

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Faire avancer la sûreté nucléaire

La sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2014

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 ont été portées au niveau législatif par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Il est placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés respectivement de l'écologie, de la recherche, de l'industrie, de la santé et du ministre de la défense.

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

L'IRSN concourt directement aux politiques publiques en matière de sûreté nucléaire, de protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants ainsi que de protection des matières nucléaires, installations et transports à l'égard du risque de malveillance. Il interagit dans ce cadre avec tous les acteurs concernés par ces risques: pouvoirs publics, et notamment les autorités de sûreté et de sécurité nucléaires, collectivités locales, entreprises, organismes de recherche, associations, parties prenantes et représentants de la société civile.

L'Institut s'attache de plus à informer le public en rendant accessibles les résultats de ses travaux. Par ses actions, il contribue également à d'autres politiques publiques majeures comme celle de la recherche et de l'innovation, de la santé au travail ou de la santé environnementale.

L'Institut compte environ

1 700 collaborateurs

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

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

budget d'environ 300 M€.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués car elles ne sont jamais définitivement acquises; elles doivent rester une priorité et ce dans un esprit de progrès permanent. Ce progrès pour l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) passe par l'évolution continue des connaissances à partir de deux sources complémentaires que sont la recherche d'une part, l'analyse attentive du retour d'expérience national et international d'autre part, évolution indispensable à une évaluation des risques nucléaires et radiologiques conforme à l'état de l'art et au plus près des réalités (du terrain/opérationnelles).

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 pour alimenter son retour d'expérience. Les événements les plus marquants font l'objet d'une analyse approfondie par l'Institut. En complément, l'IRSN réalise un examen d'ensemble de ces événements pour en faire ressortir des enseignements globaux ainsi que des tendances d'évolutions et identifier des axes de progrès nécessitant une vigilance particulière de la part des exploitants. Les résultats de ces analyses globales sont présentés dans trois rapports de mission :

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

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

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

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

<http://www.irsn.fr/FR/IRSN/Publications/barometre/Pages/default.aspx#.VjelGYRdf04>



À l'instar des années précédentes et conformément à sa politique de transparence, l'IRSN publie son point de vue annuel sur la sûreté et la radioprotection des centrales électronucléaires françaises. La présentation de ce rapport est dans la continuité de celle retenue en 2013 pour faciliter sa lecture et aider à la compréhension, par les parties prenantes et par le public, des enjeux concrets de sûreté et de radioprotection associés à ces installations.

Aucun événement significatif déclaré en 2014 n'a conduit à une dégradation de la sûreté des réacteurs et la plupart n'ont eu aucune conséquence pour les travailleurs ou l'environnement.

Le nombre total d'événements significatifs pour la sûreté déclarés en 2014 par EDF est en diminution, mais la tendance observée au cours des deux dernières années demeure : les erreurs commises lors d'activités de maintenance sont toujours à l'origine de près de la moitié de ces événements.

Le nombre annuel des événements significatifs pour la radioprotection est en baisse en 2014 ; cette baisse résulte de la diminution significative du nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques.

En revanche, il est constaté une augmentation du nombre des événements liés à l'absence de port de dosimètre par les intervenants en zone contrôlée ; les efforts menés par EDF sur ces sujets depuis plusieurs années doivent être poursuivis et renforcés.

Dans ce rapport, l'IRSN présente son analyse de quelques événements et anomalies marquants survenus en 2014 : la présence de corps migrants dans le circuit primaire ayant conduit à endommager les gaines d'assemblages combustibles, l'aspersion de matériels électriques à la suite d'un ruissellement d'eau par des trémies inétanches et le risque d'indisponibilité de matériels importants pour la sûreté dû à une température élevée dans le local du groupe turboalternateur de secours.

Enfin, à partir de deux exemples, le rapport montre comment les analyses menées par l'IRSN au cours des expertises qu'il réalise à la demande de l'ASN peuvent venir compléter celles d'EDF et contribuer à faire progresser la sûreté des installations, allant ainsi bien au-delà d'une simple demande de vérification de la conformité réglementaire. Il s'agit de la rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1300 MWe et des modifications apportées à la centrale de Gravelines pour prendre en compte les risques induits par l'exploitation du futur terminal méthanier de Dunkerque.

Souhaitant que ce rapport réponde à vos attentes en matière d'information, je vous en souhaite une agréable lecture et reste à votre écoute dans une perspective d'amélioration continue.

Jacques Repussard

Directeur général de l'IRSN

Faits marquants en 2014

Les principales tendances en 2014...

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



La diminution du nombre d'ESS constatée en 2013 se confirme en 2014.

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

La diminution du nombre d'ESS constatée en 2013 se confirme en 2014

La diminution du **nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS)** (figure A) constatée en 2013 par rapport à 2012 se confirme en 2014 (- 8 %). La mobilisation des équipes d'EDF, notamment pour détecter les écarts au plus tôt, a pu contribuer à ce qu'aucun événement à fort impact sur la sûreté n'ait été à déplorer; en 2014, aucun ESS n'a été classé par l'ASN au niveau 2 sur l'échelle INES.

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

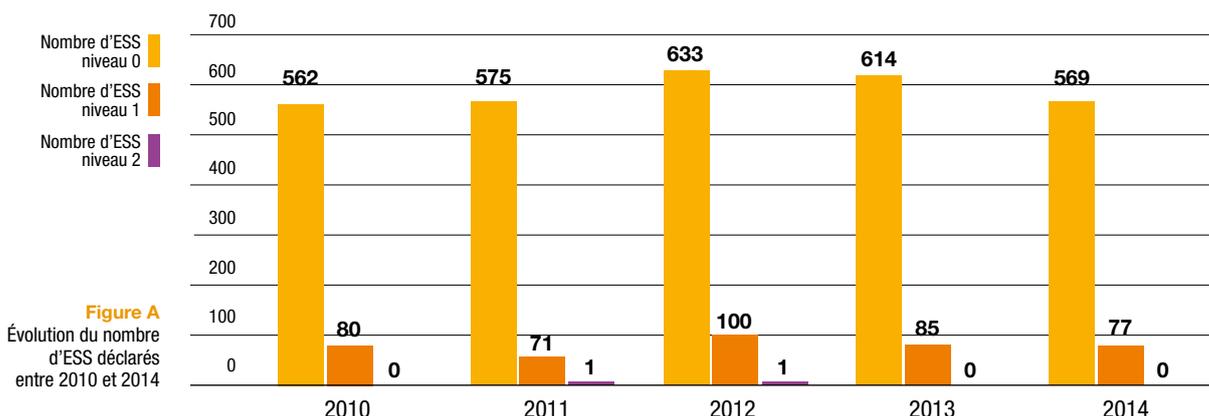
- le nombre d'écarts affectant des matériels importants pour la sûreté des réacteurs est globalement en baisse en 2014 par rapport à 2013. La majeure partie

de cette diminution est imputable à la résorption des nombreux défauts de conformité observés en 2013 sur des robinets qualifiés au séisme présents dans un grand nombre de systèmes;

- la tendance à la diminution du nombre d'actions inappropriées sur les matériels au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle observée en 2013 se confirme en 2014; en particulier, le nombre d'ESS en 2014 dont l'origine est un geste technique de maintenance erroné, appelé non-qualité de maintenance, est également en forte diminution par rapport à 2013 (- 40 %). Les erreurs commises lors d'activités de maintenance, essentiellement réalisées lors des campagnes d'arrêt des réacteurs, sont encore toutefois à l'origine de la moitié des événements significatifs pour la sûreté déclarés par EDF. L'amélioration de la maîtrise de ces activités, qui nécessite une préparation rigoureuse pour une planification optimale, reste donc un objectif d'autant plus important pour EDF que le volume de maintenance va augmenter avec le grand carénage.

