 1 sur l'échelle INES, 56 événements marquants et cinq événements précurseurs (voir le paragraphe sur la famille « gravité événementielle »).

### **Exemple d'événement lié à une non-qualité de maintenance**

Parmi les événements significatifs de l'année 2016 relevant d'une non-qualité de maintenance, l'ESS survenu sur le réacteur n° 1 de Penly présente des conséquences potentielles importantes pour la sûreté. En effet, dans le cadre de la remise en conformité du dégazeur du système de traitement des effluents liquides primaires, un tampon de visite a été mal refermé entraînant une entrée d'air et donc d'oxygène dans le circuit. Les différentes opérations de contrôles préalables à la remise en service n'ont pas permis de détecter cette mauvaise fermeture du tampon de visite. Le dégazeur a été connecté à un réservoir du système de traitement des effluents gazeux ce qui a conduit à des concentrations en oxygène de 14,9 % et en hydrogène de 40 %. Dans ces proportions, le mélange gazeux est inflammable et détonnant (le risque de créer un mélange inflammable est atteint lorsque la proportion d'oxygène est de 6 % et celle d'hydrogène de 4 %). En cas d'apport suffisant d'énergie, le feu voire l'explosion produit par le mélange gazeux dans le réservoir aurait pu provoquer un relâchement de gaz radioactif dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires.

↳ Les **non-qualités de maintenance (NQM)** correspondent aux erreurs commises au cours d'une activité de maintenance d'un équipement (serrage insuffisant, pièce de rechange inappropriée, sens inverse de montage...). Ces erreurs sont à l'origine d'anomalies sur l'installation. Parmi les NQM, les **non-qualités d'exécution** recensent le nombre d'ESS 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 l'exécution d'une activité de maintenance ou de modification matérielle.

Pour l'IRSN, les actions à caractère technique, organisationnel ou humain prescrites par EDF sont pertinentes, mais n'ont pas toutes été mises en œuvre jusqu'à présent de manière suffisamment soutenue et efficace. À cet égard, EDF s'est engagé à renforcer notamment l'accompagnement et la formation des intervenants, ainsi que l'implication managériale (présence sur le terrain, contrôles, etc.).

L'origine de cet événement provient notamment d'un défaut de parallélisme lors du montage des assemblages boulonnés du tampon de visite. Cet événement a été classé marquant par l'IRSN.

## LA FAMILLE « GRAVITÉ ÉVÉNEMENTIELLE »

La famille « Gravité événementielle » regroupe l'ensemble des indicateurs qui contribuent à apprécier la capacité d'un exploitant à maîtriser les conséquences d'un événement survenu sur un ou plusieurs réacteurs.

### Indicateur concernant les « replis de réacteur »

Le nombre annuel d'amorçages d'un repli (Figure 2.13) 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. Le délai d'amorçage du repli imposé par les STE permet à l'exploitant, soit de réparer l'anomalie, soit de mettre en œuvre des mesures palliatives pour permettre de maintenir le réacteur dans un état sûr. Le nombre d'ESS liés à un repli de réacteur est en hausse pour la deuxième année consécutive (avec 52 replis de réacteur recensés en 2016), pour atteindre le double du nombre d'ESS déclarés en 2014.

Un amorçage de repli non 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 de replis requis mais non réalisés en raison d'un diagnostic tardif d'un dysfonctionnement de l'installation est également en augmentation (sur les 15 replis non réalisés recensés sur la période étudiée, 13 sont liés à un diagnostic erroné ou tardif d'une indisponibilité). Ces résultats traduisent des difficultés dans la détection et la résorption des écarts présents dans l'installation.

↳ **Amorçage de repli** : Les contrôles réalisés 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 correspond au 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 corriger 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.

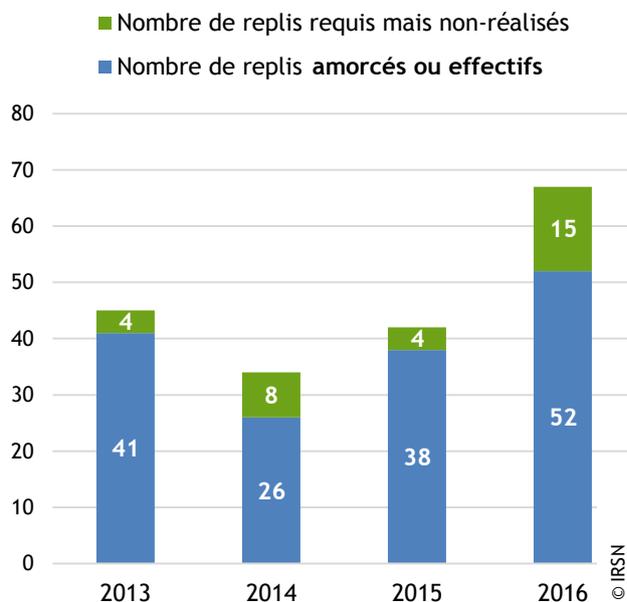


Figure 2.13 : Nombre d'amorçages de replis et de replis requis mais non réalisés entre 2013 et 2016

## Indicateur « événements classés marquants pour l'IRSN »

EN 2016, le nombre d'ESS classés marquants pour l'IRSN reste stable avec 155 événements. Comme les années précédentes, les caractères marquants « générique » et « organisationnel et humain » sont les plus représentés (Figure 2.14). La période étudiée se caractérise néanmoins par une augmentation du nombre des ESS génériques qui passe de 38 % en 2015 à 45 % sur la période étudiée. Cette augmentation s'explique en partie par la déclaration d'un ESS par centrale nucléaire sur le risque, en cas de séisme, d'agression d'équipements qualifiés au séisme par des équipements non qualifiés.

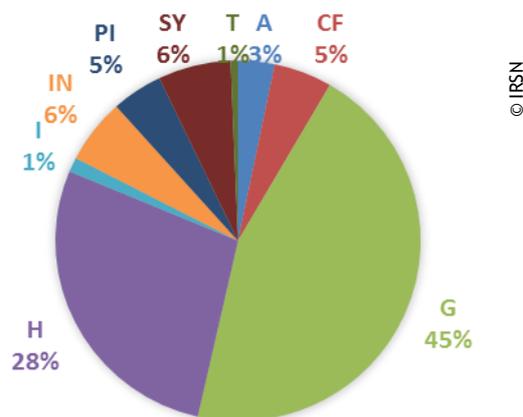


Figure 2.14 : Répartition des événements « marquants »

↳ Les **événements marquants** : Pour faciliter l'étude des événements significatifs pour la sûreté qui sont de l'ordre de 650 par an, l'IRSN a élaboré des critères de sélection afin de faire ressortir les événements « marquants » vis-à-vis de certaines thématiques. Pour effectuer ce classement, les événements sont analysés sous plusieurs angles : leur occurrence, leurs causes et leurs conséquences. Lorsque plusieurs thématiques sont en jeu, la thématique prépondérante du point de vue de la sûreté est retenue. Pour les événements significatifs pour la sûreté, neuf catégories sont considérées :

catégorie	thématique
A	remarquables en termes d'agression,
CF	remarquables en termes de confinement,
G	remarquables par leur répétitivité ou leur caractère générique,
H	remarquables en termes d'organisation ou d'erreurs humaines,
I	initiateurs d'un scénario accidentel,
IN	remarquables en termes d'incendie,
PI	pouvant amener à un initiateur d'un scénario accidentel,
SP	remarquables par une défaillance du système de protection du réacteur,
SY	remarquables vis-à-vis d'un dysfonctionnement d'un équipement important pour la sûreté,
T	remarquables lors d'une situation de transitoire d'exploitation de réacteur.

### Exemple d'événements marquants génériques (catégorie G)

Deux ESS ont été déclarés en 2016 par l'exploitant de la centrale nucléaire de Cruas au cours de la visite décennale du réacteur n° 4. En avril 2016, la requalification de la pompe de test du circuit d'injection de sécurité (commune aux réacteurs 3 et 4) à l'issue de sa visite pour maintenance de périodicité 30 cycles n'est pas satisfaisante. La pompe est déclarée indisponible et n'a pas pu être réparée dans le délai requis (trois jours), le réacteur n° 3 a donc été arrêté. Cet arrêt du réacteur a fait l'objet de la déclaration d'un premier ESS.

Après expertise, l'origine de l'événement a été attribuée à la présence de particules métalliques dans l'un des distributeurs hydraulique du circuit d'huile de la pompe, installé lors de la maintenance de périodicité 30 cycles.

L'absence de particules dans le circuit hydraulique a alors été contrôlée et plusieurs distributeurs ont été à nouveau remplacés. La requalification de la pompe à l'issue de cette deuxième intervention de maintenance est satisfaisante. Or, le 10 mai 2016, les deux pistons de la pompe ne se déplacent pas alors que celle-ci est sollicitée pour le remplissage des accumulateurs du circuit d'injection de sécurité. La pompe est alors déclarée indisponible.

L'expertise réalisée révèle cette fois la présence de deux morceaux de vis cassée dans un distributeur, installé à l'issue du premier aléa. Cet écart a fait l'objet de la déclaration d'un deuxième ESS. Dans les deux cas, l'exploitant considère que les corps étrangers étaient

présents dans les distributeurs neufs livrés sur site. Ces ESS ont été sélectionnés comme événements « marquants » par l'IRSN pour leur aspect générique. En effet, des distributeurs de rechange défectueux pourraient être installés sur d'autres pompes de secours du parc. Ce sujet fait l'objet d'une expertise spécifique de la part de l'IRSN.

### Indicateur « événements précurseurs »

Sur la période étudiée, neuf événements « précurseurs » ont été identifiés par l'IRSN, dont six concernent des réacteurs de 1300 MWe. Les sources électriques et les lignes de défense valorisées dans la démonstration de sûreté en cas de perte totale des sources électriques ont été affectées dans six des neuf événements identifiés, dont trois ont présenté un caractère récurrent ou générique :

- l'ESS déclaré à la suite de défaillances récurrentes de disjoncteurs 6,6 kV spécifiques aux réacteurs de la centrale nucléaire de Saint-Alban (Cf. article spécifique dans le chapitre 3 du présent rapport) ;
- l'ESS lié au défaut de conception d'une modification du contrôle-commande déployée dans le cadre d'une mesure palliative à l'écart de conformité sur le groupe turbo-alternateur de production de 380 V d'ultime secours (TAS LLS) ([voir le rapport public IRSN 2014, page 35](#)) pour les réacteurs du palier 1300 MWe ;

- l'ESS à caractère générique sur le palier CPY relatif au mauvais dimensionnement d'un disjoncteur nécessaire à l'alimentation électrique de moyens d'information et de conduite en cas de situation de perte totale des alimentations électriques (Cf. l'exemple décrit ci-après).

Ces trois situations ont fait l'objet d'instructions spécifiques de la part de l'IRSN.

↳ Les **événements précurseurs** : la gravité d'un ESS peut être évaluée en quantifiant l'accroissement du risque de fusion du cœur induit par l'occurrence de l'événement. Lorsque l'accroissement du risque de fusion du cœur est supérieur à  $10^{-6}$ , l'événement est qualifié de « précurseur ». Cette méthode, basée sur les études probabilistes de sûreté de niveau 1, permet, soit de relativiser la gravité d'un événement, soit de mettre en évidence des situations qui auraient pu ne pas être identifiées à risque et donc ne pas conduire à mettre en œuvre les actions correctives nécessaires.

### Exemple d'un événement précurseur : ouverture intempestive d'un disjoncteur

Lors de l'arrêt pour rechargement du combustible, l'exploitant du réacteur n° 2 de Gravelines remplace l'alimentation basse tension d'une armoire de régulation générale du **système d'instrumentation des processus (SIP)**.

En phase de redémarrage, au cours d'une manipulation d'un coffret de distribution électrique à l'issue de l'essai périodique d'ensemble du circuit de production de 380 V d'ultime secours (LLS), un disjoncteur s'ouvre de manière intempestive. Ceci provoque la coupure de l'alimentation de régulation générale précitée, entraînant notamment l'isolement de la ligne de décharge du système de contrôle chimique et volumétrique. L'ouverture intempestive de ce disjoncteur entraîne également la perte de plusieurs moyens d'information et de conduite en salle de commande, dont les capteurs de mesures de niveau gamme large des générateurs de vapeur (GV).

↳ Le **système d'instrumentation des processus (SIP)** élabore, à partir des grandeurs physiques mesurées par l'instrumentation du réacteur (hors mesures de la puissance nucléaire), les informations utilisées par le système de protection du réacteur.

En cas de situation de perte totale des alimentations électriques, l'absence de ces mesures rend impossible le contrôle du niveau d'eau dans les GV et peut conduire, par le remplissage complet des GV, à la perte de la turbopompe de secours du système d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur (TPS ASG) et finalement à la fusion du cœur. Le réacteur a alors été replié vers le domaine d'exploitation d'arrêt normal sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt. Un ESS a été déclaré par l'exploitant suite à cet événement.

Plusieurs déclenchements intempestifs de ce même disjoncteur ayant été constatés sur d'autres réacteurs de 900 MWe entre mars 2014 et octobre 2015, l'IRSN a porté une attention particulière à ce retour d'expérience.

Les investigations d'EDF ont montré que le disjoncteur concerné était sous-dimensionné compte tenu du courant d'appel pouvant être généré lors de la mise sous tension de la nouvelle alimentation des armoires électriques SIP. Lors de la qualification du nouvel équipement, le bon dimensionnement des dispositifs de protection électrique n'avait pas été contrôlé.

Ce constat a conduit à la déclaration, en mars 2016, d'un ESS à caractère générique sur tous les réacteurs du palier 900 MWe. Le contrôle et le remplacement des disjoncteurs en anomalie a été initié en 2016.

### LA FAMILLE « ANALYSE DE SÛRETÉ »

---

La famille « Analyse de sûreté » regroupe l'ensemble des indicateurs qui évaluent la capacité d'un exploitant à tirer les enseignements du retour d'expérience (REX) des réacteurs et à les communiquer de manière transparente à l'ASN.

Dans le cadre de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires relative à l'examen du retour d'expérience sur la période 2012-2014, l'IRSN soulignait les difficultés rencontrées par les exploitants pour la prise en compte du REX. L'analyse de cet indicateur ne montre pas d'amélioration en 2016.

Pour illustrer les défauts de prise en compte du REX dans les centrales nucléaires, l'exemple suivant est l'un des plus significatifs. Au cours de l'arrêt pour simple rechargement de combustible du réacteur n° 2 de Chooz B de 2016, la re-fermeture par commande électrique de deux soupapes de sûreté a échoué lors d'un test d'opérabilité des soupapes de sûreté du pressuriseur. L'analyse de ces dysfonctionnements a permis d'identifier que les pistes des circuits imprimés de la commande électrique étaient défailtantes en raison d'un vieillissement thermique prématuré. La défaillance de ces circuits ne permettait plus de refermer électriquement les soupapes de sûreté. De plus, après vérification, tous les circuits imprimés de la commande électrique des soupapes de sûreté du pressuriseur des réacteurs de 1450 MWe présentaient des traces d'échauffement ; l'aspect générique est donc avéré.

Cette situation aurait pu conduire à une brèche primaire non isolable pendant plusieurs heures, en cas d'ouverture des soupapes. Néanmoins il était possible de refermer les soupapes à l'aide d'un moyen mobile d'alimentation.

L'analyse des causes de l'événement a montré qu'un événement similaire était survenu en 2013 sur un réacteur de 900 MWe. En effet, sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines, des dégradations identiques ont été constatées sur le même équipement. EDF avait alors résolu ce problème en modifiant la conception de la commande électrique pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe. EDF avait alors signalé que la commande électrique des réacteurs de 1 450 MWe n'était pas affectée par cet écart.

# 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 augmentation de 9 % en 2016. Sur cette période, l'IRSN constate une augmentation significative du nombre d'accès en zone orange sans autorisation relevant essentiellement d'un manque de préparation et de surveillance des activités de maintenance. Par ailleurs, après une forte augmentation entre 2013 et 2015, le nombre d'événements liés à des défauts de port des dosimètres semble se stabiliser avec le déploiement de bonnes pratiques sur certains sites EDF. De plus, un nombre croissant d'événements, liés à des défauts d'analyse de risques en préalable à des interventions, conduit à des expositions fortuites des intervenants.

Enfin, l'IRSN souligne la recrudescence des événements de contamination cutanée de travailleurs entraînant le dépassement du quart des limites réglementaires.

## AUGMENTATION DU NOMBRE D'ESR DÉCLARÉS EN 2016

En 2016, le nombre d'événements significatifs pour la radioprotection (ESR) est en augmentation de 9 %. 121 ESR ont été déclarés par EDF (Figure 2.15), soit une moyenne d'un peu plus de deux ESR par réacteur.

Parmi ces 121 ESR, 117 ont été classés au niveau 0 et quatre au niveau 1 de l'échelle INES : ces quatre ESR concernent des contaminations cutanées ayant conduit au dépassement du quart de la limite réglementaire de dose à la peau. Par contre, aucun ESR n'a été déclaré en 2016 à un niveau égal ou supérieur à 2.

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.

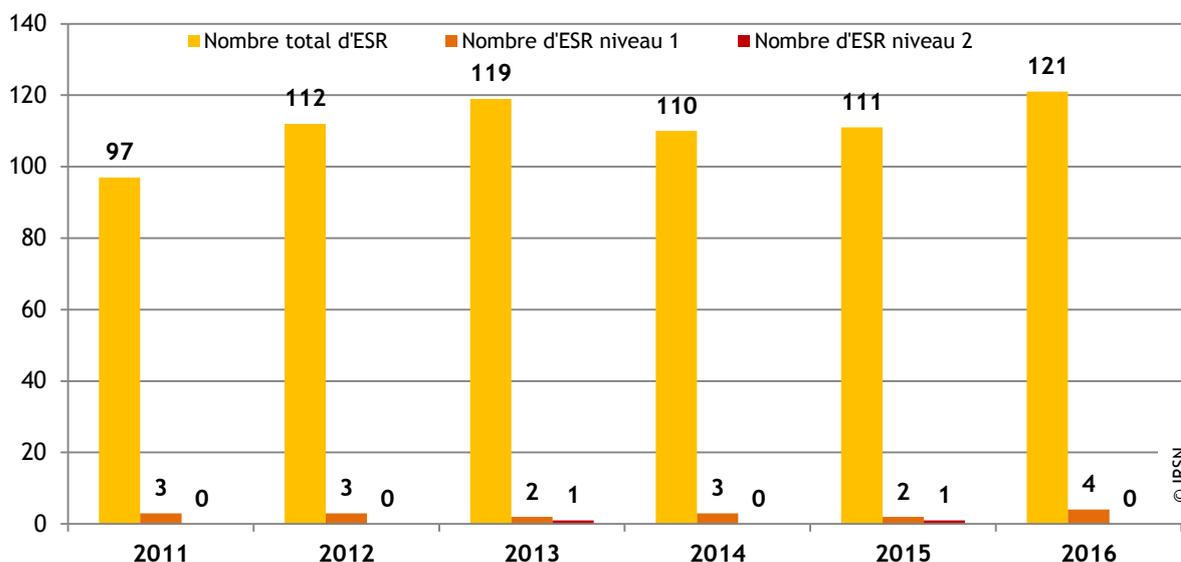


Figure 2.15 : Nombre d'ESR total par an et nombre d'ESR classés aux niveaux 1 et 2 sur l'échelle INES

En 2016, les principales causes des ESR sont :

- des écarts aux conditions d'accès en zone spécialement réglementée, notamment en zone orange (Figure 2.16) ;
- des défauts d'analyse de risque conduisant à des expositions fortuites des intervenants ;
- des défauts de port de dosimètre (opérationnel ou passif). Ce dernier point a déjà été souligné dans les bilans des années 2014 et 2015.