Un autre point d'attention concerne le nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé, dont plus de la moitié sont dues à des erreurs de conduite lors des phases délicates de pilotage manuel du réacteur. L'analyse réalisée montre que les équipes de conduite sont conscientes des risques liés à ces opérations, dans la mesure où la moitié de ces événements sont détectés et corrigés en moins de quatre minutes.

Une augmentation du nombre des événements relatifs aux erreurs de lignage des circuits est également observée en 2014 par rapport à 2013; ces erreurs auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté du réacteur. Parmi les erreurs les plus fréquentes, figurent les erreurs dans le choix de la vanne à manœuvrer, les mauvais réglages de vannes et les manœuvres non conformes aux documents d'exploitation. Les « lignes de défense » que constituent la préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens sur le terrain et les opérateurs chargés de la conduite sont déterminantes pour réussir les activités de lignage. Globalement, l'analyse réalisée



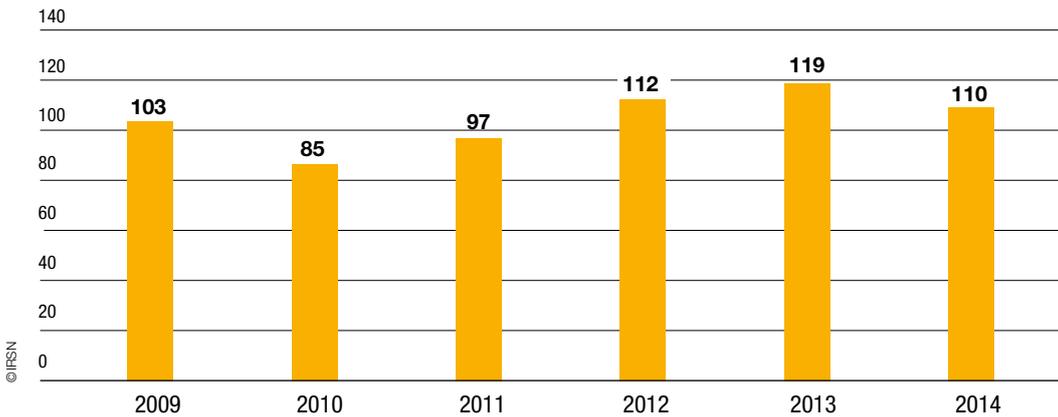


Figure B
Nombre
de déclarations d'ESR
par an

souligne la vigilance qu'EDF doit continuer à accorder aux aspects organisationnels et humains qui doivent permettre aux équipes d'exploitation et de maintenance de remplir de façon sûre leurs missions dans les installations.

Le nombre annuel d'ESR en baisse sur l'année 2014 par rapport à l'année 2013

Après une augmentation constatée chaque année depuis 2010, le nombre d'ESR déclarés en 2014 (figure B) est en diminution par rapport à 2013 et se retrouve très légèrement inférieur au nombre d'ESR déclarés en 2012. La diminution du

nombre d'ESR concerne principalement quatre types d'événements :

- ceux liés aux tirs gammagraphiques, destinés à contrôler l'état des soudures, dont le nombre a été divisé par deux entre 2013 et 2014 ;
- ceux liés aux accès ou au séjour en zone contrôlée « orange » ;
- les écarts associés aux formations ou aux habilitations qui ont uniquement concerné des dépassements de la date limite de validité de la formation à la radioprotection: leur nombre est en baisse régulière depuis trois ans ;
- les contaminations survenues en dehors de la zone contrôlée.

En revanche, l'IRSN constate une

augmentation notable du nombre d'événements relatifs à la dosimétrie du personnel dont en particulier l'absence de port d'un dosimètre (17 sur les 18 ESR déclarés par réacteur en 2014). Les efforts menés par EDF sur ce sujet ne semblent pas avoir les résultats escomptés, ils doivent être renforcés. Les nombres des contaminations vestimentaires et surfaciques, des défauts de surveillance radiologique (c'est-à-dire des défauts liés aux portiques de contrôle radiologique en sortie de zone contrôlée) et des défauts d'accès en zone contrôlée « rouge » sont également en légère augmentation en 2014.



Le nombre annuel d'ESR en baisse sur l'année 2014 par rapport à l'année 2013.

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 liées à une variation du « niveau de sûreté ou de radioprotection » qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Ces ES sont par contre le reflet de difficultés qu'il s'agit d'analyser et de comprendre en tant qu'alertes pour trouver les pistes pertinentes qui amélioreront la sûreté et la radioprotection des installations lors de leur exploitation.

Quelques événements marquants en 2014...

Le rapport présente trois événements qui soulignent l'importance de maintenir une grande qualité d'exploitation des réacteurs. Ces événements sont très brièvement résumés ci-dessous.

➤ Des relâchements importants de ^{133}Xe et d' ^{131}I ont été constatés dans le circuit primaire du réacteur n° 2 de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B. Ces relâchements de produits de fission provenaient de l'inétanchéité de deux assemblages combustibles, causée par des défauts de gainage. Des inspections télévisuelles ont permis d'identifier plusieurs corps migrants à l'origine de ces défauts de gainage qui provenaient d'un joint

introduit accidentellement dans le circuit primaire.

➤ Du fait de la rupture d'une tuyauterie du réseau d'eau potable passant dans une gaine technique, de l'eau s'est écoulée dans la partie haute du bâtiment électrique du réacteur n° 1 de la centrale du Blayais. Cette eau s'est infiltrée au travers de trémies inétanches et a ruisselé le long de câbles, provoquant un endommagement d'armoires électriques situées plus bas et rendant indisponibles plusieurs indicateurs de mesure en salle de commande. Des défauts lors du remplacement des revêtements des trémies sont à l'origine des défauts d'étanchéité constatés.

➤ L'exploitant du réacteur n° 2 de Fessenheim a observé des températures élevées dans le local du groupe turboalternateur de secours. L'échauffement dans ce local était dû au fonctionnement de l'équipement lui-même et de ses auxiliaires et à l'absence ou à l'insuffisance de la ventilation du local. Cet écart de conformité générique peut entraîner rapidement l'indisponibilité à court terme de matériels nécessaires pour faire face à une situation accidentelle de défaillance totale des alimentations électriques du réacteur (réseau EDF et groupes électrogènes à moteur diesel).

Le réexamen de sûreté et l'amélioration continue des réacteurs...

En quoi consiste un réexamen de sûreté ?

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



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

La réglementation (article L.593-18 du code de l'environnement) impose aux exploitants français de réaliser, tous les dix ans, un **réexamen de la sûreté** de leur(s) installation(s).

Les réexamens de sûreté complètent ainsi le processus continu d'amélioration de la sûreté que

constitue la prise en compte des enseignements tirés du retour d'expérience de l'exploitation quotidienne des réacteurs. Ils tiennent compte du vieillissement des installations et de l'obsolescence d'équipements afin que ces installations puissent être exploitées en toute sûreté jusqu'au réexamen suivant.

La rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1300 MWe – objet d'un article dans la suite de ce rapport – ou le **remplacement des générateurs de vapeur de Blayais 3** (cf. Focus et figure C) sont des illustrations des modifications prévues par EDF, dont l'IRSN a évalué le caractère suffisant.

FOCUS

Un arrêt prolongé au Blayais en attendant l'attestation de conformité des générateurs de vapeur de remplacement

Au cours de l'année 2014, EDF a rencontré des difficultés pour justifier la conformité des générateurs de vapeur (GV) de remplacement du réacteur n° 3 du CNPE du Blayais aux exigences réglementaires des équipements sous pression nucléaires. L'opération de remplacement a été suspendue jusqu'au mois de juin 2015, retardant le redémarrage du réacteur (couplage au réseau électrique national réalisé le 5 septembre 2015), les anciens générateurs de vapeur ayant été préalablement déposés.

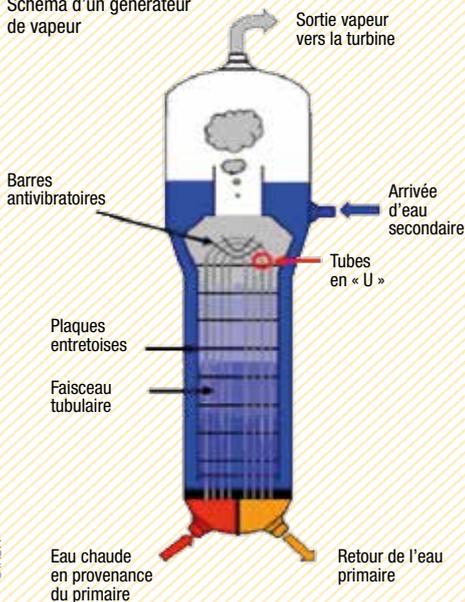
Le remplacement des générateurs de vapeur apporte une réponse aux problèmes que peut poser le vieillissement de générateurs de vapeur équipés de faisceaux tubulaires en alliage 600 (alliage à base de nickel), alliage qui s'est en effet montré plus sensible à la corrosion sous contrainte que prévu initialement. Les nouveaux

générateurs de vapeur sont équipés de tubes en alliage 690 présentant une meilleure résistance à la corrosion sous contrainte. La corrosion sous contrainte induit un endommagement prématuré des tubes qui nécessitent alors d'être bouchés. Le nombre de tubes pouvant être bouchés sur un générateur de vapeur étant limité pour des raisons de sûreté, l'augmentation progressive du nombre de tubes bouchés vient par conséquent réduire la durée de vie du générateur de vapeur. L'autorisation du montage des générateurs de vapeur de remplacement approvisionnés pour le réacteur n° 3 du CNPE du Blayais n'a pas été accordée en 2014 dans la mesure où les justifications apportées par le fabricant ont été jugées insuffisantes au regard de celles requises en application de l'arrêté du 12 décembre 2005, dit arrêté ESPN.

Le fabricant et l'exploitant ont élaboré les éléments de justification attendus par l'ASN qui, une fois ces éléments analysés et considérés satisfaisants, a prononcé la conformité des générateurs de vapeur de remplacement, autorisant ainsi leur montage en juin 2015.

Dans un réacteur à eau sous pression, la chaleur produite dans le cœur du réacteur est transmise via la circulation d'eau dans un circuit fermé (le circuit primaire) à un 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 au travers de plusieurs milliers de tubes en forme de « U inversé » (constituant un « faisceau tubulaire ») regroupés dans des appareils dénommés Générateurs de Vapeur (GV). Les tubes sont maintenus par des barres antivibratoires et par des plaques entretoises. L'eau du circuit primaire circule à l'intérieur des tubes et l'eau du circuit secondaire circule le long des tubes, en se transformant progressivement en vapeur. L'épaisseur d'un tube de GV est de l'ordre du millimètre.

Figure C Schéma d'un générateur de vapeur



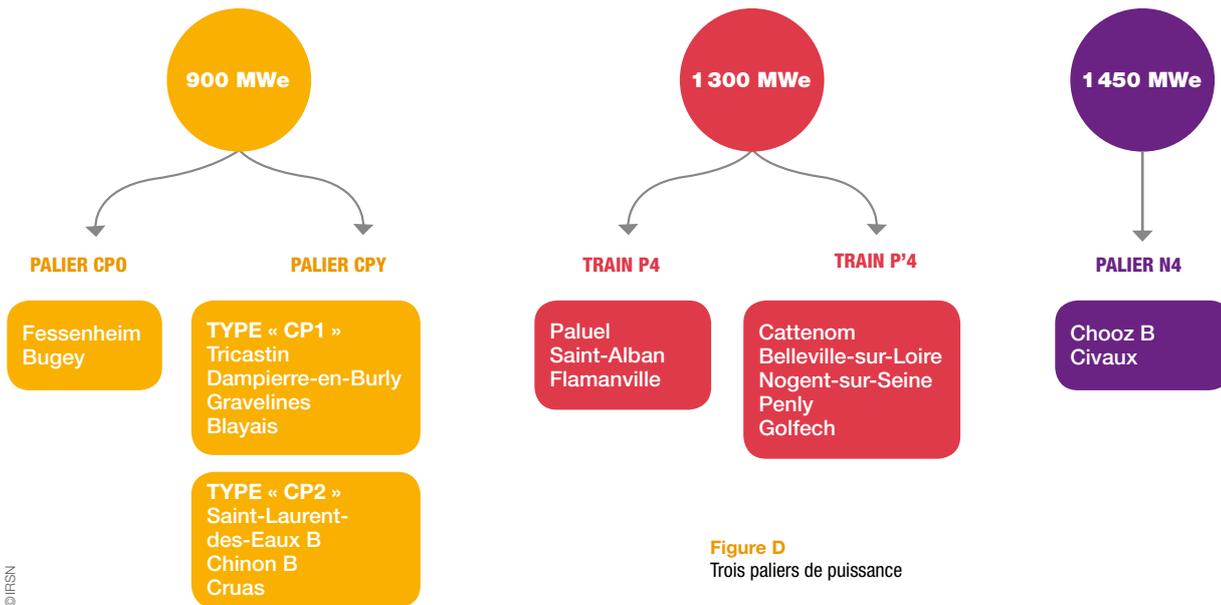


Figure D
Trois paliers de puissance

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

L'année 2014 a été marquée pour EDF par :

- › la préparation du programme des actions prévues lors des quatrièmes réexamens de sûreté décennaux des 34 réacteurs de 900 MWe (VD4-900), dont le premier interviendra dès 2020 ;
- › la validation des actions programmées lors des troisièmes réexamens de sûreté décennaux des 20 réacteurs de 1 300 MWe (VD3-1300), dont le premier

a débuté en 2015 à **Paluel** (cf. Focus) ;

- › la définition des orientations du programme d'actions qui sera mis en œuvre lors des deuxièmes réexamens de sûreté décennaux des 4 réacteurs de 1 450 MWe ou N4 (VD2-N4) qui commenceront à partir de 2018.