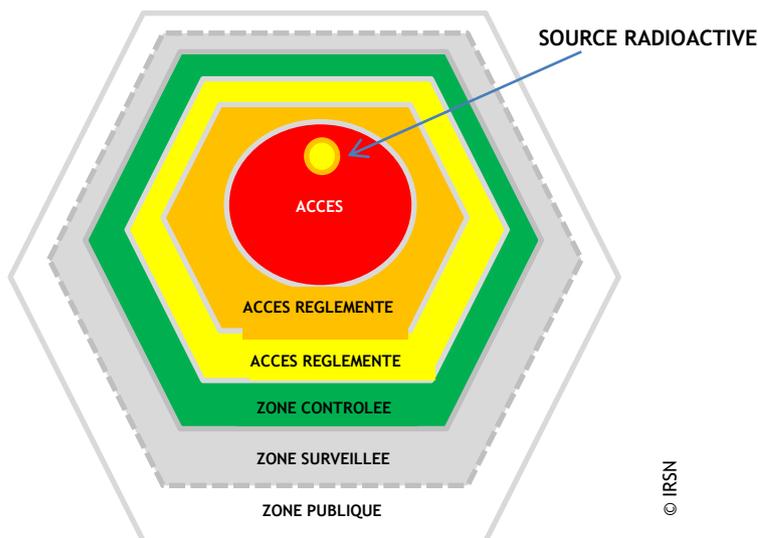


Figure 2.16 : Représentation des zones de radioprotection

**↳ Zone contrôlée ou « spécialement réglementée » :** 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.

## RÉPARTITION DES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS EN RADIOPROTECTION

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. Les déclarations des 121 ESR en 2016 selon les critères de l'ASN (Figure 2.17) 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 42 % et 41 % des ESR. Les catégories d'événements concernant les huit autres critères représentent 17 % du nombre total d'ESR déclarés.

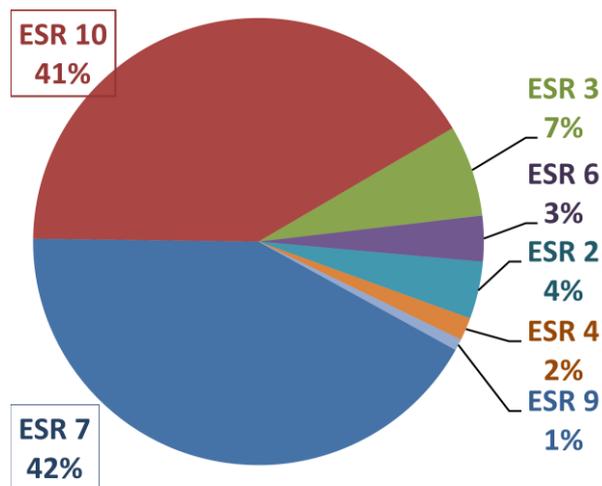


Figure 2.17 : Nombre d'ESR par critère pour l'année 2016



## Les dix critères de déclaration des événements significatifs en 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'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 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 et zone 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

## TYPLOGIE DES ÉVÉNEMENTS DÉCLARÉS

Pour son analyse des tendances, l'IRSN a examiné les ESR et les a regroupés selon leur typologie (Figure 2.18). L'Institut a analysé plus particulièrement les causes et les actions correctives relatives aux types d'événements les plus représentés ou ayant conduit aux conséquences avérées ou potentielles les plus élevées.

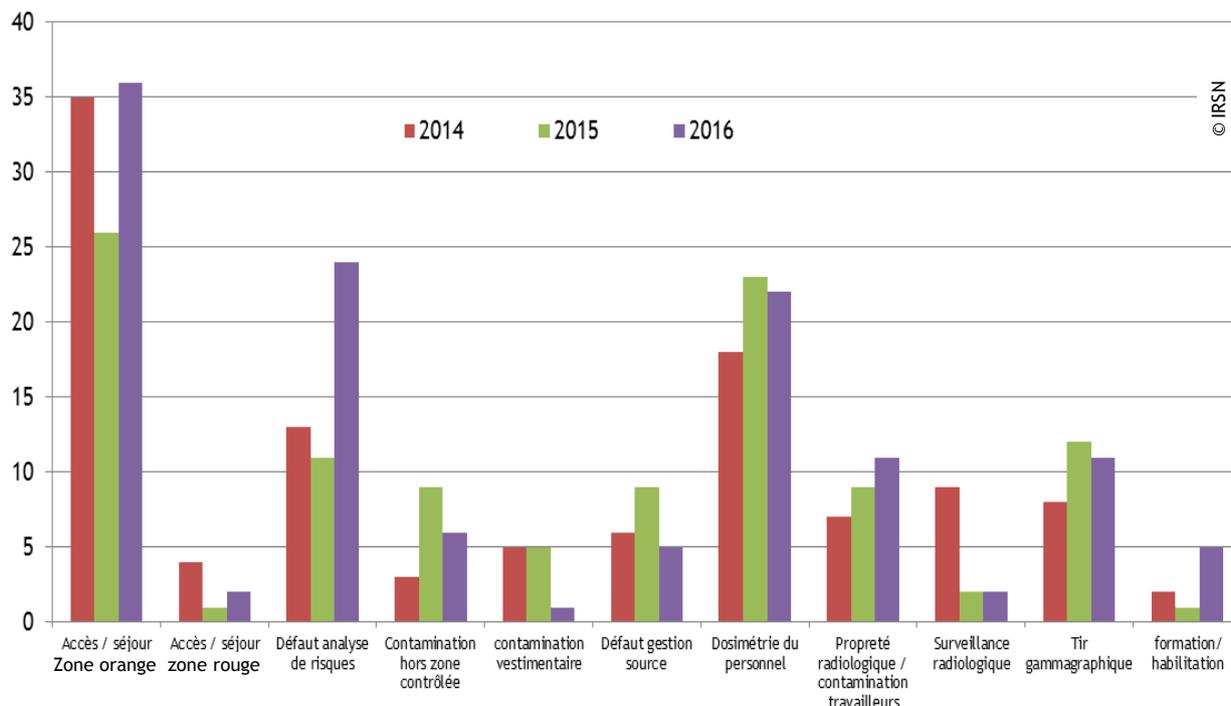


Figure 2.18 : Évolution du nombre d'ESR par type

## ACCÈS ET SÉJOURS EN ZONE ORANGE SANS AUTORISATION

En 2016, 36 ESR liés à des accès ou des séjours en zone orange sans autorisation ont été dénombrés soit dix ESR de plus qu'en 2015. Pour rappel, l'accès en zone orange, ne serait-ce que pour la traverser, requiert une autorisation nominative, validée par le service de radioprotection. Seules les personnes en contrat à durée indéterminée ou en contrat à durée de chantier depuis plus de six mois peuvent l'obtenir. Les personnes à contrat à durée déterminée et intérimaires ne sont pas autorisées, d'après le code du travail, à entrer dans les zones où le débit de dose serait supérieur ou égal à 2 mSv/h.

Pour l'IRSN, l'augmentation du nombre d'accès ou de séjours en zone orange sans autorisation relève essentiellement d'un manque de préparation et de surveillance des activités de maintenance. À cet égard, le récent déploiement chez EDF, lors des arrêts de réacteurs, de « responsables de zone » pourrait permettre une meilleure surveillance des intervenants. Ces ESR ont également pour origines de nombreux autres dysfonctionnements, tels que l'absence d'identification et de mise en œuvre de parades prévues dans le référentiel de radioprotection d'EDF et dans l'analyse de risques (vérification des conditions radiologiques au poste de travail par exemple).

## PROBLÈMES LIÉS AU PORT DE DOSIMÈTRE

La réglementation impose le port de dosimètres passifs et opérationnels (Figure 2.19) lors de l'accès des travailleurs en zone contrôlée : le nombre d'événements relatifs à une absence de port de dosimètre se stabilise à 22 en 2016. Ces événements font 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...).

Pour les années 2013 et 2014, la moitié des défauts de port de dosimètre étaient liés à des situations d'urgence. En 2016, un seul événement relatif à un défaut de port de dosimètre concerne une intervention dans une situation d'urgence (interventions de gendarmes ou pompiers). Ce constat confirme la tendance de 2015 où deux événements attribuables à des situations d'urgence avaient été notés. Les 21 autres événements en 2016 sont en majorité des oublis de dosimètre dans le vestiaire chaud lors de l'habillage en tenue universelle.



© Laurent Zylberman / Graphix-Images/IRSN

Figure 2.19 : Dosimètre opérationnel

↳ La **dosimétrie individuelle du personnel** 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'intervenant 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.

La principale cause de ces oublis identifiée dans les comptes rendus d'événement est la non-réalisation de la minute d'arrêt en sortie de vestiaire. Ceci indique que les dispositions mises en place par EDF (miroir de contrôle « t'as tout » ([voir le rapport public IRSN 2013, page 35](#)), ne sont plus suffisantes. Les intervenants qui réalisent des accès quotidiens en zone contrôlée ont tendance à banaliser ces accès et à ne plus réaliser la minute d'arrêt devant le panneau « t'as tout ».

Les sites concernés par ces événements ont défini plusieurs actions correctives visant à diminuer ce type d'oubli. Ainsi, des bacs ont été installés dans le vestiaire chaud de certaines centrales nucléaires dans le but de regrouper l'équipement personnel d'un intervenant pendant qu'il s'habille afin d'éviter les oublis. La mise en place de ces bacs semble être une bonne pratique. Néanmoins, cette pratique doit être accompagnée d'une

communication car il est arrivé que certains intervenants n'utilisent pas les bacs en raison d'une méconnaissance de leur usage.

Pour l'IRSN, EDF devrait également étudier la mise en œuvre de systèmes de passages asservis à un « détrompeur » correspondant au dosimètre opérationnel.

Par ailleurs, comme en 2015, l'IRSN a relevé plusieurs événements qui font état de conditions d'intervention (heaume ventilé, tenue étanche ventilée, environnement bruyant, etc.) pouvant empêcher les intervenants d'entendre l'alarme de leur dosimètre. Des dosimètres avec alarmes sonore, visuelle et vibreur, comme ceux utilisés par les plongeurs qui interviennent en piscine, ont été intégrés dans le marché cadre relatif aux appareils de radioprotection d'EDF, mais sont encore peu utilisés par les CNPE. Ces dosimètres semblent être un levier important pour la diminution de ce type d'événement.

## AUGMENTATION DU NOMBRE 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 équipements en fond de piscine du bâtiment du réacteur

ou lors d'opérations de brosse d'échangeur. En effet, ces zones et activités présentent un important risque de contamination par des particules fortement irradiantes.

En 2016, la tendance est à la hausse, cinq ESR (quatre niveau 1 et un niveau 0 de l'échelle INES) concernent des contaminations cutanées qui ont conduit au dépassement du quart de la limite réglementaire de dose à la peau.

### ↳ 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

↳ **Quart de la limite de dose réglementaire** : Lors du dépassement du quart d'une limite de dose réglementaire, un événement significatif en radioprotection doit être déclaré.

### Exemple de contamination cutanée

Sur le CNPE de Paluel, un intervenant s'est contaminé à la joue lors de l'installation de la machine de mise en dépression du circuit primaire. L'intervenant réalisait l'acheminement de l'équipement et était positionné en bord de piscine. Il remontait les câbles du fond de la piscine à l'aide d'une corde pour les brancher sur la machine de mise en dépression. La corde a alors pu frôler le visage de l'intervenant. La contamination a été détectée au passage au **portique de contrôle C1** (Figure 2.20) car l'intervenant ne s'est préalablement pas contrôlé le visage au **contaminamètre de type MIP 10** ainsi qu'il aurait dû le faire avant de quitter la zone du chantier (Figure 2.21). La contamination a été traitée par le service médical, celui-ci a relevé une contamination au **cobalt 60** et évalué une dose à la peau supérieure au quart de la limite annuelle réglementaire.



Figure 2.20 : Portique C1

© Laurent Zylberman/Graphix-Images/IRSN

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

L'analyse de l'événement met d'abord en cause l'utilisation de la corde pour remonter les câbles car cette dernière provenant du fond de la piscine accroît le risque de contamination. De plus, l'intervenant ne s'est pas contrôlé le visage au MIP 10 en sortant du bâtiment du réacteur pensant que la corde ne l'avait pas touché au visage. À cet égard, il ignorait que les particules chargées électriquement pouvaient passer d'un support à un autre, dans ce cas la particule de cobalt 60 a pu passer sans contact de la corde au visage de l'intervenant qui était très proche.

Selon l'IRSN, compte tenu de la persistance de ce type d'ESR, les intervenants devraient être davantage sensibilisés, lors des préparations des activités, au risque de contamination cutanée associé à leurs interventions. De même, les intervenants devraient renforcer leur attitude interrogative sur les conditions d'intervention, notamment sur la propreté radiologique de leur chantier.

Par ailleurs, au vu des conséquences potentielles de ce type d'ESR, l'augmentation constatée en 2016 (passage de deux à cinq ESR) mérite une attention particulière de la part d'EDF.



Figure 2.21 : Appareil de détection de la contamination MIP 10

© Jean-Marie Huron/SIGNATURES/IRSN

## LÉGÈRE DIMINUTION DU NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS LORS DE TIRS GAMMAGRAPHIQUES

La **γ** **gammagraphie** est une technique de contrôle non destructive à base de radioéléments qui permet, à l'aide d'un appareil portable, d'apprécier des défauts d'homogénéité de métaux ou de soudures de composants. Cette technique est utilisée fréquemment dans les centrales nucléaires d'EDF (en moyenne 50 000 tirs gammagraphiques par an).

Le nombre d'événements liés à des tirs gammagraphiques a légèrement diminué en 2016 et reste faible (11 ESR sur 50 000 tirs).

Néanmoins, 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 mGy/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. Les actions engagées pour la préparation et les conditions de réalisation des tirs gammagraphiques en partenariat avec les entreprises de radiologie industrielle doivent être poursuivies et leur efficacité évaluée.

## AUGMENTATION DU NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS PRÉSENTANT DES DÉFAUTS D'ANALYSE DE RISQUES

L'analyse de risques d'une intervention est réalisée en phase de préparation. Toutefois, cette analyse doit être réévaluée lors de toute évolution constatée des conditions d'intervention au cours de la réalisation du chantier, telles que le contexte radiologique.

En 2016, une augmentation des cas d'exposition imprévue des intervenants à un débit de dose supérieur à 2 mSv/h, ayant pour origine un défaut d'analyse de risques, a été constatée. Ce type d'événements passe de 11 ESR en 2015 à 24 ESR en 2016.

↳ **L'arrêté « zonage »** : Arrêté du 15 mai 2006 relatif aux conditions de délimitation et de signalisation des zones surveillées et contrôlées et des zones spécialement réglementées ou interdites, compte tenu de l'exposition aux rayonnements ionisants, ainsi qu'aux règles d'hygiène, de sécurité et d'entretien qui y sont imposées.

À cet égard, l'événement à caractère générique, lié à des défauts d'analyse de risques, déclaré le 24 mai 2016 par les services centraux d'EDF, est l'un des plus significatifs. En effet, cet ESR concerne la non-prise en compte exhaustive des locaux impactés par les transferts de résines irradiantes. Cette activité de transfert de résines irradiantes génère des débits de dose importants dans les locaux où sont présentes les tuyauteries par lesquelles transitent ces résines vers les réservoirs du traitement des effluents solides. Certains locaux pouvant alors présenter un débit de dose supérieur à 2 mSv/h (relevant d'une zone orange ou d'une zone rouge) n'ont pas été identifiés comme étant impactés par ces activités, ce qui constitue un écart à l'arrêté « zonage ». Cet écart peut conduire à une exposition imprévue d'un intervenant à un fort débit de dose. Un intervenant sur le site de Nogent a notamment été exposé à un débit de dose supérieur à 2 mSv/h en l'absence de mise en œuvre du processus d'accès « zone orange ». Les CNPE concernés par cet événement générique de défaut de préparation de l'analyse de risques sont Chinon B, Dampierre, Nogent, Belleville et Tricastin.

# 3 ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Défauts d'étanchéité de l'enceinte de confinement  
du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey

Dysfonctionnements des disjoncteurs de haute tension  
de la centrale de Saint-Alban

Anomalie de fabrication affectant certains générateurs de vapeur  
des réacteurs du parc en fonctionnement

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. 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.

# DÉFAUTS D'ÉTANCHÉITÉ DE L'ENCEINTE DE CONFINEMENT DU RÉACTEUR N° 5 DE LA CENTRALE DU BUGEY

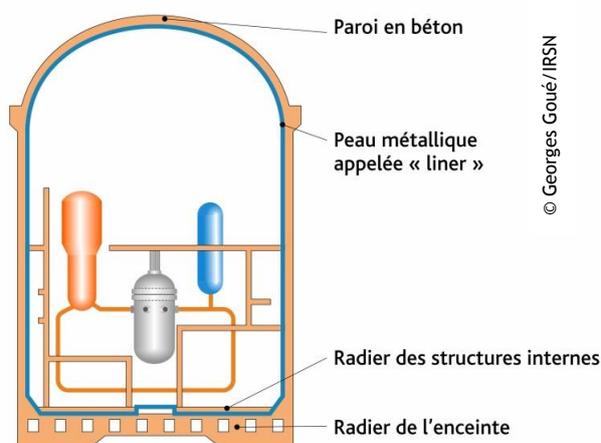
L'enceinte de confinement des réacteurs électronucléaires à eau sous pression constitue la troisième barrière interposée entre le combustible nucléaire et l'environnement. En 2011, lors de la troisième visite décennale du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey, EDF a détecté une augmentation du taux de fuite de cette enceinte. Les investigations complémentaires menées n'ont pas permis d'identifier précisément l'origine de la fuite. La solution de réparation présentée par EDF consiste à apposer un revêtement d'étanchéité en partie supérieure du joint de dilatation périphérique et à remplir de lait de chaux la majeure partie de ce joint.

## CONTEXTE

L'enceinte de confinement des réacteurs électronucléaires à eau sous pression constitue la troisième barrière interposée entre le combustible nucléaire et l'environnement (les première et deuxième barrières étant respectivement le gainage des assemblages de combustible et l'enveloppe du circuit primaire). L'enceinte du réacteur n° 5 du Bugey comprend une paroi en béton assurant la fonction de résistance mécanique et une peau métallique de six millimètres d'épaisseur (Figure 3.1), aussi nommée liner, apposée sur le parement intérieur de la paroi et assurant la fonction d'étanchéité. Les enceintes sont

soumises, tous les dix ans, à une **épreuve d'étanchéité** en vue de mesurer leur **taux de fuite**. 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. Ainsi, l'autorité de sûreté nucléaire a prescrit la réalisation d'une nouvelle épreuve d'étanchéité dans un délai de cinq ans.

↳ **Épreuve d'étanchéité destinée à mesurer le taux de fuite de l'enceinte** : Afin de contrôler son taux de fuite, chaque enceinte interne est soumise, tous les dix ans, à un essai qui permet de contrôler son étanchéité et sa résistance à la pression. L'enceinte est pressurisée par de l'air à sa pression de dimensionnement (~ cinq fois la pression atmosphérique) pendant trois jours, grâce à une dizaine de compresseurs. Cet essai permet de mesurer le taux de fuite en air, c'est-à-dire la quantité d'air qui s'échappe de l'enceinte sur un temps donné.



© Georges Goué/IRSN

Figure 3.1 : Enceinte de confinement d'un réacteur du Bugey

## INVESTIGATIONS RÉALISÉES PAR EDF

EDF a procédé en octobre 2015 à deux pressurisations de l'enceinte de confinement. Les mesures réalisées avec le **radier des structures internes « à sec »**, lors de la première pressurisation, ont montré une augmentation du taux de fuite depuis l'épreuve effectuée en 2011. Les phases d'essais suivantes, réalisées après noyage du radier des structures internes de l'enceinte, ont permis de constater un faible taux de fuite de l'enceinte. Ceci a permis de postuler que l'origine de la fuite, probablement due à la corrosion, se situait dans le liner au niveau du joint de dilatation périphérique. Ce joint (**Figure 3.2**), rempli de cire pétrolière depuis 1993, est un espace large de deux centimètres, haut d'un mètre et situé sur toute la périphérie intérieure de l'enceinte, sur une longueur d'environ 110 m (Cf. « Faits marquants en 2015 » du [rapport « Point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2015 »](#)).