FOCUS

Inspection de revue du CNPE de Paluel en préalable à sa 3^e visite décennale

Chaque année, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) mène une inspection de grande envergure d'une centrale nucléaire donnée, avec l'appui technique de l'IRSN.

En 2014, l'ASN a réalisé cette inspection à la centrale nucléaire de Paluel dont le réacteur n° 2 est, en 2015, le premier réacteur de 1 300 MWe à réaliser une troisième visite décennale, soit un arrêt particulièrement long et chargé en activités de maintenance et de modifications de l'installation. Le thème retenu était le « management de la sûreté lors des arrêts pour rechargement de combustible » dans la perspective de cet arrêt majeur.

En préalable à l'inspection, l'IRSN a proposé à l'ASN des thèmes à examiner lors de l'inspection qui s'est tenue du 3 au 7 novembre 2014. Une vingtaine d'inspecteurs de l'ASN et d'accompagnateurs de l'IRSN se sont

rendus sur le site de Paluel. L'inspection a essentiellement reposé sur l'observation de travaux et de réunions liées aux activités en cours.

En ce qui concerne la préparation des arrêts, le bilan de l'inspection apparaît globalement positif : l'exploitant a en effet réalisé un important travail d'anticipation sur les ressources humaines nécessaires et les formations des intervenants. En revanche, pour la réalisation des arrêts de réacteur en toute sûreté, des points d'amélioration ont été identifiés concernant notamment la surveillance des prestataires et la prise en compte des positions de la filière indépendante de sûreté par la direction de la centrale.

SOMMAIRE

1



Le parc des réacteurs
électronucléaires français en exploitation 12



Évaluation globale de la sûreté et
de la radioprotection du parc en exploitation 16

2



La sûreté de l'exploitation : les tendances **17**
La radioprotection en exploitation : les tendances **23**



Événements, incidents, anomalies 28

3



Présence de corps migrants et défauts de gainage à la centrale
de Saint-Laurent-des-Eaux B **29**
Inondation interne ayant entraîné des indisponibilités de matériels
électriques **32**
Écart de conformité pouvant conduire à des températures trop élevées
dans le local du groupe turboalternateur de secours **35**



Évolutions significatives 38

4



Rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1300 MWe **39**
Risques induits par l'exploitation du terminal méthanier de Dunkerque
sur la centrale nucléaire de Gravelines **42**
Arbitrages internes d'EDF relatifs aux déclarations d'événements survenus
dans les centrales nucléaires du Val de Loire **45**



GLOSSAIRE 48

1



Le parc des réacteurs électronucléaires français en exploitation

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

Figure 1.1
Situation des REP
sur le territoire français



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

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

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



Implantation générale

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

L'îlot nucléaire

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

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

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

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

L'îlot conventionnel

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

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

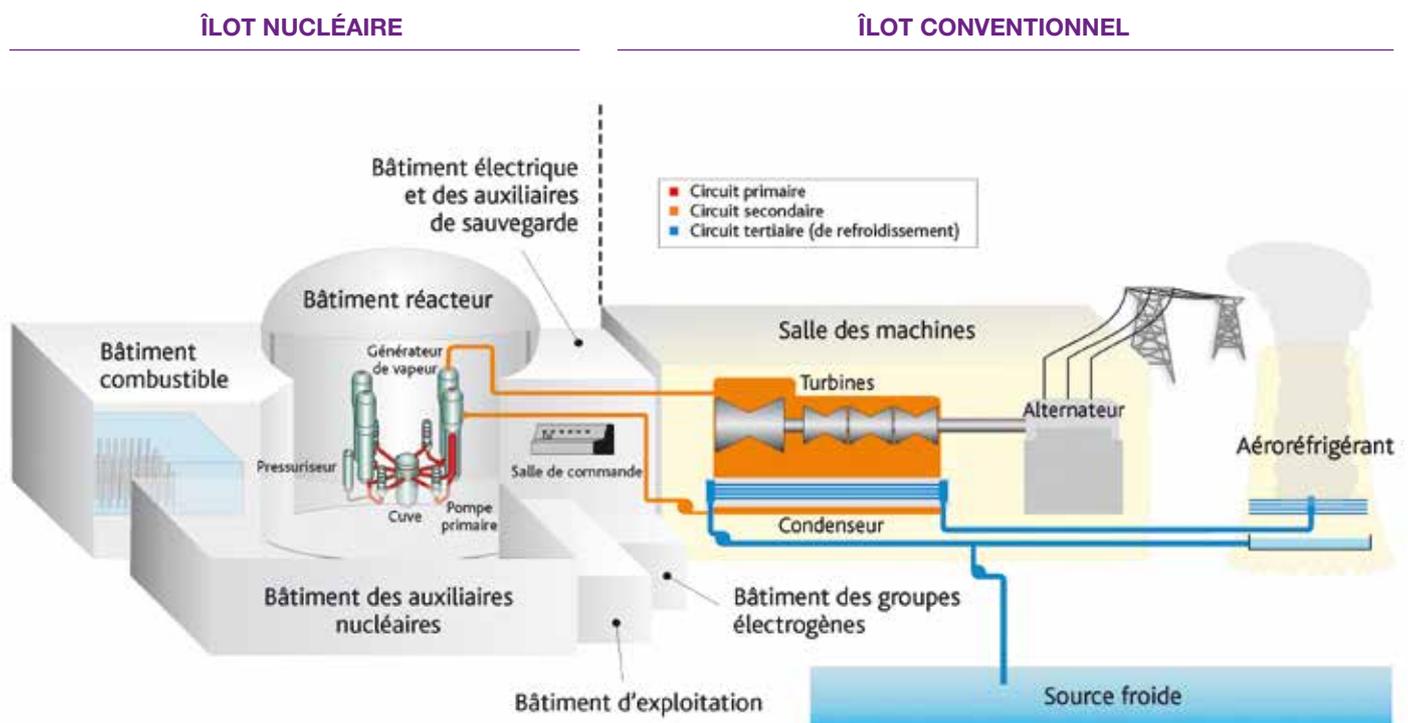


Figure 1.2
Présentation générale d'un réacteur à eau sous pression (1 300 ou 1 450 MWe) et de ses principaux circuits

© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

Description d'un réacteur nucléaire

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 m (variable selon la puissance du

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

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

Le circuit primaire et les circuits secondaires (figure 1.4)