↳ **Radier des structures internes « à sec »** ou « noyé » : En fonctionnement normal de l'installation, le radier des structures internes est « à sec ». Son « noyage » est autorisé pendant l'épreuve d'étanchéité de l'enceinte pour représenter les conditions d'accident, notamment après une aspersion de sauvegarde de l'enceinte.

Les investigations complémentaires menées par EDF au droit du joint de dilatation périphérique afin de rechercher l'origine de l'inétanchéité, jugées appropriées par l'IRSN, n'ont pas permis d'identifier le défaut à l'origine de la fuite. Ce défaut, dont la taille est estimée à quelques mm<sup>2</sup>, est en effet difficilement localisable dans l'environnement du fond du joint (**Figure 3.2**).

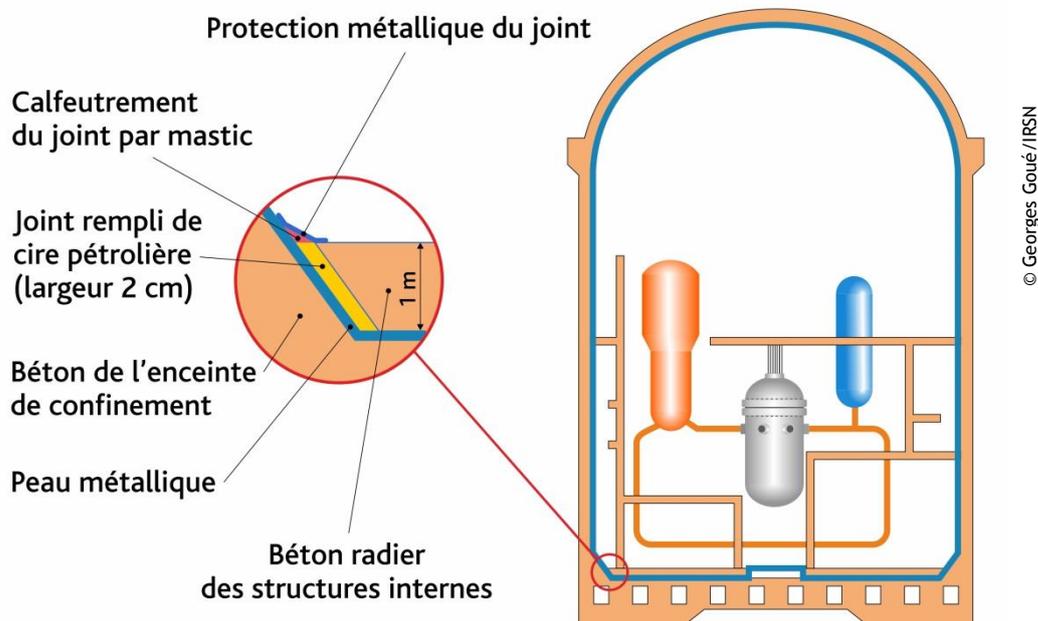


Figure 3.2 : Schéma du joint de dilatation existant

## SOLUTION DE RÉPARATION PROPOSÉE PAR EDF

La solution de réparation présentée par EDF consiste à apposer un revêtement composite d'étanchéité en partie supérieure du joint périphérique et à remplir de lait de chaux la majeure partie de ce joint (Figure 3.4).

Le lait de chaux, composé d'une eau saturée en **chaux éteinte** (au moins 1,7 g par litre à 20 °C), présentant un pH égal à 12,5 (fortement basique) à une température de 25 °C, permet d'assurer une protection du liner vis-à-vis de la corrosion par **passivation de l'acier** (figure 3.3). Il participe également à l'étanchéité par comblement des éventuels chemins de fuite dans le béton.

↳ La **chaux** est un corps chimique minéral : l'oxyde de calcium, de formule brute CaO. Fortement basique (pH élevé), elle réagit avec l'eau pour former le dihydroxyde de calcium ou **chaux éteinte** Ca(OH)<sub>2</sub>.

↳ **Domaine de passivation d'un acier** : La passivation est une technique permettant d'obtenir un état des métaux dans lequel la vitesse de corrosion est notablement ralentie. Dans le cas de l'acier, cette passivation peut être obtenue en recouvrant le métal d'un produit de pH compris entre 9,5 et 13 (fortement basique). Cette plage de pH correspond au domaine de passivation de l'acier.

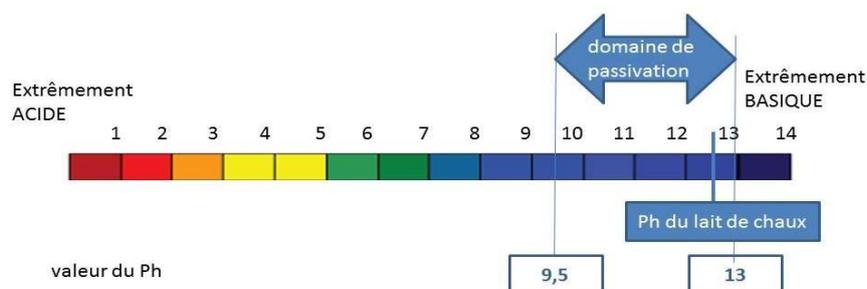
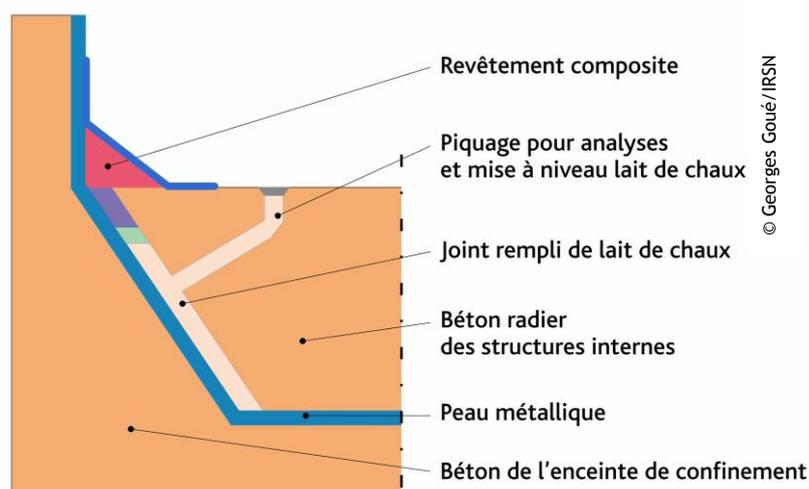


Figure 3.3 : domaine de passivation de l'acier

IRSN

EDF considère le revêtement composite d'étanchéité comme l'élément de la solution de réparation assurant la fonction d'étanchéité de l'enceinte.

L'IRSN estime que le revêtement composite seul n'est pas suffisant pour respecter l'exigence d'étanchéité au niveau du joint périphérique et que le remplissage du joint par du lait de chaux est également nécessaire pour la satisfaire.



© Georges Goué/IRSN

Figure 3.4 : Solution de réparation

## VALIDATION DE LA SOLUTION DE RÉPARATION

Le revêtement composite a déjà fait l'objet d'une qualification en tant que revêtement d'étanchéité pour l'enceinte interne des réacteurs de 1300 et 1450 MWe (Cf. article sur l'étanchéité des enceintes à double paroi au chapitre 4 de ce rapport).

Par ailleurs, pour garantir une marge vis-à-vis de la stabilité du pH à 12,5 du lait de chaux, EDF prévoit une sursaturation en chaux (5 g/l). Divers exemples industriels confirment par ailleurs les propriétés anticorrosion du lait de chaux. Des essais en laboratoire

ont permis de vérifier sa compatibilité chimique avec les matériaux à son contact. Suite aux échanges au cours de l'expertise menée par l'IRSN, EDF suivra le niveau du lait de chaux avant redémarrage du réacteur et vérifiera par extrapolation que son niveau ne s'abaissera pas de plus de 5 cm (environ 110 l) sur 16 mois (un cycle de fonctionnement du réacteur).

Enfin, la solution de réparation dans son ensemble sera qualifiée au travers d'une épreuve de l'enceinte, sans noyage du radier, avant le redémarrage du réacteur.

## PROGRAMME DE SURVEILLANCE

La pérennité de la solution de réparation doit être vérifiée par une surveillance adaptée des différents éléments la composant. Les échanges au cours de l'expertise menée par l'IRSN ont conduit EDF à compléter la liste des contrôles du programme de surveillance initiale et à redéfinir leur périodicité. Une inspection visuelle sera réalisée sur le revêtement composite à chaque arrêt du réacteur. Les contrôles de niveau du lait de chaux permettront de vérifier que la perte de niveau est inférieure à 5 cm. Des prélèvements seront réalisés afin de vérifier le pH du lait de chaux, ainsi que l'absence de développement bactérien susceptible de remettre en cause la capacité protectrice du lait de chaux contre la corrosion. À la demande de l'IRSN, la tolérance de variation du pH (autour de sa valeur initiale de 12,5) a été réduite Cf. [avis IRSN/2017-00098](#) du 21/03/2017.

Au cours du premier cycle de fonctionnement du réacteur suivant son redémarrage, les contrôles du niveau de lait de chaux nécessiteront des entrées dans le bâtiment du réacteur. À la demande de l'IRSN, des prélèvements de lait de chaux seront également effectués à chacune de ces entrées. À terme, EDF envisage la mise en place d'un système de mesure de niveau déporté, afin d'éviter ces entrées dans le bâtiment du réacteur. En complément, des contrôles visuels seront réalisés lors de rondes périodiques à l'extérieur du bâtiment du réacteur, afin de repérer des traces éventuelles de lait de chaux sur le parement externe de l'enceinte.

Le programme de surveillance du lait de chaux défini en fin d'instruction est synthétisé sur le schéma suivant (Figure 3.4).

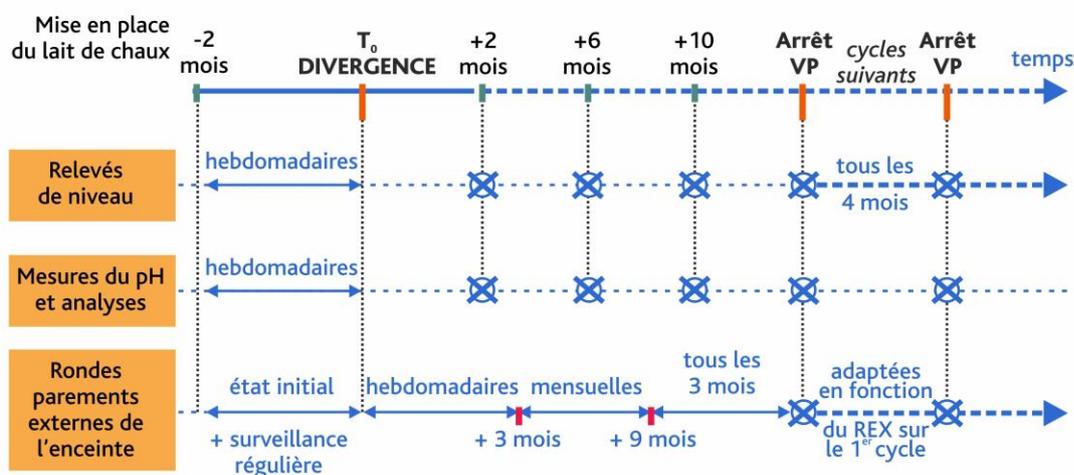


Figure 3.5 : Programme de surveillance du lait de chaux

© GEORGES COUÉ/IRSN

## POINT DE VUE DE L'IRSN

---

L'IRSN estime acceptable, du point de vue de la sûreté, la solution de réparation visant à restaurer l'étanchéité à l'air de la troisième barrière de confinement du réacteur n° 5 du site de Bugey ([☞ avis IRSN/2017-00061](#) du 16/02/2017). La solution de réparation proposée par EDF, complétée le 23 février 2017, ainsi que l'avis technique de l'IRSN ont été présentés à la Commission locale d'information de la centrale nucléaire du Bugey lors d'une réunion tenue le 10 mars 2017. Au début du mois d'avril 2017, l'ASN a autorisé EDF à réparer l'enceinte de confinement du réacteur n° 5 de la centrale du Bugey.

L'analyse réalisée par l'IRSN a également conduit EDF à ne pas considérer le revêtement composite comme le seul élément permettant de restaurer l'étanchéité de la troisième barrière, mais à considérer également le lait de chaux, pour assurer l'exigence d'étanchéité dans son ensemble. De plus, l'Institut a préconisé de faire évoluer les essais périodiques et les spécifications techniques d'exploitation correspondants afin d'y intégrer l'exigence d'étanchéité portée par le lait de chaux. L'Institut a considéré satisfaisantes les modalités de requalification de la solution de réparation ainsi que les modifications des documents d'exploitation associés à la modification (Cf. [☞ avis IRSN/2017-00098](#) du 21/03/2017 précité).

# DYSFONCTIONNEMENTS DES DISJONCTEURS DE HAUTE TENSION DE LA CENTRALE DE SAINT-ALBAN

Au cours de l'année 2016, plusieurs refus de fermeture de disjoncteurs 6,6 kV ont été observés sur les deux réacteurs de la centrale de Saint-Alban. Quatre des défaillances survenues ont conduit à la mise en service automatique de systèmes de sauvegarde. L'ensemble des équipements alimentés par l'autre voie électrique est resté entièrement disponible.

## ALIMENTATION DES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES

Sur les réacteurs français en fonctionnement, les équipements assurant des fonctions de sûreté sont alimentés par deux voies électriques redondantes et indépendantes (voies A et B). Une seule voie est suffisante pour assurer les fonctions de sûreté, dont l'arrêt du réacteur et son maintien dans un état sûr.

En situation normale, la ligne électrique, dite « principale », qui permet l'évacuation de l'énergie produite par la centrale vers le réseau national via le turboalternateur, alimente les équipements de la centrale. En cas de défaut de la ligne principale, la centrale est automatiquement découplée du réseau national et peut s'autoalimenter en adaptant sa production à sa seule consommation. Si cette opération

échoue, l'arrêt automatique du réacteur est déclenché et son alimentation électrique est assurée par une seconde ligne du réseau national, dite « auxiliaire ». Ces deux lignes d'alimentations électriques sont appelées « sources externes » (Figure 3.6).

Si ces deux alimentations externes sont indisponibles simultanément, deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel (GE), appelés « sources internes », permettent de réalimenter en quelques secondes les équipements de sûreté respectivement des voies A et B. Chaque groupe électrogène est capable de fournir l'énergie électrique nécessaire à l'atteinte et au maintien du réacteur dans un état sûr.

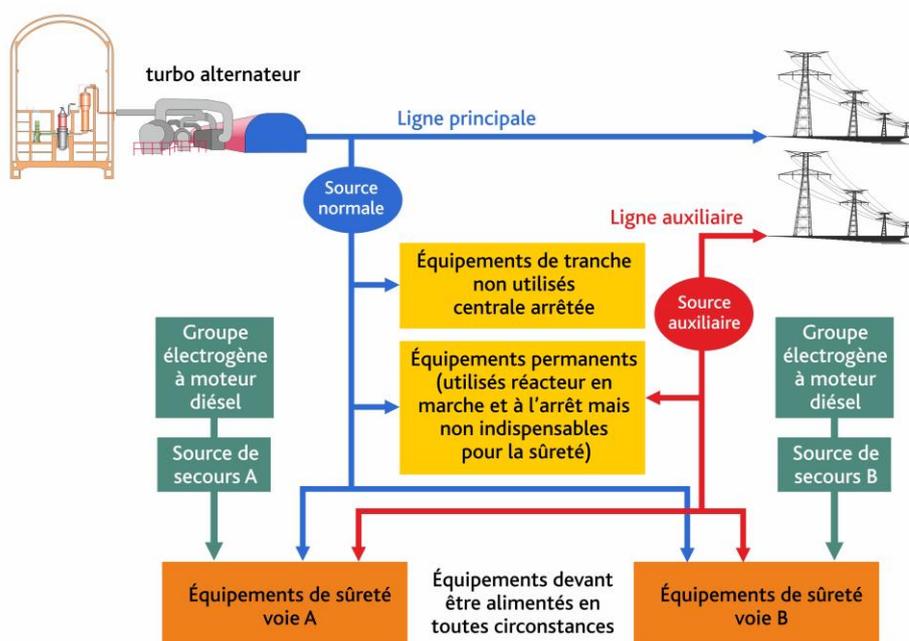


Figure 3.6 : Les sources électriques externes et internes

## DISJONCTEURS

Le rôle des **disjoncteurs** est de protéger les équipements électriques (tableaux ou moteurs) auxquels ils sont raccordés. Ils interviennent également lors de la mise en service ou de l'arrêt de ces équipements en cas d'ordres automatiques émis par le système de protection du réacteur ou d'ordres manuels émis depuis la salle de commande ou en local.

↳ Un **disjoncteur** est un « organe de coupure » assurant le passage du courant électrique lorsqu'il est maintenu en position fermée. Son ouverture, lors de son déclenchement, entraîne la coupure du courant.

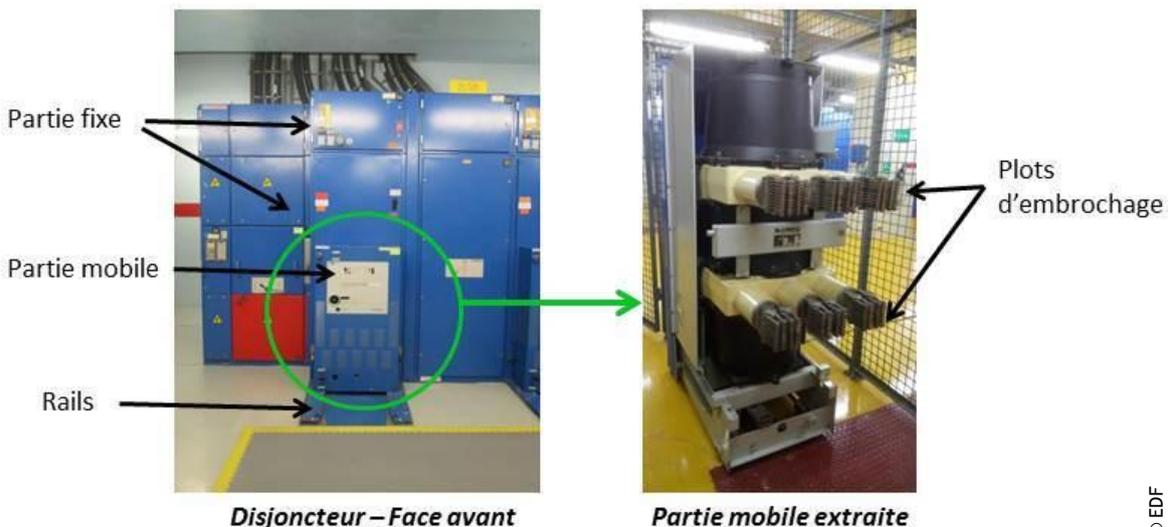


Figure 3.7 : Disjoncteur

Les équipements de forte puissance sont alimentés en 6,6 kV. Les disjoncteurs de 6,6 kV sont constitués d'une colonne composée d'une « partie mobile », montée sur un chariot amovible et contenant le mécanisme de coupure, et d'un alvéole recevant cette partie mobile qui peut être débrochée. Cet alvéole constitue la « partie fixe » du disjoncteur (Figures 3.7 et 3.8).

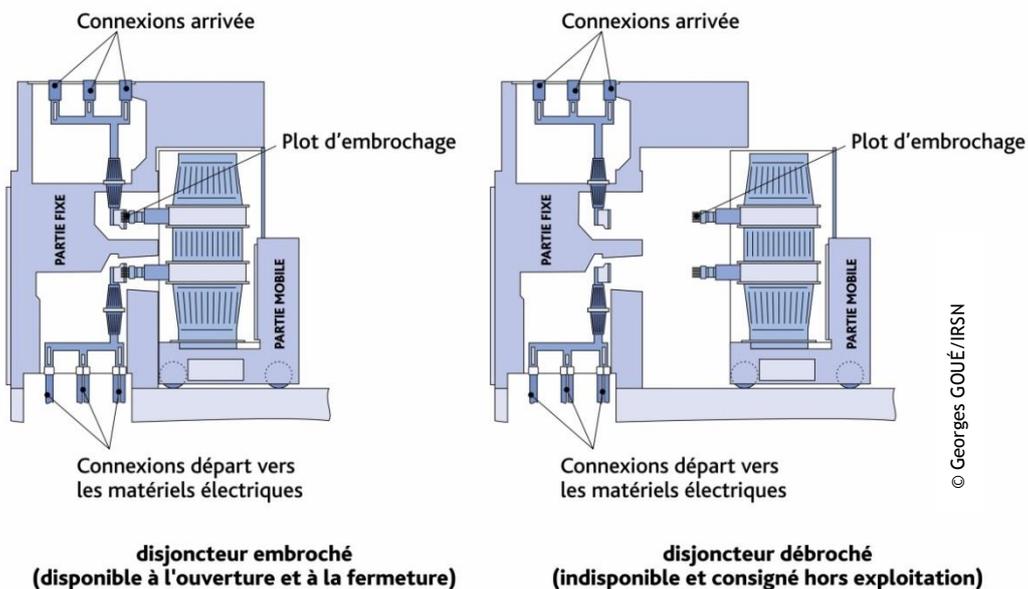


Figure 3.8 : Principe de fonctionnement d'un disjoncteur

## REFUS DE FERMETURE DES DISJONCTEURS À SAINT-ALBAN

---

Au cours de l'année 2016, plusieurs refus de fermeture des disjoncteurs 6,6 kV ont été observés sur les deux réacteurs de la centrale de Saint-Alban. Ces disjoncteurs sont différents de ceux installés sur les autres réacteurs d'EDF en fonctionnement.

Les dysfonctionnements constatés ont fait l'objet de déclarations, par EDF, d'événements significatifs pour la sûreté auprès de l'ASN. Quatre des défaillances observées ont conduit à la perte de tableaux électriques qui a entraîné la mise en service automatique de systèmes de sauvegarde. L'ensemble des équipements alimentés par l'autre voie électrique est resté entièrement disponible.

## DÉFAUTS SUR LA PARTIE MOBILE DES DISJONCTEURS

---

L'expertise de la partie mobile de certains disjoncteurs défectueux a mis en évidence un durcissement de graisse, empêchant la rotation d'un galet dans l'organe de commande mécanique du disjoncteur. Un défaut de réglage d'une butée amortisseur du dispositif d'accrochage, maintenant le disjoncteur en position fermée après son enclenchement, a également été constaté. Enfin, des jeux en limite basse de la plage de tolérance ont été relevés au niveau du dispositif de verrouillage mécanique d'enclenchement de certains disjoncteurs. Pour EDF, tous ces défauts sont nouveaux et n'avaient pas été identifiés lors de l'analyse des défaillances potentielles réalisée dans le cadre de la définition du programme de **maintenance préventive** de ces équipements électriques.

À la suite de ces défaillances, EDF a mis en œuvre des contrôles pour s'assurer de l'absence de défauts de même nature sur l'ensemble des disjoncteurs de 6,6 kV protégeant des équipements de sûreté équipant les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Saint-Alban.

↳ La **maintenance préventive** comprend l'ensemble des opérations de maintenance réalisées sur des équipements pour prévenir leur défaillance ultérieure (changement de pièces mécaniques, graissage, vérification de jeu...) ou en réduire la probabilité d'occurrence. Ces opérations sont prévues à l'avance et intégrées dans des programmes de maintenance.

À la demande de l'ASN, l'Institut a évalué dans un premier temps le caractère suffisant de ces contrôles et des actions préventives et curatives prévues sur les disjoncteurs, compte tenu des causes de défaillance identifiées. Dans un second temps, l'IRSN évaluera les modifications qu'EDF apportera aux programmes de maintenance préventive de ces disjoncteurs.

Même si aucun écart n'a été observé lors de ces contrôles, certains équipements mécaniques ou électriques de ces disjoncteurs ont été remplacés à titre préventif.

## DÉFORMATIONS DE LA PARTIE FIXE D'UN DISJONCTEUR

---

L'occurrence d'une nouvelle défaillance sur un disjoncteur, après ces contrôles, a conduit EDF à étendre son programme d'expertise à la partie fixe de ce disjoncteur. Des déformations géométriques des parties fixes sont en effet susceptibles d'agir sur le système de verrouillage mécanique des disjoncteurs, empêchant alors toute manœuvre de fermeture de ceux-ci. Les jeux mécaniques de ce disjoncteur

ont été modifiés pour éviter le refus de fermeture. Dans son analyse, l'IRSN relève que ce mode de défaillance n'est pas détectable lorsque la partie mobile du disjoncteur est insérée dans son alvéole et qu'il est susceptible d'affecter de manière accrue les disjoncteurs manœuvrés fréquemment.

## POINT DE VUE DE L'IRSN

---

L'origine des dysfonctionnements étant multiple et pas totalement élucidée en début d'année 2017, un programme d'expertise de la partie fixe des disjoncteurs de 6,6 kV du réacteur n° 1 de Saint-Alban est prévu au cours de son arrêt de 2017. L'IRSN a donc recommandé qu'EDF définisse les actions à engager sur le réacteur n° 2 de Saint-Alban, au vu du résultat des contrôles réalisés sur

le réacteur n° 1. Ces contrôles apporteront des précisions sur le caractère isolé ou générique de l'anomalie affectant le système de verrouillage mécanique des disjoncteurs. Enfin, l'origine des défaillances de ces disjoncteurs devra être analysée et explicitée à l'issue des investigations complémentaires engagées ([voir avis IRSN/2017-0070](#) du 22/02/2017).

# ANOMALIE DE FABRICATION AFFECTANT CERTAINS GÉNÉRATEURS DE VAPEUR DES RÉACTEURS DU PARC EN FONCTIONNEMENT

Fin 2014, EDF a découvert une anomalie concernant la teneur en carbone de l'acier en partie centrale du couvercle et du fond de la cuve du réacteur EPR de Flamanville. À la suite de cette découverte, EDF a identifié, sur les réacteurs du parc en fonctionnement, des fonds primaires de générateurs de vapeur (GV) également affectés par une telle anomalie. L'IRSN a analysé les résultats des contrôles de teneur en carbone réalisés sur site, la suffisance des mesures compensatoires proposées et l'étude du risque de rupture revue par EDF. L'Institut a conclu à l'absence de risque de rupture brutale des fonds primaires affectés par cette anomalie pour les GV concernés ; des caractérisations complémentaires portant sur des « fonds sacrificiels » sont toutefois à réaliser par EDF. Compte tenu de ces conclusions, l'exploitant a été autorisé par l'ASN à redémarrer les réacteurs affectés.

## DÉCOUVERTE DE L'ANOMALIE

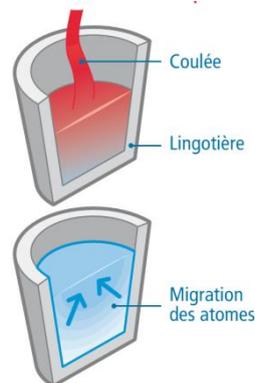
Fin 2014, EDF a découvert une anomalie concernant la composition chimique de l'acier de la partie centrale du couvercle et du fond de la cuve du réacteur EPR de Flamanville, fabriquée par Creusot Forge.

L'anomalie constatée est relative à la présence de carbone, en excès par rapport aux spécifications, dans l'acier constitutif des calottes hémisphériques utilisées pour fabriquer le couvercle et le fond de la cuve de ce réacteur. Il faut rappeler qu'un renforcement des exigences, en matière de prévention des risques d'hétérogénéité des pièces, a été introduit dans la réglementation applicable aux équipements sous pression nucléaires avec l'arrêté du 12 décembre 2005.

Les dimensions importantes des calottes de la cuve de l'EPR ont conduit à faire évoluer le procédé de fabrication, en utilisant notamment un lingot d'acier de masse plus élevée. L'excès de carbone dans l'acier résulte de l'utilisation d'une technique de **forgeage** à partir d'un lingot dit « conventionnel », de fort tonnage, pour laquelle toutes les précautions n'ont pas été prises afin d'éliminer, dans le lingot, les parties en excès de carbone (à savoir les zones dites de « **ségrégation majeure résiduelle positive du carbone** »).

↳ Le **forgeage** est une technique permettant d'obtenir une pièce mécanique en appliquant une force importante sur un lingot de métal, à froid ou à chaud, afin de la contraindre à épouser la forme voulue.

↳ Création de zones dites « de **ségrégation majeure résiduelle positive du carbone** » : lors du coulage du lingot, le refroidissement, qui n'est ni immédiat ni homogène dans la pièce, induit des différences de concentration des éléments chimiques entre les bords du lingot et le centre, ainsi qu'entre le haut et le bas. Dans le cas présent, la tête du lingot présente des concentrations plus importantes que le reste de la pièce en éléments tels que le carbone, ce qui peut, pour certains niveaux de concentration, dégrader les propriétés mécaniques de l'acier.



© IRSN

Figure 3.9 Création de zones dites « de ségrégation majeure résiduelle positive du carbone »

## ANOMALIES AFFECTANT LES RÉACTEURS DU PARC EN FONCTIONNEMENT

### ↳ Le **générateur de vapeur** :

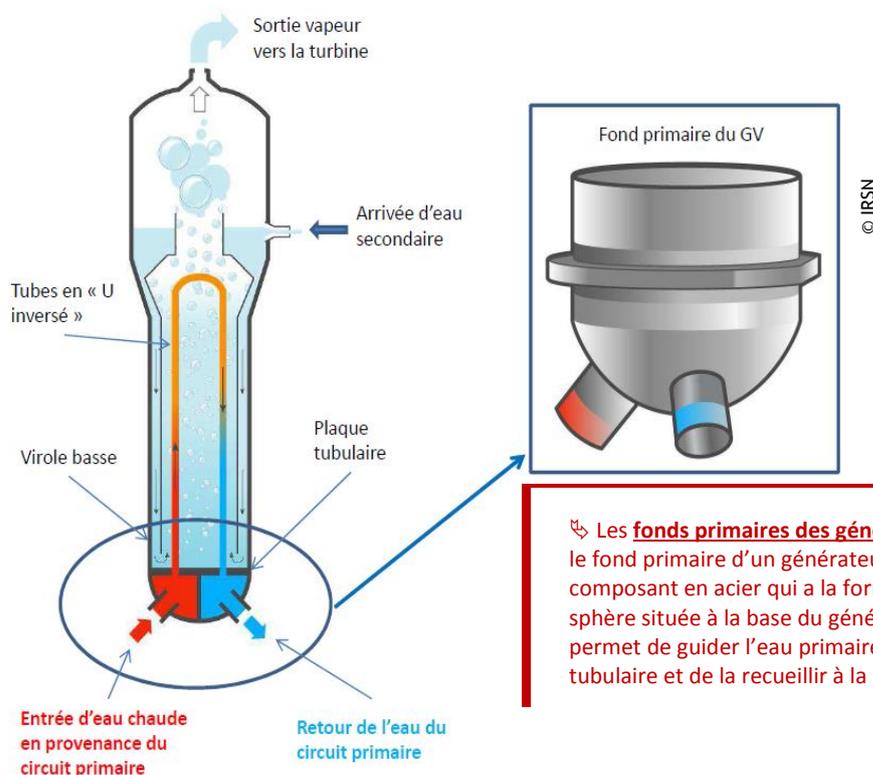
La chaleur produite dans le cœur du réacteur est transmise, par circulation d'eau dans le circuit primaire (circuit fermé), au circuit secondaire dont l'eau, transformée en vapeur, alimente des turbines pour la production d'électricité. L'échange thermique entre le circuit primaire et le circuit secondaire se fait dans des générateurs de vapeur (GV). L'eau du circuit primaire circule à l'intérieur de plusieurs milliers de tubes en forme de « U inversé » et l'eau du circuit secondaire circule le long des tubes, en se transformant progressivement en vapeur. Les générateurs de vapeur appartiennent à la deuxième barrière de confinement.

Les réacteurs de 900 MWe sont équipés de trois GV et les réacteurs de 1300 et de 1450 MWe de quatre GV.

Selon les réacteurs, le poids des GV varie entre 350 et 460 tonnes ; leur hauteur est de l'ordre de 20m et leur diamètre, d'environ 4m.

À la suite de l'anomalie découverte sur la cuve du réacteur EPR de Flamanville, EDF a identifié, sur les réacteurs du parc en fonctionnement, d'autres composants potentiellement affectés par cette anomalie, dont quatre couvercles de cuve, des **plaques tubulaires** et des **fonds primaires de générateurs de vapeur** (Figure 3.10). La conséquence de la présence de carbone en excès dans un acier comme celui utilisé pour la fabrication des composants de la cuve ou des générateurs de vapeur (acier dit « ferritique ») est notamment un affaiblissement des propriétés mécaniques de résistance à la fissuration (la « ténacité » de l'acier).

Les justifications permettant de montrer que cet affaiblissement est sans conséquence pour la sûreté ont pu être apportées rapidement pour les couvercles de cuve et des éléments avaient été fournis antérieurement pour les plaques tubulaires. Le cas des fonds primaires de générateurs de vapeur a nécessité des investigations complémentaires.



### ↳ Les **fonds primaires des générateurs de vapeur** :

le fond primaire d'un générateur de vapeur est un composant en acier qui a la forme d'une portion de sphère située à la base du générateur de vapeur ; il permet de guider l'eau primaire vers le faisceau tubulaire et de la recueillir à la sortie.

Figure 3.10 : Générateur de vapeur

### Fonds primaires des générateurs de vapeur

En 2016, EDF a informé l'ASN que 46 fonds primaires de générateurs de vapeur (GV) fabriqués par Creusot Forge et Japan Casting and Forging Corporation (JCFC) pouvaient être affectés de ségrégations majeures résiduelles positives de carbone du fait de leur mode de forgeage. Les GV affectés sont répartis sur 18 réacteurs (Figure 3.11).

	Réacteur concerné	Creusot Forge	Japan Casting and Forging Corporation
<b>Réacteurs de 900 MWe</b>	Blayais 1	3 GV	
	Bugey 4	1 GV	2 GV
	Chinon B1	3 GV	
	Chinon B2	3 GV	
	Dampierre en Burly 2	3 GV	
	Dampierre en Burly 3		2 GV
	Dampierre en Burly 4	3 GV	
	Fessenheim 1		3 GV
	Gravelines 2		1 GV
	Gravelines 4		3 GV
	Saint-Laurent des Eaux B1		2 GV
	Saint-Laurent des Eaux B2	3 GV	
	Tricastin 1		3 GV
	Tricastin 2		2 GV
	Tricastin 3	1 GV	1 GV
	Tricastin 4		3 GV
<b>Réacteurs de 1450 MWe</b>	Civaux 1		2 GV
	Civaux 2		2 GV
<b>Total :</b>	<b>18 réacteurs</b>	<b>20 GV</b>	<b>26 GV</b>

Figure 3.11 : Répartition des générateurs de vapeur présentant des fonds primaires en anomalie

Les conséquences de la rupture d'un générateur de vapeur ne sont pas étudiées dans la démonstration de sûreté des réacteurs, c'est-à-dire qu'il n'existe pas de dispositions permettant de les limiter. Ceci implique un haut niveau d'exigences pour les GV : règles de conception spécifiques, haut niveau de qualité de fabrication, contrôles de fin de fabrication renforcés, contrôles non destructifs en service. En complément, l'exploitant doit justifier que le **risque de rupture brutale** des générateurs de vapeur est exclu.

Suite à la découverte de l'anomalie, EDF a donc réexaminé le risque de rupture brutale des générateurs de vapeur concernés, dans la mesure où les propriétés mécaniques de l'acier sont modifiées.

À la demande de l'ASN, des mesures de teneur en carbone en surface externe et des contrôles non destructifs, par ressuage et ultrasons, ont été effectués sur les fonds primaires des générateurs de vapeur affectés.

### Résultats des mesures de teneur en carbone et des contrôles réalisés et mesures compensatoires

Les teneurs maximales en carbone mesurées en partie centrale des fonds primaires de générateurs de vapeur fabriqués par Creusot Forge sont voisines de 0,3 %, à comparer à la valeur maximale attendue de 0,22 %.

Les premières mesures réalisées sur les fonds primaires de générateurs de vapeur de fabrication JCFC ont révélé des teneurs en carbone plus élevées, approchant localement 0,4 %.

Les contrôles par ressuage et ultrasons réalisés en peau externe des fonds de GV n'ont par ailleurs pas mis en évidence de défaut. En l'attente des résultats du programme d'essais prévu par EDF sur les fonds sacrificiels de générateurs de vapeur, l'exploitant a mis en œuvre des **mesures compensatoires**. Parmi ces mesures, la limitation à 14 °C/h de la vitesse de refroidissement du circuit primaire lors de la mise à l'arrêt du réacteur vise à limiter l'amplitude des chocs thermiques pouvant affecter les fonds primaires de générateur de vapeur.

↳ **L'Étude du risque de rupture brutale** a pour objectif de démontrer la capacité du matériau à résister à la propagation d'une fissure (ténacité) en cas de défaut pré-existant connu ou postulé dans le matériau (en surface ou dans l'épaisseur) lorsqu'il est soumis aux chargements induits par l'exploitation. Cette démonstration requiert de vérifier :

- la taille des défauts connus, s'il en existe (il s'agit généralement de défauts de fabrication, c'est-à-dire de discontinuités dans la matière, généralement de très faibles dimensions, apparaissant lors de la mise en forme des matériaux), et de ceux qui sont postulés en tenant compte de la limite de détection des moyens de contrôle ;
- les propriétés mécaniques du matériau, notamment la ténacité ;
- les sollicitations (ou chargements) en pression et température appliquées à la pièce pendant le fonctionnement de l'installation.

Un programme d'essais est par ailleurs prévu par EDF sur des « fonds sacrificiels » : certains des contrôles nécessaires à la détermination des propriétés mécaniques de l'acier étant destructifs, des fonds représentatifs des fabrications Creusot Forge et JCFC, appelés « fonds sacrificiels », ont été spécialement fabriqués. L'objectif de ces essais est de déterminer les propriétés mécaniques dans la zone affectée et l'étendue en profondeur de cette zone, en particulier la ténacité de l'acier dans les zones ségréguées, afin de conforter l'étude du risque de rupture brutale réalisée.

Concernant les fonds primaires concernés, l'IRSN a été sollicité par l'ASN sur les aspects suivants :

- l'exhaustivité des chargements retenus pour l'analyse du risque de rupture brutale ;
- la méthodologie d'analyse du risque de rupture brutale et ses résultats ;
- l'analyse de sûreté et les mesures compensatoires proposées par l'exploitant.

Dans ses [avis IRSN/2016-00275](#) du 5 août 2016 et [avis IRSN/2016-00277](#) du 11 août 2016, l'IRSN a considéré que la démarche d'analyse du risque de rupture brutale

↳ **Les mesures compensatoires** sont des dispositions temporaires de conduite, de contrôle ou d'exploitation, destinées à réduire un risque potentiellement accru du fait de la présence d'un écart au référentiel de sûreté (études de sûreté, règles et spécifications d'exploitation...).

d'EDF, commune à tous les fonds primaires des GV des réacteurs de 900 MWe fabriqués par Creusot Forge, est acceptable. Il a recommandé une mise à jour de cette analyse à l'issue des caractérisations portant sur les fonds sacrificiels.