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

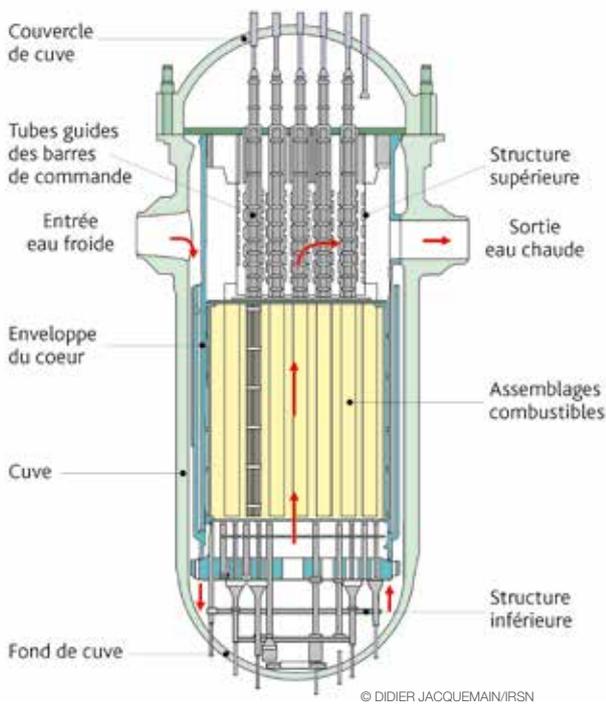
Chaque boucle est raccordée à la cuve et équipée d'une pompe (pompe primaire) qui assure la circulation de l'eau échauffée au contact des assemblages combustibles vers des échangeurs de

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

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

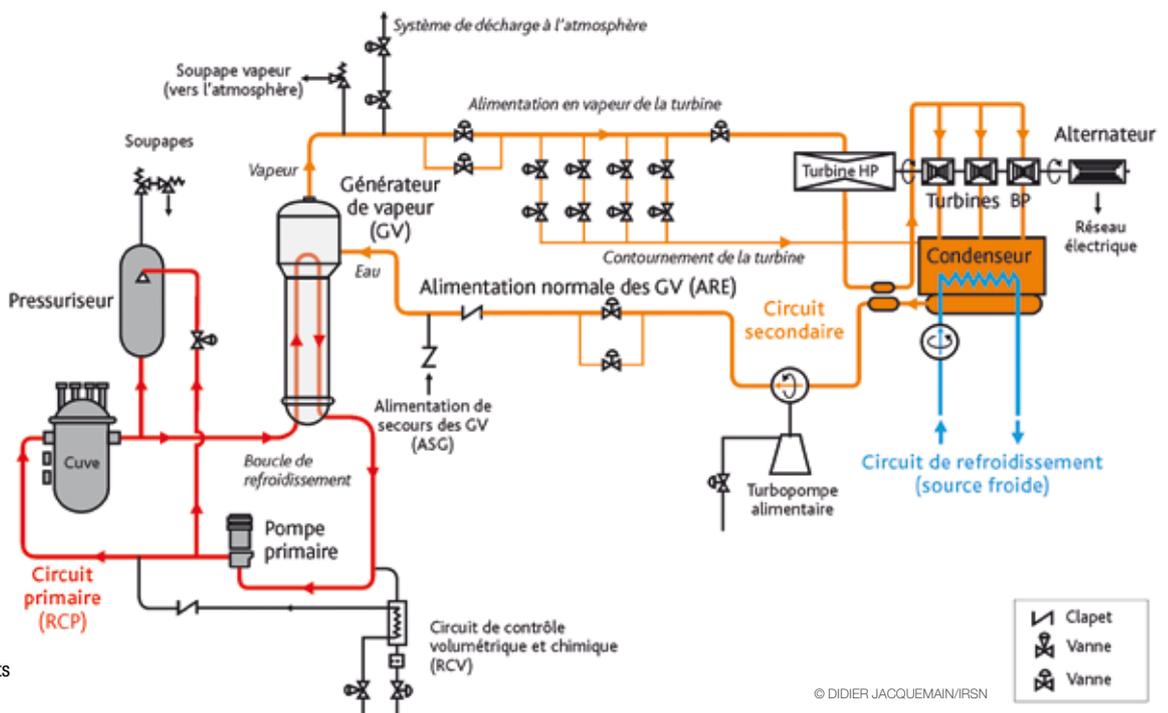
Les circuits secondaires sont utilisés pour convertir l'énergie thermique produite par le cœur du réacteur en énergie électrique. L'eau du circuit primaire (radioactive) transmet une partie de sa chaleur à l'eau des circuits secondaires (non radioactive) dans les générateurs de vapeur ; la vapeur formée,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

Figure 1.3 Cuve d'un réacteur de 900 MWe



© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN

Figure 1.4 Principaux composants du circuit primaire et des circuits secondaires



© DIDIER JACQUEMAIN/IRSN





L'enceinte de confinement

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

De manière schématique, le bâtiment du réacteur est constitué d'un cylindre en béton surmonté d'un dôme en béton (toit du bâtiment) qui forme une enveloppe résistante et à étanchéité spécifiée; il assure le confinement des substances radioactives par rapport à l'environnement extérieur et la protection du réacteur contre les agressions externes.

Il est conçu pour résister à la pression maximale atteinte lors des accidents retenus à la conception (4 à 5 bars absolus) et rester étanche dans ces circonstances. Les parois en béton reposent sur un radier lui-même en béton qui constitue le socle du bâtiment.

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

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

Il s'agit principalement :

- du circuit de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) qui a pour rôles :
 - ⚙ d'ajuster la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire par apport d'eau déminéralisée ou d'eau borée en fonction des variations de la puissance du cœur du réacteur;
 - ⚙ d'ajuster la masse d'eau dans le circuit primaire en fonction des variations de température;
 - ⚙ de maintenir la qualité de l'eau du circuit primaire, en réduisant sa

teneur en produits de corrosion grâce à l'injection de substances chimiques;

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

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

- le circuit d'injection de sécurité (RIS) qui permet d'injecter de l'eau borée dans le cœur du réacteur notamment en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire afin de stopper les réactions nucléaires et de maintenir une quantité d'eau suffisante dans le circuit primaire;
- le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS) qui, en cas d'accident conduisant à une augmentation significative de la pression dans le bâtiment du réacteur, permet de faire décroître cette pression et de préserver ainsi l'intégrité de l'enceinte de confinement. Ce circuit permet également de rabattre les aérosols radioactifs éventuellement relâchés dans cette enceinte;
- le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) qui permet de refroidir l'eau du circuit primaire en cas d'indisponibilité du circuit normal d'alimentation en eau (ARE).

Les autres circuits

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

- le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement d'un certain nombre d'équipements importants pour la sûreté du réacteur du RCV, du RIS, de l'EAS, du RRA et des circuits de ventilation;
- le circuit d'eau brute secouru (SEC) qui assure le refroidissement du RRI au moyen de la source froide;

- le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) qui permet, entre autres fonctions, d'évacuer la chaleur résiduelle des assemblages combustibles entreposés dans la piscine d'entreposage des assemblages combustibles usés;
- les circuits de ventilation qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par une mise en dépression plus ou moins importante des locaux et la filtration des aérosols avant rejets;
- les circuits destinés à la lutte contre l'incendie;
- le circuit de contrôle-commande et les circuits électriques.