Les résultats de l'examen mené par l'IRSN ont permis à l'ASN de se positionner sur le redémarrage de six réacteurs de 900 MWe : Blayais 1, Chinon B1 et B2, Dampierre 2 et 4, Saint-Laurent-des-Eaux B2.

## **Spécificité des fonds primaires des générateurs de vapeur JCFC**

La mise en évidence d'une teneur en carbone pouvant atteindre localement 0,4 % a nécessité des études complémentaires de la part d'EDF. L'anomalie affecte douze réacteurs du parc en fonctionnement : les réacteurs de 900 MWe de Bugey 4, Dampierre 3, Fessenheim 1, Gravelines 2 et 4, Saint-Laurent-des-Eaux B1 et Tricastin 1, 2, 3 et 4 et les réacteurs de 1450 MWe de Civaux 1 et 2 (**Figure 3.11**).

Ne disposant que de peu de données sur les propriétés mécaniques des aciers présentant de telles teneurs en carbone, l'IRSN s'est appuyé sur les données de la littérature et les résultats de recherche disponibles ainsi que sur l'organisme d'expertise belge Bel V, membre du **réseau ETSO** qui réunit l'IRSN et ses homologues européens. Il a également effectué une mission conjointe avec l'ASN chez le fabricant JCFC au Japon, notamment pour mieux comprendre l'origine des teneurs excessives en carbone observées.

### **Réacteurs de 900 MWe**

EDF a transmis un dossier spécifique d'analyse du risque de rupture brutale des fonds primaires de GV de fabrication JCFC qui équipent des réacteurs de 900 MWe.

Ce dossier comporte un bilan des contrôles réalisés montrant qu'aucun défaut n'a été détecté. L'analyse du risque de rupture brutale est donc fondée sur des défauts postulés, le matériau réel en étant exempt. L'IRSN a évalué les techniques mises en œuvre pour effectuer les contrôles et a considéré qu'elles étaient bien adaptées pour détecter des défauts de tailles supérieures à celles postulées dans l'étude d'EDF.

S'agissant des chargements sollicitant ces défauts, EDF a réalisé une sélection très large de situations de **chocs froids** parmi les plus pénalisants du dossier qui recense les **situations d'exploitation** à prendre en compte pour justifier l'aptitude au service du circuit primaire principal des réacteurs, auquel les générateurs de vapeur appartiennent. EDF a complété cette sélection par la recherche de situations additionnelles pénalisantes pour le risque de rupture brutale d'un fond de générateur de

↳ **Réseau ETSO** : Le réseau européen des organismes techniques de sûreté (ETSON) a été fondé en 2006 par les TSO allemand (GRS), français (IRSN) et belge (Bel V). ETSO compte actuellement 16 membres, principalement de l'Union européenne. La principale mission des organismes techniques de sûreté (Technical safety organizations ou TSO) est d'évaluer la sûreté des installations nucléaires et les risques radiologiques sur des bases scientifiques et techniques. Le réseau ETSO intervient aussi dans la recherche, dans les choix futurs, dans la formation ou encore dans l'ouverture aux citoyens. L'objectif du réseau d'ETSON est essentiellement d'harmoniser les pratiques d'évaluation de sûreté.

↳ Un **choc chaud** résulte de la mise en contact d'eau chaude sur une paroi froide et un **choc froid**, de la mise en contact d'eau froide sur une paroi chaude. Les chocs thermiques peuvent, en présence d'une zone de ségrégation majeure résiduelle positive, conduire à ouvrir mécaniquement un éventuel défaut, et donc à induire un risque de rupture brutale.

vapeur, sur la base de l'identification de l'ensemble des sources froides et chaudes susceptibles de causer un choc froid ou une succession de **chocs chauds** et de chocs froids. L'IRSN a considéré que la démarche mise en œuvre par EDF pour définir les sollicitations à étudier était convenable dans son principe, moyennant quelques ajouts et la prise en compte d'hypothèses parfois plus pénalisantes dans les études. De même, les mesures compensatoires définies par EDF sont apparues satisfaisantes à l'IRSN qui a souhaité toutefois qu'EDF apporte quelques justifications complémentaires pour certaines situations pouvant induire des chocs froids sur les fonds primaires de GV. Enfin, pour les propriétés

mécaniques de l'acier, l'IRSN n'a pas remis en cause les valeurs retenues par EDF en termes de teneur en carbone ni l'évaluation de la ténacité de l'acier réalisée selon les Règles de conception et de construction des matériels mécaniques des îlots nucléaires des réacteurs à eau sous pression (RCC-M).

L'évaluation réalisée par l'IRSN dans son [avis IRSN/2016-00369](#) du 30 novembre 2016 lui a permis de conclure à l'absence de risque de rupture brutale pour les générateurs de vapeur de fabrication JCFC équipant les réacteurs de 900 MWe concernés, sous réserve de la prise en compte de quelques situations complémentaires et d'hypothèses plus pénalisantes pour certaines études, et des résultats des contrôles prescrits par l'ASN. S'agissant des réacteurs de Bugey 4, Fessenheim 1 et Tricastin 4, des éléments complémentaires ont alors été transmis par EDF et jugés acceptables par l'IRSN. L'IRSN a par ailleurs recommandé que les mesures compensatoires proposées par EDF pour limiter les contraintes thermomécaniques appliquées aux fonds primaires des GV affectés soient complétées. L'ASN a ainsi pu autoriser le redémarrage des dix réacteurs de 900 MWe concernés.

De plus, dans son [avis IRSN/2016-00383](#) du 9 décembre 2016, l'Institut a évalué, d'une part les réponses apportées par EDF aux demandes de l'ASN concernant les mesures compensatoires, d'autre part la complétude de la modification temporaire des **règles générales d'exploitation**, afin d'intégrer, dans les **spécifications techniques d'exploitation**, l'ensemble de ces mesures compensatoires. L'IRSN a estimé satisfaisantes les mesures compensatoires ainsi que leur déclinaison dans les spécifications techniques d'exploitation des réacteurs de 900 MWe.

### **Réacteurs de 1450 MWe : Civaux 1 et 2**

EDF a transmis un dossier spécifique d'analyse du risque de rupture brutale des fonds primaires de GV JCFC qui équipent les réacteurs de Civaux, incluant une caractérisation thermohydraulique des situations de chocs chauds et de chocs froids sur les fonds primaires de ces GV. La démarche d'analyse de l'IRSN retenue dans son [avis IRSN/2017-00014](#) du 13 janvier 2017 est similaire à celle utilisée pour les réacteurs de 900 MWe.

Pour ce qui concerne les sollicitations associées aux chocs chauds, EDF a apporté des justifications de l'absence de risque de rupture brutale des GV de Civaux

↳ Les **situations d'exploitation** considérées pour l'analyse du risque de rupture brutale résultent, soit de l'application des procédures de conduite normale utilisées pour modifier les paramètres physiques de l'installation, soit d'un incident, soit d'un accident affectant le réacteur. Les modifications des paramètres physiques de l'installation peuvent être, par exemple, un changement de domaine d'exploitation par variation de la pression et de la température du circuit primaire, ou une variation de la puissance neutronique (appelée variation de charge).

↳ Les **règles générales d'exploitation** et les **spécifications techniques d'exploitation** : Les règles générales d'exploitation de chaque réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour être conforme à la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté. Dans les règles générales d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation définissent les domaines autorisés 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 équipements nécessaires en cas d'incident ou d'accident.

qui n'a pas appelé de remarque de la part de l'IRSN. Pour les sollicitations associées aux chocs froids, l'IRSN a estimé que des confirmations et des compléments devaient être apportés concernant la caractérisation de certaines situations.

Par ailleurs, l'analyse des mesures compensatoires proposées par EDF dans son dossier avait mis en évidence des insuffisances pour lesquelles EDF a transmis des éléments complémentaires durant l'instruction.

Enfin, dans son [avis IRSN/2017-00016](#) du 13 janvier 2017, l'Institut a évalué le caractère acceptable, du point de vue de la sûreté, des modifications des règles générales d'exploitation proposées par EDF pour les réacteurs de la centrale de Civaux. Ces modifications visent à limiter les contraintes thermomécaniques appliquées aux fonds primaires des GV. L'IRSN s'est assuré que les mesures compensatoires retenues par EDF, jugées acceptables par l'Institut pour les réacteurs de 900 MWe, tenaient compte des échanges techniques réalisés dans le cadre de l'avis précité. Au final, l'IRSN a estimé, d'une part que les

préconisations des règles de conduite normale valorisées pour la caractérisation des chocs chauds et des chocs froids devaient être intégrées dans les spécifications techniques d'exploitation, d'autre part que l'analyse de certaines situations devait être complétée.

En mars 2017, l'ASN a autorisé le redémarrage des deux réacteurs de Civaux et EDF a apporté les éléments attendus en août 2017, concluant à l'absence de risque de rupture brutale compte tenu des mesures compensatoires mises en place.

## POINT DE VUE DE L'IRSN

---

Sur la base des évaluations réalisées, et compte tenu des recommandations associées, l'IRSN a conclu à l'absence de risque de rupture brutale des fonds primaires affectés de ségrégations majeures positives du carbone pour les générateurs de vapeur de fabrication Creusot Forge et Japan Casting and Forging Corporation équipant les réacteurs du parc en fonctionnement. Des caractérisations complémentaires portant sur des « fonds sacrificiels » représentatifs sont en cours pour conforter ce dossier ; l'IRSN en évaluera les résultats lorsqu'ils auront été fournis par l'exploitant.

L'IRSN rappelle l'importance pour la sûreté de la qualité de la fabrication des composants du circuit primaire des réacteurs et la nécessité de faire évoluer les procédés de fabrication à l'origine des anomalies rencontrées.

# 4 EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Amélioration de l'étanchéité des enceintes de confinement à double paroi

Améliorations apportées aux réacteurs en fonctionnement à la suite de l'accident de Fukushima

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 ou ses modalités d'exploitation.

Les évaluations complémentaires de sûreté (ECS), menées en 2011 et 2012 à la suite de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi en mars 2011, ont montré l'intérêt de compléter les dispositions de protection des centrales nucléaires par un ensemble de moyens permettant de faire face à des agressions naturelles extrêmes d'ampleur supérieure à celles considérées antérieurement. Les conclusions de ces ECS ont conduit EDF à déployer un vaste programme de modifications sur ses réacteurs en fonctionnement. Ces modifications ont pour objectif d'améliorer la capacité de ces installations à faire face à des situations de perte totale des sources de refroidissement et d'accident grave potentiellement générées par des événements naturels extrêmes.

# AMÉLIORATION DE L'ÉTANCHÉITÉ DES ENCEINTES DE CONFINEMENT À DOUBLE PAROI

L'enceinte de confinement d'un réacteur à eau sous pression assure, d'une part une fonction de protection du réacteur contre les effets des agressions d'origine externe, d'autre part une fonction de confinement des substances radioactives en cas d'accident. Afin d'améliorer l'étanchéité des enceintes à double paroi de certains réacteurs de 1300 et de 1450 MWe, EDF va appliquer un revêtement composite sur la surface extérieure (extrados) de leur paroi interne. Cette modification, prévue à partir du mois de mai 2017, nécessite des travaux de grande ampleur.

L'IRSN estime que ce concept de revêtement est de nature à améliorer significativement la fonction de confinement de ces enceintes.

## CARACTÉRISTIQUES DES ENCEINTES DE CONFINEMENT À DOUBLE PAROI

L'enceinte de confinement d'un réacteur à eau sous pression assure, d'une part une fonction de protection du réacteur contre les effets des agressions externes, d'autre part une fonction de confinement des substances radioactives contenues dans le cœur et le circuit primaire. L'enceinte de confinement constitue ainsi la troisième et dernière « barrière » permettant de limiter les rejets de substances radioactives dans l'environnement en cas d'accident affectant le réacteur.

Les enceintes à double paroi, équipant les 24 réacteurs français de 1300 MWe et de 1450 MWe, sont constituées (Figure 4.1) :

- d'une paroi interne en **béton précontraint**, appelée « enceinte interne », qui doit résister à des élévations significatives de la pression et de la température susceptibles de se produire en cas d'accident ;

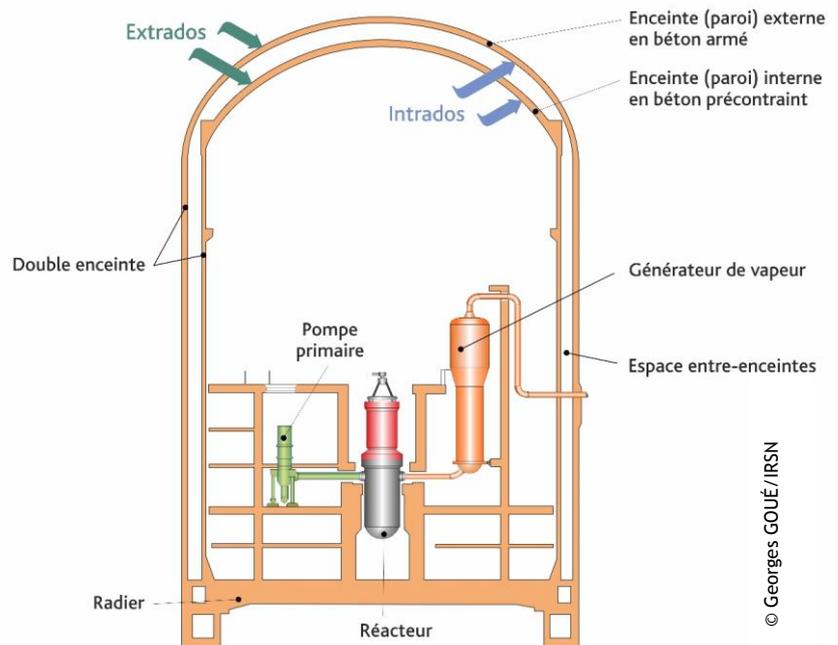


Figure 4.1 : Enceinte à double paroi (réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe)

↳ Le **béton** (mélange de ciment, de granulats, d'eau et d'adjuvants) résiste bien à une compression, mais peu à une traction. Pour écarter le risque de fissuration, il doit donc rester suffisamment comprimé, de façon permanente, notamment dans les zones où se développent des efforts de traction.

Le principe du **béton précontraint** consiste à appliquer volontairement au béton une compression, appelée « précontrainte ». Pour les enceintes des réacteurs électronucléaires, cette précontrainte est obtenue à l'aide de câbles en acier, noyés dans le béton.

Le **béton armé** est constitué de béton renforcé par l'introduction de barres ou d'armatures en acier, ce qui allie les résistances à la compression du béton et à la traction de l'acier.

- d'une paroi externe en **béton armé**, appelée « enceinte externe », qui protège le réacteur des effets des agressions d'origine externe (chute d'avion, explosion, conditions météorologiques extrêmes ...).

Entre ces deux enceintes, l'espace « entre-enceintes » est délimité par l'extrados de la paroi interne et l'intrados de la paroi externe de l'enceinte. Pour les enceintes de ces réacteurs, le confinement statique est assuré par la paroi interne. Il est complété par un confinement dynamique, obtenu par une aspiration d'air via le **système de mise en dépression de l'espace entre-enceintes (EDE)**.

↳ Qu'est-ce que le **système de mise en dépression de l'espace entre-enceintes (EDE)** ?

Le système de « mise en dépression de l'espace entre-enceintes » assure le maintien en dépression par rapport à l'air extérieur de l'espace compris entre les deux parois de l'enceinte de confinement. Il assure la collecte et le traitement des fuites potentielles de la paroi interne sur des filtres destinés à piéger la radioactivité (filtres à « très haute efficacité » et pièges à iode). L'EDE doit également permettre d'éviter les rejets directs de substances radioactives liés aux effets de succion d'un vent de 120 km/h sur la paroi externe. Après traitement, les fuites de la paroi interne sont rejetées à l'atmosphère par la cheminée de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires en respectant les limites de rejets de l'installation.

## QUELS CONTRÔLES PERMETTENT DE VÉRIFIER L'ÉTANCHÉITÉ DE L'ENCEINTE ?

Le décret d'autorisation de création (DAC) de chaque réacteur de 1300 MWe ou de 1450 MWe fixe un **taux de fuite** maximal de la paroi interne de l'enceinte de confinement à 1,5 % par jour de la masse de gaz contenue sous une pression prenant en compte un éventuel accident.

Chaque enceinte interne est soumise, tous les dix ans, à un essai qui permet de contrôler son étanchéité et sa résistance à la pression. Afin de tenir compte, entre deux **épreuves d'étanchéité**, des effets du vieillissement du béton de la paroi interne de l'enceinte sur son étanchéité, les règles générales d'exploitation (RGE) imposent de vérifier que le taux de fuite maximal de l'enceinte interne respecte le critère de 1,125 % par jour

de la masse d'air contenue dans l'enceinte interne, valeur inférieure au critère défini dans le DAC. Le respect de ce critère des RGE constitue un des éléments de démonstration de l'aptitude des enceintes à assurer leur fonction de sûreté jusqu'au prochain réexamen de sûreté.

↳ **Épreuve d'étanchéité** et mesure du **taux de fuite** de l'enceinte : Lors de l'épreuve d'étanchéité, l'enceinte est mise en pression par de l'air pendant trois jours à sa pression de dimensionnement (~ cinq fois la pression atmosphérique) grâce à une dizaine de compresseurs. Cet essai permet de quantifier le taux de fuite en air, c'est-à-dire la quantité d'air qui s'échappe de l'enceinte.

## RÉSULTATS DES PRÉCÉDENTES ÉPREUVES D'ÉTANCHÉITÉ DES ENCEINTES

Les résultats des précédentes épreuves d'étanchéité mettent en évidence, pour certaines enceintes internes des réacteurs de 1300 et de 1450 MWe, une faible marge par rapport au critère des RGE à respecter.

## EXPERTISE MENÉE PAR L'IRSN EN 2013

Dans le cadre du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe (VD3 1300), EDF avait transmis un dossier relatif au confinement de ces réacteurs à enceinte à double paroi. À cette occasion, EDF avait notamment présenté les techniques de réparation à l'étude, destinées à améliorer l'étanchéité des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 et 1450 MWe. L'IRSN avait alors estimé important d'examiner rapidement ces possibilités (pour en savoir plus : [Rapport public REP 2013](#) - pages 55 à 57).

## MODIFICATIONS MATÉRIELLES RETENUES PAR EDF

Afin d'améliorer l'étanchéité des parois internes des enceintes, une première modification consistant en l'application d'environ 30 000 m<sup>2</sup> de revêtement composite étanche sur les intrados de ces parois a été mise en œuvre dès 1998 par EDF ; le revêtement reste à apposer sur une surface d'environ 20 000 m<sup>2</sup> lors des prochaines visites décennales (VD3 1300 et VD2 N4).

En 2016, malgré la présence du revêtement d'étanchéité sur une surface importante de l'intrados de la paroi interne, certaines enceintes présentent une faible marge par rapport à la valeur de taux de fuite imposée par les RGE. Certaines zones étant inaccessibles, l'application du revêtement à l'intrados n'est pas réalisable sur toute la surface de l'enceinte.

Actuellement, EDF envisage d'apposer un revêtement d'étanchéité à l'extrados de certaines parois internes. L'importance des surfaces à traiter (plus de 40 000 m<sup>2</sup>) et les conditions d'intervention sur ces réacteurs, à l'horizon de la prochaine visite décennale, nécessitent d'anticiper une partie des travaux en préalable à ces visites.

Ces travaux, de grande ampleur, vont générer des activités concomitantes dans l'espace exigu existant entre les deux parois de l'enceinte (de l'ordre de 1 mètre de large). Environ 100 personnes pourront être présentes simultanément pendant plusieurs semaines, en travail posté (3 x 8 heures), dans cet espace et ce, sept jours sur sept. De plus, une importante quantité de matériels, principalement des échafaudages (environ 400 tonnes), devra être acheminée dans l'espace entre-enceintes.

Compte tenu de ces contraintes, de nouvelles ouvertures (appelées « trémies ») seront créées dans la paroi externe de l'enceinte afin de faciliter les flux de matériels et de personnels et de permettre l'acheminement des fluides et énergies nécessaires au chantier.

Les déchets produits lors de ces travaux seront dirigés vers la filière d'élimination adaptée.

## ANALYSE DES DOSSIERS DE MODIFICATION DÉPOSÉS PAR EDF

Lorsque l'exploitant envisage une modification notable de son installation, il doit déposer un dossier réglementaire en vue d'obtenir une autorisation de la part de l'ASN. En 2016, l'IRSN a examiné l'impact sur la sûreté et la radioprotection des modifications décrites ci-avant, associées à la pose d'un revêtement d'étanchéité à l'extrados de la paroi interne de l'enceinte de confinement ([Avis-IRSN-2016-00083](#) du 17/03/2016).

Dans le cadre de cette évaluation, l'IRSN a notamment examiné les risques associés à la création de trémies dans la paroi externe de l'enceinte, l'acceptabilité de la modification relative à la mise en œuvre des revêtements d'étanchéité à l'extrados de la paroi interne de l'enceinte, la pérennité de ces revêtements ainsi que les dispositions mises en œuvre à l'égard des risques d'exposition radiologique des intervenants.

## Risques associés à la création d'ouvertures

L'Institut a noté, d'une part que des renforts structurels seraient mis en place autour des trémies réalisées dans la paroi externe de l'enceinte pour compenser la perte locale de résistance mécanique due à la découpe des aciers, d'autre part que l'accès à la trémie principale serait protégé des agressions externes. L'IRSN a estimé que ces dispositions contribueraient effectivement au maintien des fonctions assurées par la paroi externe de l'enceinte, dans la mesure où elles permettent de reprendre les efforts qui transitaient dans la zone des trémies avant leur ouverture.

Le maintien de l'étanchéité de la paroi externe de l'enceinte, nécessaire notamment au bon fonctionnement du système de ventilation de l'espace entre-enceintes, sera assuré par des systèmes d'étanchéité (« tapes ») assemblés à l'intérieur de cette paroi (Figure 4.2). Ces tapes seront munies d'un joint dont l'étanchéité sera vérifiée lors d'un essai dédié avant de procéder au percement de l'enceinte externe. Ces tapes seront déposées lors de l'arrêt programmé du réacteur pour

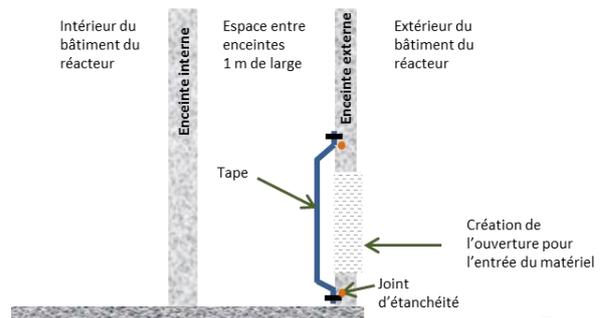


Figure 4.2 : Tape d'étanchéité

permettre les entrées et sorties du personnel et du matériel puisque la fermeture de l'enceinte externe ne sera à ce moment-là plus requise ; elles seront remises en place en fin d'arrêt. Aucun accès ne sera possible par ces trémies lorsque le réacteur sera en fonctionnement. L'IRSN a estimé ces dispositions acceptables.

Suite aux préconisations de l'IRSN, EDF refermera les ouvertures créées à l'issue de la visite décennale, conformément à la conception d'origine.

## Revêtement d'étanchéité à l'extrados

Pour valider la solution technique et optimiser l'organisation du chantier, des essais de pose de revêtements composites étanches à grande échelle ont été réalisés sur des maquettes et en conditions réelles sur deux réacteurs du parc.

L'Institut a estimé que la mise en œuvre d'un revêtement d'étanchéité à l'extrados de la paroi interne de l'enceinte de confinement était de nature à améliorer significativement la fonction de confinement, compte tenu

des résultats obtenus par EDF lors des différents essais qu'il a réalisés. En particulier, ces revêtements ont une bonne tenue, d'une part à la contre-pression (élévation des conditions de pression et de température dans la paroi interne de l'enceinte de confinement associée à une situation accidentelle), d'autre part en présence de fissurations. En outre, l'IRSN a estimé que la pérennité de ces revêtements, moins sollicités en température et en irradiation que ceux situés à l'intrados, serait au moins équivalente à celle de ces derniers.

## Gestion du risque d'exposition externe des intervenants

Pour EDF, les travaux prévus d'être réalisés dans l'espace entre-enceintes sont classés à fort enjeu en termes de dosimétrie collective, compte tenu du risque d'exposition externe des intervenants. Le caractère fort de l'enjeu est principalement dû au nombre important d'intervenants. En outre, EDF a pris des dispositions visant à interdire

toute activité à poste fixe au niveau des tuyauteries susceptibles de véhiculer du fluide radioactif contenant de l'azote-16, ce radionucléide artificiel présentant la particularité d'émettre un rayonnement « gamma » avec une énergie élevée, non détectable par la plupart des radiamètres disponibles.

## POINT DE VUE DE L'IRSN

L'IRSN considère que le concept de revêtement d'extrados prévu par EDF est de nature à améliorer significativement la fonction de confinement des enceintes à double paroi. Pour l'IRSN, les dispositions

retenues par EDF pour limiter les risques en termes de sûreté et de radioprotection liés à la mise en œuvre de ce revêtement sont acceptables.

# AMÉLIORATIONS APPORTÉES AUX RÉACTEURS EN FONCTIONNEMENT À LA SUITE DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA

À la suite de la catastrophe de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, le Premier ministre a demandé aux exploitants français de réaliser des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) de leurs installations nucléaires de base. Les conclusions de ces ECS ont conduit EDF à déployer un vaste programme de modifications sur ses réacteurs en fonctionnement. Ces modifications ont pour objectif d'améliorer la capacité de ces installations à faire face à des situations de perte totale des sources de refroidissement et d'accident grave potentiellement générées par des événements naturels extrêmes.

## LES ÉVALUATIONS COMPLÉMENTAIRES DE SÛRETÉ

À la suite de la catastrophe qui a frappé les réacteurs de la centrale japonaise de Fukushima Daiichi le 11 mars 2011, le Premier ministre a demandé aux exploitants français la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS). Ces ECS consistaient à évaluer le comportement des installations en situations de **perte totale des sources électriques**, de **perte totale de la source froide** (figure 4.3) et d'accident grave, potentiellement générées par des événements naturels extrêmes, et à proposer, si nécessaire, des dispositions visant à améliorer leur sûreté dans ces situations.

↳ Un réacteur nucléaire est alimenté, soit par le réseau de transport d'électricité (source externe), soit, en cas de perte de ce réseau, au moyen de deux groupes électrogènes à moteur diesel (source interne). En cas de défaillance de ces deux sources, le réacteur subit une **perte totale des sources électriques**.

## LE « NOYAU DUR » POST-FUKUSHIMA

Sur la base des conclusions des ECS, l'ASN a estimé que les centrales nucléaires présentaient un niveau de sûreté suffisant pour ne demander leur arrêt. Elle a néanmoins souligné l'importance du respect de leur conformité aux exigences spécifiées dans leur rapport de sûreté. Toutefois, il a été décidé de renforcer les dispositions de sûreté existantes par un ensemble de dispositions matérielles, humaines et organisationnelles visant à maîtriser l'état des installations en cas de perte, totale et durable, des sources électriques et de refroidissement potentiellement due à un aléa ou à un cumul d'aléas allant au-delà de ceux considérés jusqu'alors pour le dimensionnement des installations. Cet ensemble de dispositions est désigné par le terme « **noyau dur** » post-Fukushima. Le noyau dur comporte des équipements nouveaux et des équipements existants dont EDF doit justifier le bon fonctionnement ou l'intégrité en situation d'aléa ou de cumul d'aléas extrêmes, après renforcement

### ↳ Objectifs du noyau dur post-Fukushima :

Le noyau dur vise à limiter les conséquences d'une catastrophe naturelle de grande ampleur dans les installations nucléaires. Il comporte trois volets visant à :

- prévenir un accident avec fusion du combustible ;
- limiter les rejets radioactifs massifs en cas d'accident grave ;
- permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

éventuel. Le noyau dur permet d'assurer les fonctions vitales de l'installation dans les premiers jours suivant l'accident, en l'attente de secours extérieurs.

Une première proposition d'EDF concernant le noyau dur des centrales électronucléaires a été analysée par l'IRSN fin 2012 ([rapport public REP 2012](#)) et une deuxième proposition, en 2016.

↳ Si les centrales nucléaires sont implantées à proximité d'un cours d'eau ou de la mer, c'est parce que le réacteur et la piscine de stockage des assemblages de combustible usés doivent être refroidis en toute circonstance.

Cet approvisionnement en eau est appelée « source froide » et on parle de perte de la source froide quand cette source d'eau est rendue indisponible. L'eau de la source froide permet :

- d'une part le refroidissement des systèmes importants pour la sûreté : un système d'échangeurs assure le refroidissement d'un circuit intermédiaire (RRI) qui a lui-même pour fonction de refroidir les éléments et systèmes implantés dans l'îlot nucléaire, notamment les systèmes de sauvegarde (aspersion dans l'enceinte EAS). Il est conçu en circuit ouvert : l'eau est directement prélevée dans la rivière ou la mer, traverse les échangeurs pour ensuite retourner dans la rivière ou la mer.
- d'autre part le refroidissement de la partie conventionnelle de la centrale où se trouvent la turbine et l'alternateur de production d'électricité. Il peut être en circuit ouvert (l'eau est directement prélevée dans la rivière ou la mer, traverse le condenseur pour ensuite retourner dans la rivière ou la mer) ou fermé (l'eau s'échauffe dans le condenseur, puis est refroidie par courant d'air dans une tour de refroidissement, appelée aéroréfrigérant).

Ces deux systèmes de refroidissement sont indépendants et nécessaires au fonctionnement de l'installation, en exploitation, à l'arrêt ou en situation accidentelle.

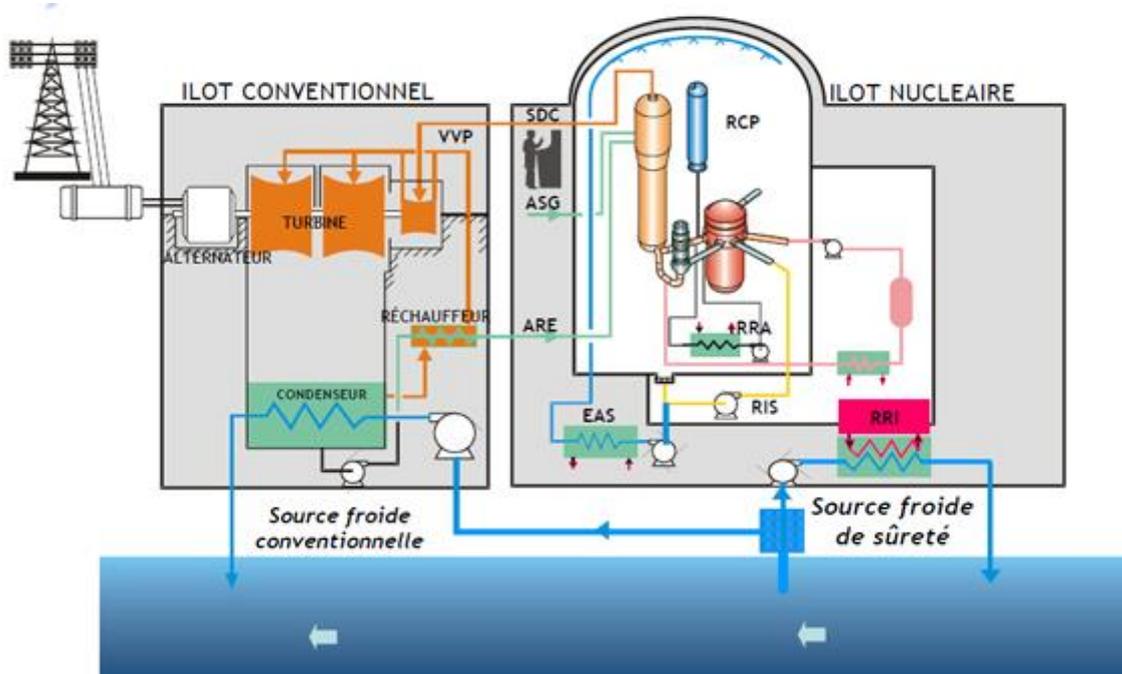


Figure 4.3 : La source froide

## UN DÉPLOIEMENT DES MODIFICATIONS EN PLUSIEURS PHASES

Le déploiement des modifications nécessaires à la mise en place du noyau dur s'effectue selon trois phases successives, en suivant un calendrier spécifique pour chaque réacteur. Une fois les modifications associées à une phase effectivement déployées et opérationnelles, le réacteur reste dans cette configuration matérielle et organisationnelle transitoire jusqu'au déploiement de la phase suivante. La phase 1 s'est terminée en 2015. La phase 2, qui a commencé en 2015, se terminera en 2021. Compte tenu de l'ampleur des modifications à réaliser d'une part, du nombre de chantiers à gérer de façon simultanée d'autre part, EDF privilégie l'intégration des moyens relevant de la troisième phase au rythme des réexamens de sûreté décennaux de chacun des réacteurs à partir de 2019.

La phase 3 correspond au déploiement de la totalité des équipements nouveaux du noyau dur et à la vérification de l'intégrité et de l'opérabilité des équipements existants qui feront partie du noyau dur (Figure 4.4).

### ↳ Réexamens de sûreté décennaux :

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

## Les améliorations apportées par EDF lors des phases 1 et 2

Au cours de la première phase, EDF a mis en place des moyens matériels et organisationnels visant, pour l'essentiel, à renforcer les capacités d'appoint en eau et en électricité des installations. Sur le plan organisationnel, l'une des dispositions majeures mises en œuvre par EDF a été la création de la **Force d'action rapide nucléaire (FARN)**.

Les principaux équipements installés lors de la phase 1 sont, pour chaque réacteur :

- un groupe électrogène supplémentaire. En situation de perte totale des sources électriques, ce groupe permet de réalimenter, sous une heure, la salle de commande et certaines fonctions du contrôle-commande, comme les mesures du niveau d'eau dans la piscine d'entreposage des assemblages de combustible usés et les mesures de pression dans l'enceinte du bâtiment du réacteur ;
- des connexions spécifiques afin que la FARN puisse connecter des moyens matériels permettant d'alimenter en air et en eau les systèmes qui le nécessitent ;
- des équipements de gestion de crise complémentaires.

Cette phase comprend également le renforcement d'équipements existants comme l'extension d'autonomie de certaines batteries.

↳ La **FARN (Force d'action rapide nucléaire)** a pour mission de venir en aide à tout site du parc électronucléaire d'EDF affecté par un accident en lui fournissant, dans un délai de 24 à 48 heures, des moyens humains, des équipements (éclairages, compresseurs d'air, pompes...) et des ressources en fioul, eau....

La deuxième phase correspond à la mise en œuvre, pour chaque réacteur, des principaux équipements suivants :

- un groupe électrogène appelé **Diesel d'ultime secours (DUS)**. Ce nouvel équipement doit permettre l'alimentation électrique de l'ensemble des équipements du noyau dur en cas de perte totale des alimentations électriques existantes ;
- un système d'appoint ultime en eau destiné à réalimenter par des flexibles la piscine du réacteur et la piscine d'entreposage du combustible (**figure 4.8**). Cet appoint ultime proviendra, selon les sites, d'un captage en nappe phréatique ou d'un stockage (bassin artificiel, nouveaux réservoirs ou réserve d'eau naturelle) ;
- de nouveaux **centres de crise locaux**, sachant que leur construction pourra s'étendre sur les phases 2 et 3 selon les sites.

↳ Le **centre de crise local** est un nouveau bâtiment comprenant les locaux pour les équipes de crise chargées de la gestion d'un accident affectant tout ou partie des installations du site. Il répond aux mêmes exigences que les autres équipements du noyau dur pour ce qui concerne la protection contre les agressions externes.

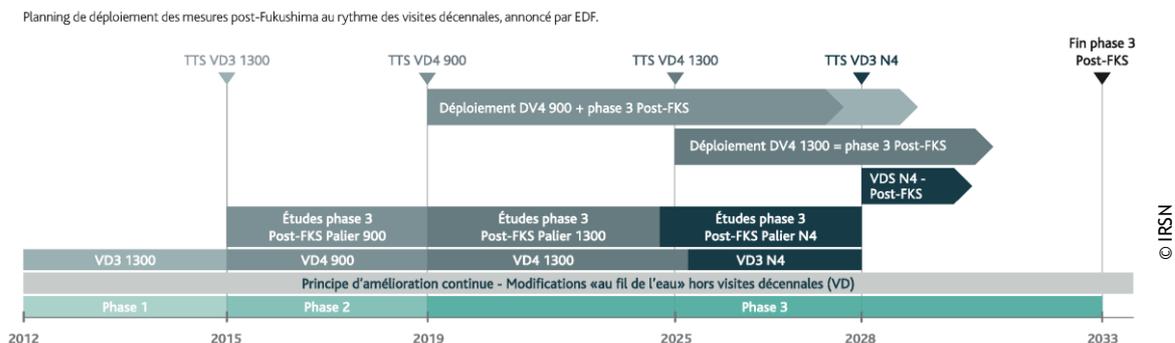


Figure 4.4 : Planning de déploiement des mesures post-Fukushima au rythme des visites décennales, annoncé par EDF.

La mise en œuvre du noyau dur dans des installations nucléaires existantes nécessite un examen spécifique.

En particulier, les composants de l'installation existante, qui ne seraient pas réputés robustes aux agressions d'amplitude extrême, ne doivent pas perturber le fonctionnement des équipements du noyau dur. En effet, une détérioration de ces composants, provoquée par l'agression, pourrait être à l'origine d'effets tels que, par exemple, un incendie, une inondation ou encore un choc affectant les équipements du noyau dur. L'IRSN a évalué en 2016 la méthode retenue par EDF pour prendre en compte ces effets dits « induits » et des compléments d'EDF sont attendus ([voir avis IRSN/2016-00373](#) du 01/12/2016).

### Le contexte de la phase 3

La troisième phase de déploiement des modifications nécessaires à la mise en place du noyau dur s'inscrit dans un processus d'amélioration de la sûreté des réacteurs en fonctionnement poursuivi depuis de nombreuses années. Ainsi, depuis [l'accident de Three Mile Island](#) en mars 1979 aux États-Unis, une attention particulière a été portée à des situations qui n'avaient pas été imaginées à l'origine par les concepteurs des réacteurs. Il s'agit notamment de la perte totale des alimentations électriques, de la perte totale de la source froide, de diverses défaillances multiples matérielles ou humaines ou des situations de fusion du cœur (accidents graves). Des améliorations ont ainsi été apportées aux réacteurs au fil des réexamens de sûreté périodiques, que ce soit en termes d'équipements ou de règles de conduite. L'IRSN s'est efforcé de promouvoir ces évolutions au travers de ses programmes d'études et de recherche, par exemple dans le domaine des accidents graves. En 2009, EDF a proposé de renforcer les sources électriques et de

De la même manière, la mise en place des équipements du noyau dur ne doit pas dégrader la sûreté des installations, ce qui est vérifié par l'IRSN au fur et à mesure de l'intégration du noyau dur.

Enfin, l'IRSN porte une attention particulière à la conception et aux modalités de surveillance des équipements du noyau dur qui doivent être aptes à remplir leurs missions en situation extrême.