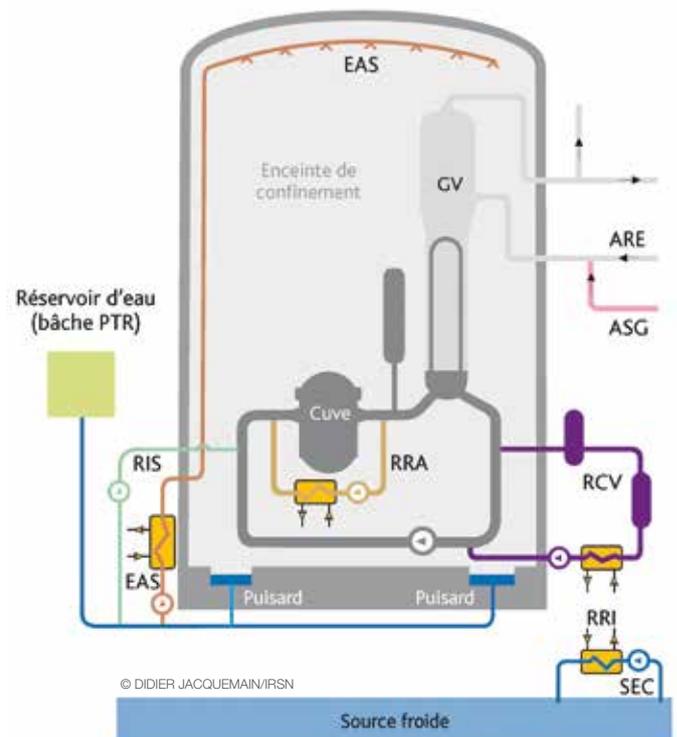


Figure 1.5
Principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde

2



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

La sûreté de l'exploitation :
les tendances

La radioprotection en exploitation :
les tendances

Si la sûreté d'un réacteur repose d'abord sur sa conception et 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'une multitude de données issues de l'exploitation de ces réacteurs. Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, voire les installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. Pour obtenir une appréciation globale de la sûreté et de la radioprotection de l'exploitation du parc en exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment ses propres indicateurs (voir le rapport public IRSN 2007, page 10).

Ceux-ci contribuent à la détermination, réacteur par réacteur mais aussi globalement pour le parc, des tendances et éventuelles dérives en matière de sûreté et de radioprotection. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2014, l'une en matière de sûreté, l'autre en matière de radioprotection.



La sûreté de l'exploitation: les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs déclarés concernant la sûreté du parc des réacteurs d'EDF est en diminution sur l'année 2014 (- 8 %).

La mobilisation des équipes d'EDF, notamment pour détecter les écarts au plus tôt, a pu contribuer à ce qu'aucun événement à fort impact sur la sûreté n'ait été à déplorer.

L'IRSN s'est assuré que tous les événements significatifs déclarés ont fait l'objet d'actions correctives immédiates adaptées et d'une analyse approfondie par l'exploitant entraînant éventuellement d'autres actions correctives.

L'IRSN souligne la diminution du nombre d'événements significatifs liés à des non-qualités de maintenance, qui témoigne d'une amélioration de l'organisation mise en place par l'exploitant pour les activités de maintenance et de modifications matérielles: les erreurs commises lors d'activités de maintenance sont encore toutefois à l'origine de la moitié des événements significatifs pour la sûreté déclarés par EDF.

L'amélioration de la maîtrise de ces activités reste donc un objectif important pour EDF.

Les exploitants des installations nucléaires de base **doivent déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)** les événements relatifs à la sûreté, à la radioprotection, à l'environnement et aux transports de substances radioactives, quarante-huit heures au plus tard après leur détection.

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 pour la radioprotection » (ESR) sont les événements susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux

rayonnements ionisants. Les événements dits « significatifs pour l'environnement » (ESE) et ou « significatifs liés aux transports de substances radioactives » ne sont pas traités dans le présent rapport. L'analyse des événements significatifs fait partie du processus général d'examen du retour d'expérience de l'exploitation des centrales nucléaires.

Un événement significatif détecté fait l'objet d'une analyse détaillée par l'exploitant, menant à la définition puis à la mise en place de dispositions visant à éviter son renouvellement dans l'installation et dans les autres installations du parc.

La déclaration par EDF des événements significatifs répond à

un souci de transparence mais permet également un partage du retour d'expérience entre les différents acteurs du nucléaire. Les événements significatifs font l'objet d'échanges techniques avec EDF et d'un examen par l'IRSN afin d'en tirer des enseignements à l'échelle nationale, voire à l'échelle internationale.

Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté en baisse

En 2014, 646 **événements significatifs pour la sûreté (ESS)** ont été déclarés par EDF: ainsi, en moyenne, 11 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2014, contre un peu plus de 12 en 2013

Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS): quel sens donner à cet indicateur ?

Pour l'IRSN, le nombre annuel d'ESS 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 » qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Les ESS sont par contre le reflet de difficultés qu'il convient d'analyser et de comprendre pour trouver des pistes pertinentes d'amélioration de la sûreté des installations et de leur exploitation.

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

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

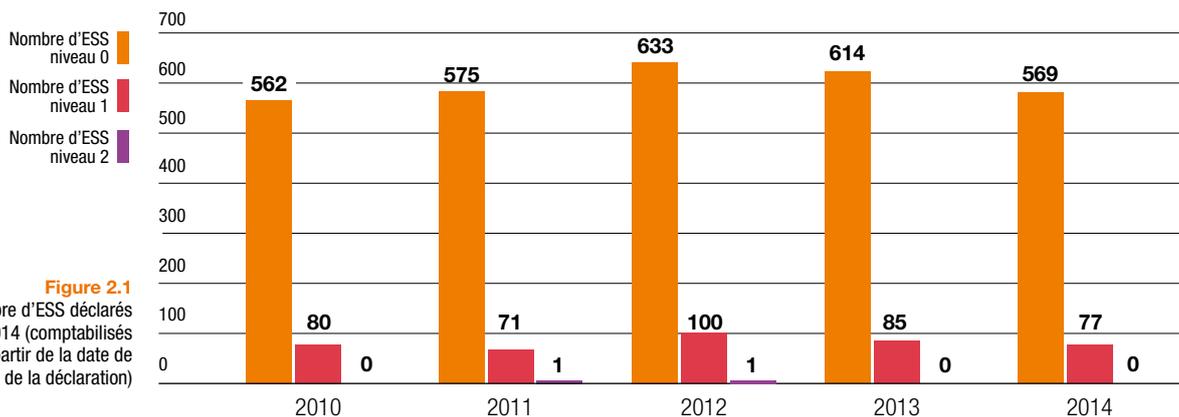


Figure 2.1
Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2010 et 2014 (comptabilisés depuis 2012 à partir de la date de réception de la déclaration)

© IFRSN



La diminution du nombre d'ESS constatée en 2013 se confirme en 2014.

et 12,5 en 2012¹. La diminution du nombre d'ESS constatée en 2013 se confirme en 2014 (figure 2.1). La nouvelle méthode déployée par EDF en 2012 pour analyser de façon plus approfondie chaque ESS, en vue d'en tirer tous les enseignements en termes d'identification des causes et de définition des actions correctives associées, semble porter ses fruits.

La répartition du nombre d'ESS par critère de déclaration en 2014

(figure 2.2) permet de constater que la moitié des ESS sont déclarés selon le critère n° 3 qui correspond à un non-respect des spécifications techniques d'exploitation. Le critère n° 10 est le second critère le plus utilisé par l'exploitant.

Parmi les ESS recensés en 2014, 77 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES et aucun événement n'a été classé à un niveau égal ou supérieur à 2.

Stabilité du nombre d'arrêts du réacteur (AAR et AMR)

Le nombre annuel d'arrêts² d'un réacteur (figure 2.3) (AAR: Arrêt automatique du réacteur; AMR: Arrêt manuel du réacteur) ne doit pas être interprété comme un indicateur dont les évolutions seraient directement liées à des évolutions du niveau de sûreté d'une installation. En effet, l'arrêt du réacteur est la réponse prévue à certaines dérives de paramètres, en vue de conduire l'installation dans un état plus sûr. Néanmoins, s'il survient alors que le réacteur est en production, un tel arrêt entraîne un transitoire thermohydraulique dans le réacteur, qui sollicite certains composants mécaniques et peut conduire à une production importante d'effluents. Parmi les arrêts de réacteur, les AAR sont les arrêts les plus fréquents (51 AAR sur 55 arrêts en 2014). Par ailleurs, certains AAR sont révélateurs d'anomalies matérielles ou d'actions de conduite mal maîtrisées. À ce titre, EDF a, depuis 2007, engagé des actions qui lui ont permis de réduire le nombre

L'échelle INES

(International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires et comporte 7 niveaux. Les événements classés au niveau 0 sont qualifiés d'écarts.

1. Les nombres d'ESS indiqués sur la figure n° 2.1 pour les années 2010, 2011 et 2012 sont différents de ceux mentionnés dans le rapport public pour l'année 2012. En effet, une confusion concernant quelques ESS et ESR avait conduit à surestimer légèrement les nombres d'ESS mentionnés dans le rapport public pour l'année 2012.

2. Une erreur d'interprétation a conduit à surestimer, dans le rapport public de l'année 2013, le nombre d'ESS dus à un arrêt du réacteur pour les réacteurs de 1 300 MWe en 2013.

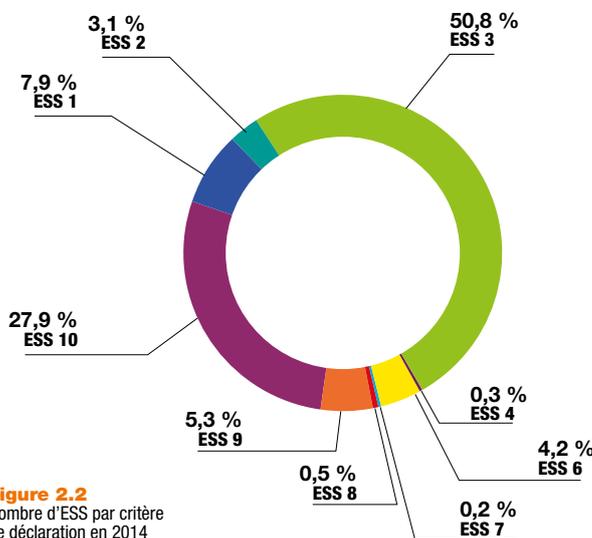


Figure 2.2
Nombre d'ESS par critère de déclaration en 2014

© IFRSN

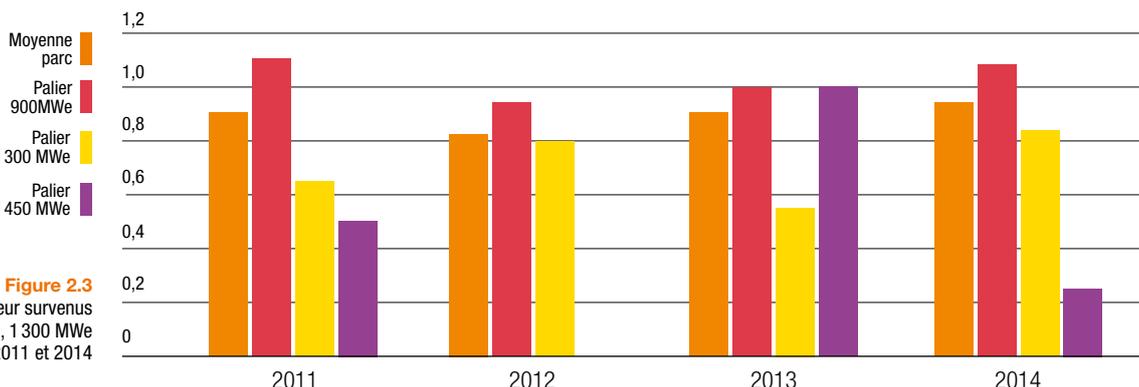


Figure 2.3
Nombre d'arrêts par réacteur survenus sur les réacteurs de 900 MWe, 1 300 MWe et 1 450 MWe entre 2011 et 2014

© IFRSN

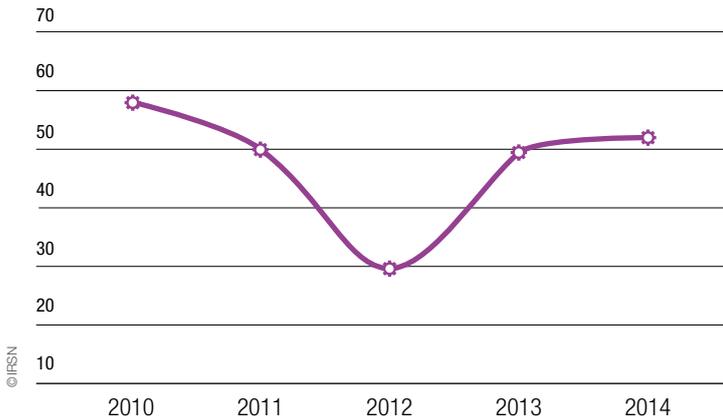


Figure 2.4
Évolution du nombre des dépassements involontaires des limites de paramètres physiques entre 2010 et 2014



Il est important de noter que les durées des sorties du domaine de fonctionnement autorisé restent courtes : la moitié des événements de ce type sont détectés et corrigés en moins de quatre minutes.

moyen d'AAR par réacteur à une valeur légèrement inférieure à un par an.

Stabilité du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé

Une stabilisation du nombre de sorties du **domaine de fonctionnement autorisé** a été constatée en 2014. Ainsi, en 2014, 52 ESS (contre 49 en 2013) ont concerné un **dépassement involontaire des limites assignées à des paramètres physiques** dans le domaine de fonctionnement autorisé (figure 2.4). Ceci représente une moyenne de 0,9 ESS par réacteur et par an. Il est important de noter que les durées des sorties du domaine de fonctionnement autorisé restent courtes : la moitié des événements de ce type sont détectés et corrigés en moins de quatre minutes.

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. Par ailleurs, plus

de la moitié des sorties du domaine de fonctionnement autorisé sont dues à des erreurs de conduite lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur.

Exemple de sortie du domaine de fonctionnement autorisé

Le 3 juin 2014, alors que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin est en cours de redémarrage, l'une des opérations à mener consiste à basculer l'alimentation en eau des générateurs de vapeur du circuit de secours vers le circuit normal. Lors de cette opération, un débit d'eau trop important dans les générateurs de vapeur (du fait d'un mauvais réglage par l'opérateur), a entraîné une baisse de la température moyenne de l'eau du circuit primaire en dessous des limites autorisées par les spécifications techniques d'exploitation.