Les travaux de l'IRSN sur ces aspects se poursuivront dans les années à venir.

refroidissement des réacteurs afin de pouvoir étendre leur durée de fonctionnement au-delà de 40 ans. Sous l'impulsion de l'IRSN et de l'ASN, EDF a défini un programme plus ambitieux. Ce programme a pour objectif un rapprochement du niveau de sûreté des réacteurs actuellement en fonctionnement (dits de 2<sup>ème</sup> génération) du niveau de sûreté du réacteur EPR (dit de 3<sup>ème</sup> génération) ; ceci concerne notamment la gestion d'un accident grave (atteinte d'un état stabilisé tout en limitant les rejets radioactifs). Ce programme a ensuite été complété après l'accident de Fukushima par les dispositions du noyau dur. Ces dispositions ainsi que la création de la force d'action rapide nucléaire ont renforcé la robustesse des installations à l'égard d'agressions d'ampleur extrême. Le déploiement de la phase 3 sur le parc électronucléaire va donc concrétiser des réflexions en cours depuis de nombreuses années et auxquelles les équipes de l'IRSN ont contribué.

- 1 Entre 2019 et 2021 sera construit un centre de crise local en béton armé, il pourra résister à des catastrophes naturelles extrêmes.
- 2 Fin 2018 pour chaque réacteur, un bâtiment bunkerisé abritera un diesel ultime de secours. Il sera bâti sur un sol renforcé et monté sur plots parasismiques.
- 3 En 2018, une source d'eau « ultime » sera mise en place. Elle offrira un appoint pour le refroidissement des générateurs de vapeur, le réservoir d'eau primaire et la piscine du combustible. L'eau sera puisé dans la nappe phréatique.

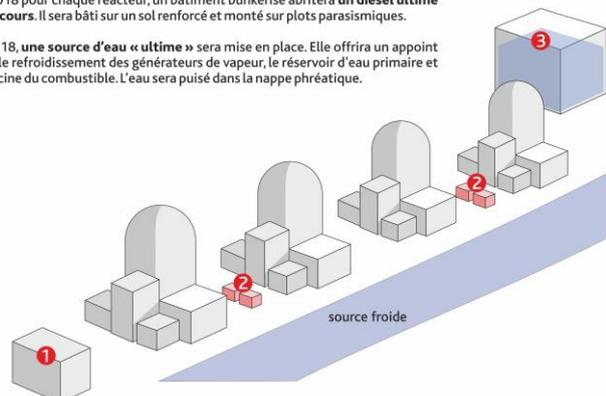


Figure 4.5 : implantation du noyau dur

## FOCUS

## Diesel d'ultime secours ou DUS

Pour pallier la perte des alimentations électriques externes (perte du réseau électrique), chaque réacteur est actuellement doté de deux groupes électrogènes diesels de secours. Ces groupes alimentent les systèmes nécessaires à l'évacuation de la puissance résiduelle des assemblages de combustible, qu'ils soient chargés dans le cœur ou entreposés en piscine, ainsi que ceux nécessaires au confinement des matières radioactives. L'accident de Fukushima a rappelé la sensibilité des réacteurs nucléaires aux situations de perte totale des sources d'alimentations électriques et de la source froide, en particulier lorsqu'elles résultent d'agressions. Pour faire face à de telles situations, EDF prévoit l'installation, dans chaque réacteur, d'un groupe électrogène diesel supplémentaire dit d'Ultime Secours (DUS) qui réalimentera les équipements du noyau dur et d'un système de contrôle-commande ultime. Les exigences de conception et d'exploitation retenues pour le DUS visent à lui conférer un haut niveau de fiabilité et de disponibilité dans les situations d'agressions extrêmes de type Fukushima.

En 2016, dans le cadre de l'examen des principes de conception du DUS, l'IRSN a noté les efforts d'EDF pour assurer la protection de ce groupe électrogène contre les agressions. En particulier, le bâtiment (HDU) construit pour abriter le DUS est dimensionné aux séismes, aux phénomènes naturels exceptionnels de type vent, foudre, grêle, tornade et aux inondations externes ayant des intensités supérieures à celles retenues lors de la conception des installations (Figure 4.6).

Cependant, l'IRSN a estimé qu'EDF devait étudier les risques d'explosion

à l'intérieur ou à l'extérieur du bâtiment HDU susceptible d'affecter le DUS ([avis IRSN/2017-00042](#) du 31/01/2017). Pour l'IRSN, EDF doit également examiner la capacité du DUS à démarrer et à fonctionner dans certaines situations dégradées pour lesquelles le maintien des conditions nécessaires à son démarrage et à son fonctionnement pourrait être compromis. Il s'agit notamment du cas de la perte échelonnée dans le temps des groupes électrogènes de secours ou d'une température extérieure inférieure à celle considérée pour son dimensionnement. EDF s'est engagée à compléter ses études en ce sens.

Enfin, l'IRSN a porté une attention particulière à la fiabilité du DUS. L'IRSN s'est attaché à examiner le niveau de diversification technologique retenu entre le groupe électrogène d'ultime secours et les groupes électrogènes de secours existants. Sur ce sujet, EDF s'est engagé à renforcer la surveillance en exploitation des composants des groupes électrogènes de secours et du DUS ayant une technologie identique et dont la défaillance pourrait entraîner l'indisponibilité de l'ensemble de ces diesels ([avis IRSN/2016-00187](#) du 07/06/2016).

En conclusion, des éléments relatifs à la conception du DUS sont encore attendus de la part d'EDF. La vérification du caractère suffisant de la puissance qu'il délivrera sera faite à l'issue des études d'EDF relatives aux moyens nécessaires à la gestion des réacteurs dans ces situations extrêmes. L'expertise de l'IRSN sur l'ensemble de ces aspects se poursuit.

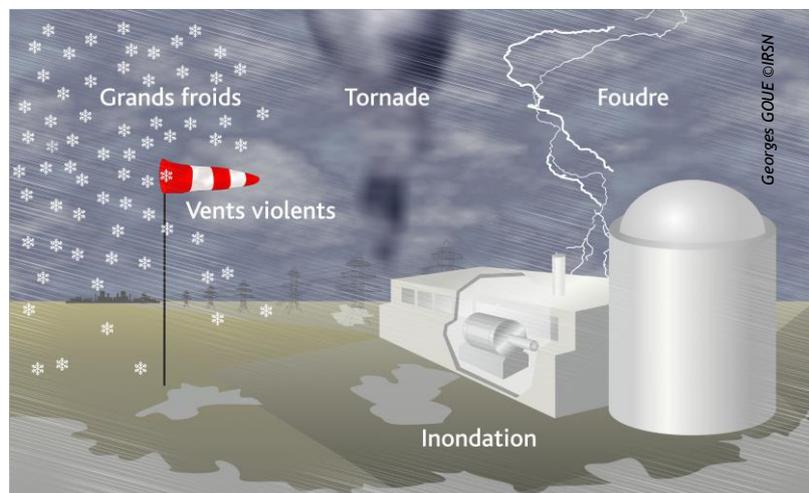


Figure 4.6 : Exemples d'agressions sur le HDU abritant le DUS

## LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LE PROGRAMME D'AMÉLIORATIONS PRÉSENTÉ PAR EDF

Le programme d'améliorations des réacteurs en fonctionnement a fait l'objet d'analyses de la part de l'IRSN, détaillées dans les paragraphes ci-dessous, et portant sur les principaux sujets suivants :

- les aléas naturels extrêmes, appelés « aléas noyau dur », retenus pour le dimensionnement des équipements du noyau dur ;
- la stratégie de « conduite noyau dur », du réacteur et des piscines, à mettre en œuvre dans ces situations ;

### « Aléas noyau dur » : des aléas naturels extrêmes

Les exigences fixées par l'ASN pour dimensionner les équipements du noyau dur visent à protéger les installations nucléaires contre les effets des agressions d'origine naturelle (séismes, inondations, événements climatiques...) de niveaux significativement supérieurs à ceux retenus dans le référentiel utilisé pour leur conception et actualisé au cours des réexamens de sûreté pour tenir compte de l'évolution des connaissances. Par exemple, le référentiel utilisé dans le cadre des derniers réexamens décennaux de sûreté retenait, pour l'aléa sismique, une approche établie en 2001 (RFS 2001-01). De même, pour l'aléa inondation, le référentiel s'appuyait sur une approche établie en 1984 (RFS I.2.e), très significativement complétée suite à l'inondation partielle de la centrale du Blayais en 1999. Pour cet aléa, la nouvelle approche établie en 2013 (guide ASN n° 13) sera utilisée dans les prochains réexamens décennaux de sûreté.

Les niveaux d'aléas retenus par EDF pour le dimensionnement du noyau dur (aléas noyau dur) ont fait l'objet d'un examen par l'IRSN dont les conclusions ont été débattues lors de la réunion des groupes permanents d'experts du 28 janvier 2016 ([avis IRSN/2015-00421](#) du 22/12/2015). La démarche d'EDF et les propositions formulées pour l'aléa inondation ont été

### Stratégie de « conduite noyau dur »

En cas d'incident ou d'accident affectant un réacteur nucléaire, les opérateurs en salle de commande utilisent des documents appelés « procédures de conduite incidentelle ou accidentelle » décrivant les actions qu'ils doivent réaliser pour amener et stabiliser le réacteur et

- les améliorations apportées à la gestion des situations d'accident grave : l'étalement du corium pour faciliter son refroidissement afin de prévenir un éventuel percement du radier et la mise en place d'un dispositif d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans éventage, pour prévenir une éventuelle dégradation de l'enceinte de confinement et limiter les rejets dans l'environnement.

jugées satisfaisantes par l'IRSN ; toutefois, des compléments restent à apporter pour les aléas climatiques concernant, par exemple, la capacité des installations et des organisations à faire face - en valorisant ou non le noyau dur - à des températures ambiantes plus sévères que celles du référentiel de dimensionnement (grands froids ou grands chauds).

En complément de l'approche déterministe définie dans la RFS 2001-01, une approche complémentaire (approche probabiliste), largement mise en œuvre à l'international, a été utilisée pour définir l'aléa sismique applicable au noyau dur. Il ressort de l'analyse menée par l'IRSN que les propositions d'EDF sont satisfaisantes pour la moitié des sites. Pour l'autre moitié, les **spectres de réponse** proposés sont parfois insuffisants ou nécessitent une meilleure caractérisation des séismes historiques, des sols ou des failles environnantes. EDF a pris des engagements auprès de l'ASN à cet égard.

↳ **Le spectre de réponse sismique** : Les dommages subis lors de séismes sont dus aux mouvements du sol qui font vibrer les bâtiments. Ces mouvements sismiques sont caractérisés par une courbe appelée « spectre de réponse ». Ce spectre permet de dimensionner le mouvement sismique à prendre en compte dans les règles de construction d'un bâtiment.

la piscine d'entreposage du combustible dans un état sûr. Par principe, tous les équipements indispensables à l'atteinte de cet état sont dimensionnés pour résister à la situation incidentelle ou accidentelle considérée ([avis IRSN/2017-00002](#) du 03/01/2017)

## Stratégie de « conduite noyau dur » du réacteur

Le retour d'expérience de l'accident de Fukushima a conduit EDF à postuler la survenue d'une agression externe d'amplitude extrême. A la suite d'une telle agression, dans le pire des cas, seuls les équipements appartenant au noyau dur resteraient opérationnels. L'utilisation de ces seuls équipements a nécessité l'élaboration d'une nouvelle stratégie de conduite dite « conduite noyau dur ultime » formalisée dans de nouvelles procédures.

En cas d'agression, le réacteur doit être **arrêté** puis **refroidi**. Pendant le refroidissement, l'injection dans le cœur d'un absorbant neutronique, en l'occurrence du **bore** en quantité suffisante, est nécessaire pour éviter toute reprise de la réaction nucléaire en chaîne (Figure 4.7). Le seul moyen d'injection de bore, retenu actuellement par EDF dans le noyau dur et capable d'assurer durablement cette fonction, est une pompe à basse pression (pompe noyau dur), qui ne pourra remplir sa fonction qu'après dépressurisation du circuit primaire. La dépressurisation se ferait par l'ouverture volontaire et contrôlée du circuit primaire par une ligne de décharge située en haut du pressuriseur.

L'IRSN souligne que la « conduite noyau dur ultime » proposée par EDF permet d'assurer le repli de l'installation dans les conditions étudiées mais présente, dans certains cas, très peu de marges par rapport au risque de reprise de la réaction en chaîne. Ainsi, elle ne permet pas toujours de garantir que, selon l'état initial du réacteur, le cœur du réacteur restera **sous-critique** en cas de blocage d'une grappe de commande. De plus, cette conduite n'est pas en cohérence avec une prescription de l'ASN qui demande de privilégier le refroidissement du réacteur en conservant l'intégrité du circuit primaire principal. Pour l'IRSN, il convient

↳ L'**arrêt** initial du réacteur est assuré par l'insertion des grappes de commande qui sont des absorbants neutroniques mobiles.  
Le **refroidissement** du réacteur a pour effet la reprise de la réaction nucléaire en chaîne qui n'est pas compensée par les grappes. L'ajout d'un absorbant neutronique complémentaire, le **bore**, est nécessaire pour que le cœur du réacteur reste **sous-critique**.

d'examiner la possibilité de mettre en œuvre une disposition de maîtrise de la réactivité respectant les exigences du noyau dur et permettant de s'affranchir de l'ouverture volontaire du circuit primaire.

Dans le cas où certains équipements ne faisant pas partie du noyau dur seraient encore disponibles, EDF envisage de recourir à ces équipements, avant d'appliquer, si nécessaire, la conduite s'appuyant uniquement sur les équipements du noyau dur. EDF propose ainsi une conduite intermédiaire dite « progressive » qui permettrait aux opérateurs de tenter de replier le réacteur à l'aide des stratégies de conduite actuelles, sans ouverture volontaire du circuit primaire, malgré une situation provoquée par une agression d'amplitude extrême. Pour l'IRSN, le principe d'une conduite progressive, valorisant au mieux les équipements disponibles et évitant autant que possible l'ouverture volontaire du circuit primaire, est pertinent.

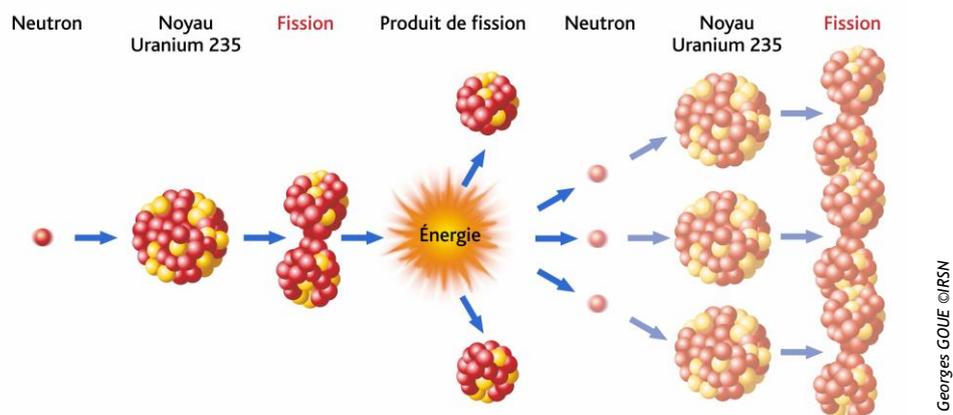


Figure 4.7 : Principe de la réaction nucléaire en chaîne

Par ailleurs, la conduite d'un réacteur nucléaire nécessite de disposer en permanence d'informations permettant, d'une part d'agir sur les équipements, d'autre part d'avoir une vision globale de l'état de l'installation. EDF a donc défini et intégré dans le noyau dur les capteurs élaborant les informations nécessaires à la mise en œuvre de la « stratégie ND ultime ». Les informations identifiées par EDF à ce stade permettent effectivement de conduire le réacteur conformément à la « stratégie ND ultime », mais

ne permettent ni d'évaluer l'efficacité des actions de conduite engagées, ni de fournir des informations suffisantes aux équipes de crise pour évaluer l'état de l'installation, les rejets réels ou potentiels dans l'environnement ainsi que les évolutions possibles de la situation. A cet égard, l'IRSN considère que la connaissance de la quantité d'eau présente dans le circuit primaire, de la puissance résiduelle du cœur et de l'activité à l'intérieur de l'enceinte de confinement serait utile.

### Stratégie de « conduite noyau dur » des piscines

La cuve contenant le cœur du réacteur est située au fond d'une piscine d'une douzaine de mètres de profondeur. Lors des opérations de déchargement et de rechargement des assemblages de combustible, cette piscine est remplie d'eau borée et mise en communication via le tube de transfert avec la piscine d'entreposage du bâtiment du combustible. (Figure 4.8) Lorsque le réacteur est en fonctionnement, la piscine d'entreposage du bâtiment du combustible est isolée de la piscine du réacteur qui ne contient alors plus d'eau borée.

L'ajout d'eau claire (sans bore) conduit à diluer l'eau borée de la piscine du réacteur. Afin d'éviter la reprise de la réaction en chaîne en cas de présence d'assemblages de combustible dans la cuve, cette dilution devra être compensée à moyen ou à long terme par l'injection de bore.

L'eau des piscines doit être refroidie en permanence et le niveau d'eau maintenu au-dessus des assemblages combustibles afin :

Des moyens substantiels existent ou sont en cours d'installation dans les réacteurs en fonctionnement, même s'ils ne répondent pas encore à toutes les exigences du noyau dur. Ils seront renforcés au cours de la phase 3 pour satisfaire à ces exigences. L'IRSN estime qu'ils permettront de satisfaire l'objectif d'absence de découverte des assemblages combustibles usés, sous réserve que la démonstration de l'intégrité des piscines en cas de séisme extrême puisse être apportée.

- d'assurer la protection biologique des travailleurs vis-à-vis des rayonnements ionisants provenant des assemblages contenant le combustible ;
- de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle des assemblages de combustible usés.

Les conséquences possibles d'un aléa noyau dur sur les deux piscines sont, dans un premier temps, la perte du refroidissement de ces piscines et les éventuelles pertes en eau dues à une fuite ou à l'effet des vagues, en cas de séisme, dans un second temps, la montée en température de l'eau des piscines qui peut conduire au débordement de cette eau par dilatation thermique et à son évaporation.

Les dispositions du noyau dur doivent permettre de limiter puis de compenser ces pertes en eau et d'évacuer la vapeur d'eau afin d'éviter une montée en pression dans le bâtiment du combustible et le bâtiment du réacteur.

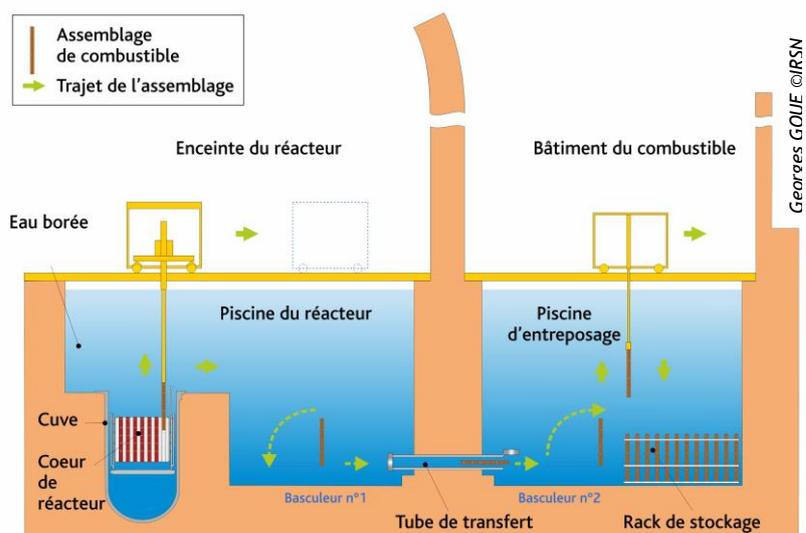


Figure 4.8 : Mise en communication des piscines du réacteur et d'entreposage des assemblages de combustible

## FOCUS

## Dimensionnement des effectifs pour gérer les situations extrêmes

À la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les équipes de conduite et de crise ont été confrontées à des conditions d'intervention très fortement dégradées du fait des conséquences du séisme et du tsunami et à un enchaînement de situations imprévues auxquelles elles ont dû faire face et s'adapter au fil de l'eau sous forte contrainte temporelle.

L'ASN a demandé à EDF d'identifier les actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes et de s'assurer de la présence, permanente et en nombre suffisant, d'un personnel qualifié dans une centrale nucléaire pour faire face aux situations extrêmes définies dans les évaluations complémentaires de sûreté.

La gestion d'une situation extrême serait assurée sur site par une « équipe situation extrême », composée essentiellement de l'équipe de conduite en quart, présente en permanence, 24 h/24 h et 7 j/7 j, avec le soutien de l'organisation nationale de crise d'EDF. Pour la définir, EDF fait l'hypothèse que l'équipe est isolée du monde extérieur pendant 24 heures et reçoit ensuite des renforts de la force d'action rapide du nucléaire créée par EDF en 2013.

L'IRSN a examiné la pertinence de l'approche proposée par EDF pour le dimensionnement de l'« équipe situation extrême », notamment la définition et le choix des hypothèses de dimensionnement, des rôles et des missions de l'équipe de conduite et de la méthode de vérification de la robustesse du dimensionnement.

Pour apprécier la capacité de l'équipe situation extrême à faire face à de multiples situations extrêmes, EDF mène, depuis 2014, des essais de mise en situation d'équipes de conduite sur des simulateurs de salle de commande ; ces essais simulent notamment des situations de dégradation progressive de l'installation et comportant des imprévus. EDF a par ailleurs évalué le temps de réalisation des actions en local, non réalisables depuis la salle de commande, dans des conditions d'intervention dégradées. Au regard des premiers résultats obtenus, EDF considère que cette équipe, telle que dimensionnée aujourd'hui, est en capacité de remplir les missions qui lui sont confiées en situation extrême. L'IRSN estime que la démarche globale mise en œuvre par EDF est satisfaisante dans le principe car elle prend à la fois en compte des situations qui peuvent être anticipées (perte de l'alimentation électrique et perte de la source de refroidissement) et des situations qui comportent des imprévus. Ces premières études apportent d'ailleurs des informations sur les délais disponibles pour réaliser les actions nécessaires dans ces situations, notamment pour la réalisation des actions en local.

Toutefois, l'IRSN estime qu'EDF doit apporter des compléments de justification sur le caractère opérationnel des actions prioritaires qui doivent pouvoir être réalisées en toutes circonstances. Ces compléments doivent tenir compte de facteurs d'influence comme les effets induits par les agressions (présence de débris, inondation, départ de feu) et le stress des opérateurs. Le cumul des missions de conduite et de crise par les membres de l'« équipe situation extrême » en salle de commande doit également être pris en compte. De plus, l'IRSN considère qu'EDF doit renforcer certaines dispositions comme la remontée automatique d'informations sur l'état des installations vers l'organisation nationale de crise pour lui permettre de remplir sa fonction d'appui à l'équipe sur site. Enfin, l'IRSN estime qu'EDF doit mener des essais complémentaires impliquant plus largement les acteurs qui interviendraient dans une telle situation et dans des conditions d'intervention plus réalistes ([☞ l'avis IRSN/2016-00393](#) du 16/12/2016).

EDF s'est engagé à poursuivre les études en intégrant davantage les facteurs d'influence précités et à conduire des essais globaux qui comprennent des actions locales, en salle de commande et au centre de crise.

## Amélioration des dispositions de gestion des situations d'accident grave

Les accidents graves (accident avec fusion du cœur) n'ont pas été considérés lors de la conception initiale des réacteurs du parc en fonctionnement d'EDF. Depuis l'accident de Three Mile Island en 1979 aux États-Unis, des modifications sont mises en œuvre, au fil de l'avancée des connaissances, pour limiter les rejets possibles en cas de fusion du cœur. Les principales mesures prises par EDF comprennent :

- la rédaction de **guides d'intervention en situation d'accident grave** ;

Alors que les procédures de conduite ont pour objectif la sauvegarde du cœur (prévention de l'accident grave), les **guides d'intervention en situation d'accident grave** ont pour objectif d'aider l'exploitant à stabiliser le réacteur accidenté, tout en limitant les rejets radioactifs dans l'environnement, lorsque la fusion du cœur n'a pas pu être évitée (sauvegarde du confinement).

- la mise en place, dans les années 1990, de systèmes d'éventage-filtration des enceintes de confinement, appelés **dispositifs U5** (Figure 4.9), pour éviter l'endommagement des enceintes en cas de pression interne susceptible de dépasser la pression de dimensionnement ;
- l'installation, dans les années 2000, de recombineurs auto-catalytiques passifs d'hydrogène afin de prévenir le risque de déflagration de l'hydrogène généré par l'oxydation des gaines du combustible ([rapport public REP 2007](#), pages 50 à 52) ;
- plus récemment, le renforcement de certaines instrumentations (par exemple, la mesure de pression dans l'enceinte) nécessaires à la gestion d'un accident grave ou l'ajout d'instrumentations dédiées telles que la détection d'une rupture de la cuve ou la détection de la présence d'hydrogène dans l'enceinte de confinement ;
- la modification des soupapes de sûreté du circuit primaire pour accroître leur fiabilité dans les situations de perte des sources électriques et leur capacité de dépressurisation, afin d'éviter une rupture en pression de la cuve du réacteur en cas de fusion du cœur ;
- des améliorations des enceintes de confinement : renforcement du dispositif de fermeture du tampon d'accès des matériels des enceintes des réacteurs de 900 MWe, fiabilisation de l'alimentation électrique des vannes d'isolement de l'enceinte, épaissement du radier sous la cuve des réacteurs de la centrale de Fessenheim...

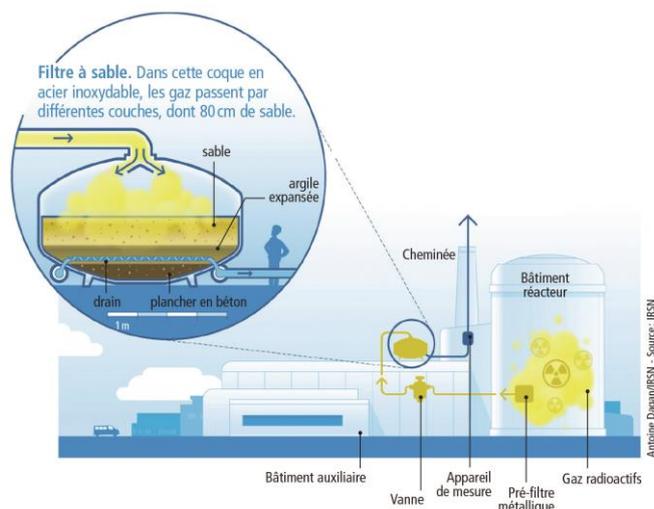


Figure 4.9 : Dispositif d'éventage-filtration

Pour limiter l'étendue des territoires contaminés en cas d'éventage, une filtration au moyen d'un lit de sable (**dispositif U5**) a été installée sur la ligne d'éventage pour retenir les aérosols, notamment les isotopes radioactifs  $^{137}\text{Cs}$  et  $^{134}\text{Cs}$ . La filtration des aérosols a ensuite été améliorée par l'installation d'un préfiltre métallique dans l'enceinte de confinement.

Au fil des réexamens de sûreté, la démarche conduisant à l'identification des risques et à la mise en place de dispositions matérielles et organisationnelles relatives aux accidents graves a été consolidée. Ainsi, EDF élabore à chaque réexamen de sûreté un « référentiel accident grave » présentant notamment les objectifs poursuivis en matière de maîtrise des risques associés aux accidents graves, les dispositions retenues pour atteindre ces objectifs ainsi que les exigences applicables aux équipements requis pour la maîtrise de ces accidents. Cette démarche s'appuie sur des études déterministes complétées par des études probabilistes de sûreté. Ces dernières, mises à jour pour tenir compte des connaissances nouvelles, permettent de reconsidérer les risques associés à certains phénomènes liés au déroulement d'un accident de fusion du cœur tels que la combustion d'hydrogène, l'explosion de vapeur (notamment dans le puits de cuve) ou le percement du radier de l'enceinte de confinement par le combustible fondu (« corium »).

EDF conçoit actuellement des dispositions nouvelles pour renforcer le confinement des produits radioactifs à l'intérieur de l'enceinte. Les deux principales dispositions sont :

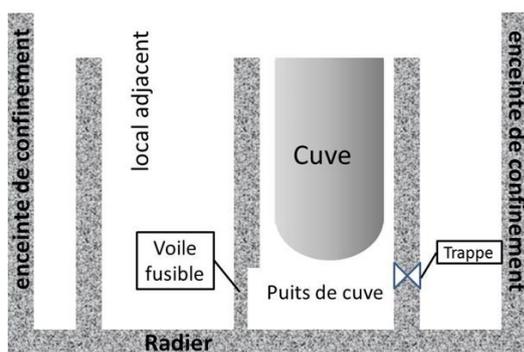
- l'étalement du corium pour faciliter son refroidissement afin de prévenir un éventuel percement du radier qui conduirait à une pollution massive et durable des sols, des eaux souterraines et des rivières par de l'eau contaminée ;
- la mise en place d'un dispositif d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans éventage (EAS ultime ou EASu) pour prévenir une éventuelle dégradation de l'enceinte de confinement.

### Prévention du risque de percement du radier

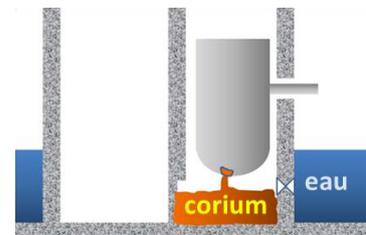
Des dispositions sont prévues en phase 3 du déploiement du noyau dur pour prévenir le risque de percement du radier en cas de fusion du cœur conduisant à la rupture de la cuve. La stratégie envisagée par EDF consiste à favoriser l'étalement du corium à sec dans le puits de cuve et, suivant les réacteurs, dans un local adjacent au puits de cuve, puis à réaliser un renoyage gravitaire du corium ainsi étalé. EDF prévoit des modifications destinées à étanchéifier la zone d'étalement du corium,

Le **corium** est un magma résultant de la fusion des éléments du cœur (assemblages de combustible et éléments de structure du cœur) d'un réacteur nucléaire, pouvant se former en cas d'accident grave. Sa température varie entre 2500 et 3200 °C. Extrêmement chaud, dense et radioactif, ce corium est capable de traverser la coque en acier d'une cuve et la dalle de béton qui la supporte.

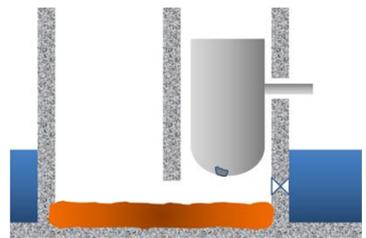
ainsi qu'un système de trappes dont l'ouverture (passive, sans alimentation en énergie ni action humaine) permettra de noyer le corium étalé, par un écoulement gravitaire de l'eau présente au fond de l'enceinte de confinement (Figure 4.10).



Déversement du corium dans le puits de cuve suite à la rupture de la cuve



Ablation du voile fusible et étalement du corium dans le local adjacent



Noyage du corium par écoulement gravitaire de l'eau des puisards

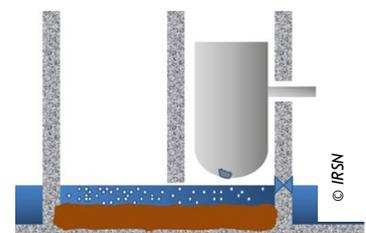


Figure 4.10 : Stratégie de stabilisation du corium envisagée par EDF

### Prévention de la dégradation de l'enceinte de confinement suite à une pressurisation lente

Pour prévenir la dégradation de l'enceinte de confinement suite à une pressurisation lente, il est également nécessaire d'évacuer la puissance dégagée par le cœur hors de l'enceinte afin de limiter la montée en pression et en température. EDF prévoit l'installation, en phase 3 de déploiement du noyau dur, d'un nouveau système qualifié aux conditions d'un accident grave. Ce système est constitué de moyens fixes installés dans les

locaux existants de l'îlot nucléaire et de moyens mobiles acheminés par la Force d'action rapide nucléaire (FARN). Les éléments fixes envisagés consistent principalement en une pompe de circulation (pompe noyau dur) et un échangeur de chaleur ultime (EASu), ainsi que la tuyauterie permettant le raccordement par la FARN de cet échangeur à une source froide ultime (SFu) située hors de l'îlot nucléaire (Figure 4.11).

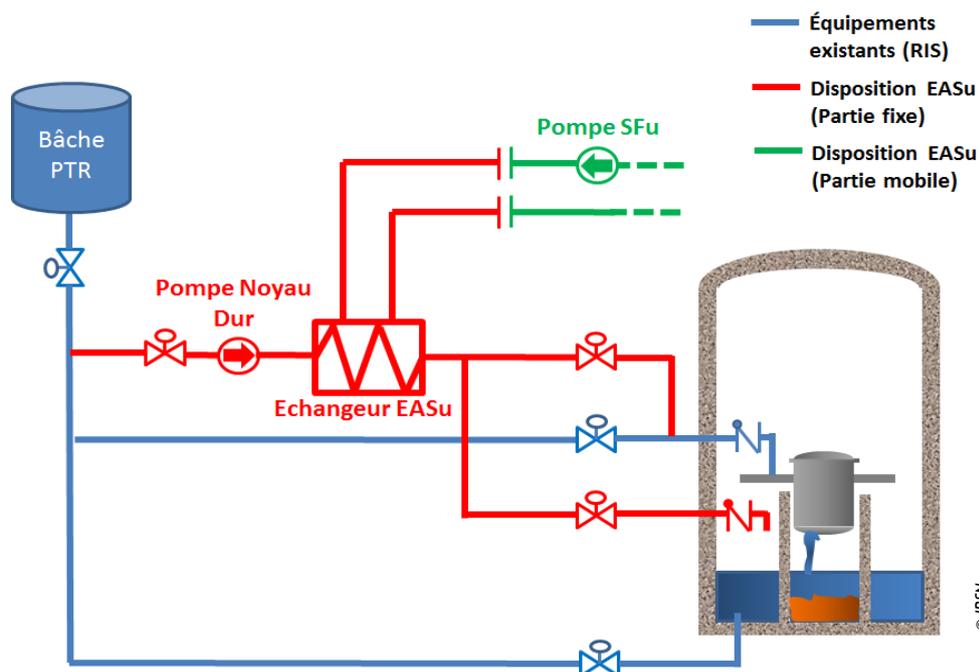


Figure 4.11 : Le schéma de principe de l'EASu

### Examen par l'IRSN des dispositions prévues par EDF

À la demande de l'ASN, l'IRSN a présenté son analyse du principe des dispositions de gestion d'un accident grave, prévues au titre du noyau dur, devant le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, réuni le 7 juillet 2016 ([avis IRSN/2016-00211](#) du 22/06/2016).

Après avoir rappelé l'ensemble des risques à considérer pour la gestion d'un accident grave et les dispositions existantes pour y faire face, l'IRSN a plus particulièrement examiné les dispositions visant à :

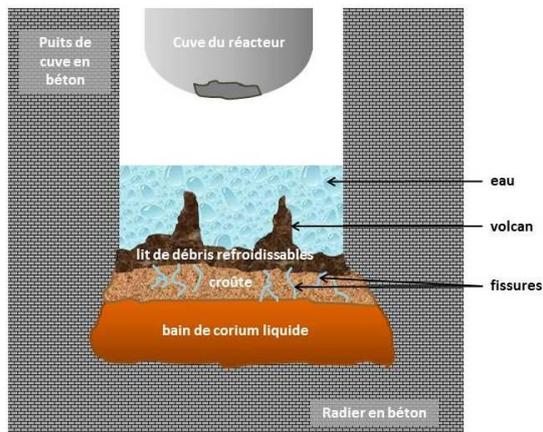
- maîtriser la réactivité du corium ;
- évacuer la puissance, dégagée par le cœur, hors de l'enceinte de confinement sans éventage de celle-ci ;
- stabiliser le corium sans percement du radier de l'enceinte de confinement ;
- réduire les rejets en iodes radioactifs en cas d'éventage filtré de l'atmosphère de l'enceinte de confinement.

### ↳ Interaction entre le corium et le béton

L'étude de l'Interaction entre le corium et le béton d'un radier (ICB) comprend des programmes d'essais (avec des partenaires tels que le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) ou l'Argonne National Laboratory (Etats-Unis)) et de la modélisation. Les expérimentations visent à identifier et à comprendre les phénomènes (transferts de chaleur, solidification, mélange...) intervenant lors de l'ICB et du refroidissement du corium par un noyage sous eau puis à établir des modélisations permettant d'étudier ces phénomènes à l'échelle d'un réacteur.

Ces programmes de recherche ont identifié deux mécanismes susceptibles de favoriser le refroidissement du corium sous eau (**Figure 4.12**) :

- l'éjection de corium vers la partie supérieure du bain de corium (« volcan »), sous l'effet des gaz relâchés par le béton, favorisant la formation d'un « lit de débris » refroidissable ;
- la pénétration d'eau dans les fissures créées, sous l'effet des contraintes thermiques, dans la croûte supérieure du bain de corium, ce qui augmente la surface d'échange entre le corium solidifié et l'eau.



Interaction corium-béton sous eau

**Figure 4.12 : Bain de corium lors d'une interaction, sous eau, entre le corium et le béton d'un radier**

### ↳ ASTEC

Le logiciel intégral **ASTEC** (Accident source term evaluation code) est développé par l'IRSN. Il simule l'ensemble des phénomènes (hors explosion de vapeur) qui interviendraient au cours d'un accident de fusion du cœur d'un réacteur à eau sous pression, depuis l'événement initiateur jusqu'à l'éventuel rejet de produits radioactifs (dit "terme source") à l'extérieur de l'enveloppe de confinement. ASTEC est utilisé à l'IRSN pour les études probabilistes de sûreté de niveau 2 (réalisées pour les accidents avec fusion du cœur).

Dans le domaine des accidents graves, l'IRSN s'appuie notamment sur ses programmes de recherche en sûreté qui apportent des connaissances sur les phénomènes à prendre en compte et fournissent des ordres de grandeur ou des modèles utilisés dans les études de sûreté (**logiciel ASTEC et étude de l'ICB**).

L'IRSN considère que les principes des nouvelles dispositions proposées par EDF sont satisfaisants, sous réserve de la prise en compte de recommandations visant notamment à privilégier un étalement du corium dans le puits de cuve et un local adjacent au puits de cuve et à mettre en œuvre une instrumentation qualifiée aux accidents visant à fiabiliser le fonctionnement du système ESAu ([avis IRSN/2016-00211](#) du 22/06/2016).

L'IRSN analysera, dans le cadre d'une prochaine expertise, des éléments plus détaillés de conception de ces dispositions, les stratégies de conduite retenues (notamment l'injection d'eau en cuve), les études de sûreté et les justifications associées pour porter un avis sur l'efficacité de ces dispositions.

© IRSN



Pour tout renseignement :

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

Téléphone : 01 58 35 78 44  
Mail : irsn\_rapports\_missions\_psn@irsn.fr

Le présent rapport est disponible sur internet l'adresse  
suivante <http://www.irsn.fr/parc-2016>

N° de rapport : IRSN/DG/2017-00001

Tous droits réservés IRSN  
Novembre 2017

**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** : B.P. 17 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

**Site Internet** : [www.irsn.fr](http://www.irsn.fr)

**Mail** : [contact@irsn.fr](mailto:contact@irsn.fr)

**Twitter** : @IRSNFrance, @suretenucleaire