Augmentation du nombre des amorçages de repli non réalisés

Le nombre annuel d'amorçages d'un repli (figure 2.5) est significatif de l'importance des aléas

Le domaine de fonctionnement autorisé comprend plusieurs domaines d'exploitation allant de l'arrêt du réacteur jusqu'au fonctionnement en puissance. Pour chaque domaine d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation précisent les contraintes et les limites de fonctionnement à respecter (pressions, températures, concentrations en bore, niveaux d'eau...) ainsi que les matériels dont la disponibilité est nécessaire pour maintenir l'état du réacteur conforme à la démonstration de sûreté.

Il est strictement interdit aux opérateurs de sortir volontairement du domaine d'exploitation autorisé dans lequel se trouve un réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation correcte dans les plus brefs délais.

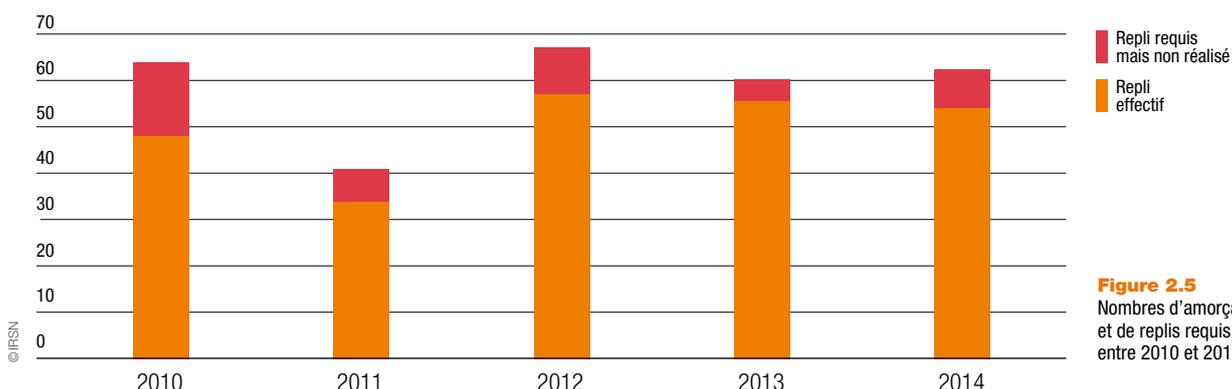
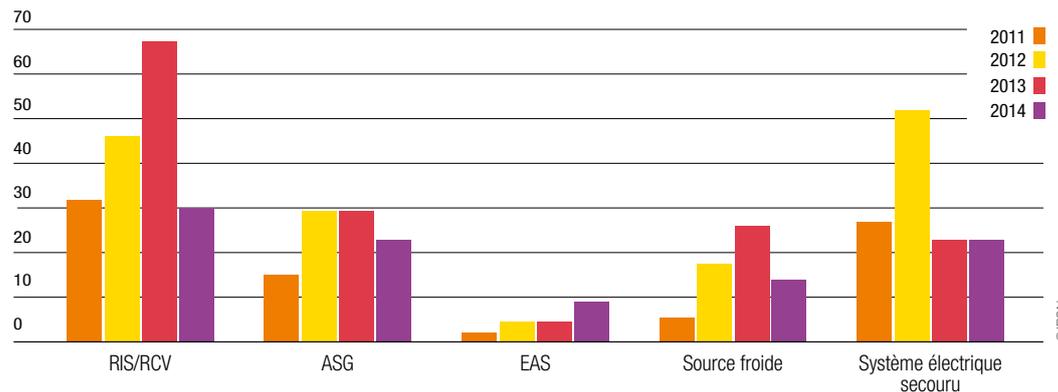


Figure 2.5
Nombres d'amorçages de repli et de replis requis mais non réalisés entre 2010 et 2014

Figure 2.6
Nombre de défaillances relatives à des matériels importants pour la sûreté entre 2011 et 2014



Amorçage de repli

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

Les non-qualités de maintenance correspondent à l'ensemble des erreurs commises au cours d'une activité de maintenance d'un matériel (serrage insuffisant, pièce de rechange inappropriée, sens inverse de montage...). Ces erreurs nécessitent de ré-intervenir sur le matériel.

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.

Après une très forte baisse en 2011, une stabilité du nombre d'amorçages d'un repli réalisés conformément aux STE a été constatée entre 2012 et 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.

Le nombre annuel d'amorçages de repli du réacteur non réalisés est en augmentation : huit en 2014 contre quatre en 2013.

Les huit replis non réalisés en 2014 ont résulté d'un diagnostic erroné ou tardif, conduisant à ne pas respecter les STE. Ces erreurs ou retards de diagnostic ont plusieurs origines : des difficultés rencontrées

lors de l'identification des défaillances, une mauvaise analyse de risque à la suite de la défaillance d'un matériel, une organisation défaillante.

Exemple d'un repli requis mais non réalisé

Le 7 juin 2014, alors que l'exploitant de la centrale nucléaire de Saint-Alban réalise un essai en vue notamment de contrôler le temps de fermeture de vannes situées sur le circuit de vapeur principal, l'essai révèle que les temps de fermeture des vannes ne sont pas satisfaisants. Dans cette situation, les STE imposent de remettre les matériels en conformité ou d'amorcer, sous huit heures, le repli du réacteur dans un état plus sûr ; dans le cas particulier évoqué ici, la remise en conformité des vannes est immédiatement effectuée et une vérification de leur bon fonctionnement, et notamment de leurs temps de fermeture, est réalisée. Toutefois, le lendemain matin, l'ingénieur de sûreté constate des erreurs de relevé des temps de fermeture des vannes. L'écart détecté le 7 juin est donc toujours présent, ce qui signifie que la conduite à tenir – amorçage du repli du réacteur sous huit heures – n'a pas été respectée.

Défaillances de matériels moins fréquentes

En 2014, le nombre de défaillances de matériels importants pour la sûreté (figure 2.6) est globalement en baisse par rapport à 2013. Cette baisse concerne notamment les systèmes d'injection de sécurité et de contrôle chimique et volumétrique (RIS et RCV) ainsi que la source froide, pour lesquels les nombres de défaillances ont diminué respectivement de 56 % et

de 46 % par rapport à 2013 ; elle concerne aussi, dans une moindre mesure, le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) : 21 %.

La majeure partie de ces diminutions est imputable à la résorption des nombreux défauts de conformité relatifs au freinage de la visserie de robinets qualifiés au séisme, déclarés par l'ensemble des centrales en 2013. Ces défauts étaient présents dans un grand nombre de systèmes, dont les systèmes RIS, RCV, ASG ainsi que la source froide, et provenaient de **non-qualités de maintenance**.

Enfin, le nombre annuel de défaillances du système d'aspersion dans l'enceinte (EAS) est en augmentation (neuf en 2014 contre cinq en 2013). Cette augmentation s'explique notamment par la détection de défauts de propreté dans les colonnes montantes du système EAS de plusieurs centrales. En effet, des corps étrangers de type ruban adhésif ont été retrouvés dans ces colonnes, ce qui pourrait entraîner leur obstruction. L'IRSN a recommandé qu'EDF réalise des contrôles de propreté de ces colonnes lors des prochains arrêts pour rechargement dans l'ensemble des réacteurs de 900 MWe et de 1 300 MWe potentiellement affectés ; les réacteurs de 1 450 MWe ne sont pas concernés par ces défauts de propreté.

Périodicité des essais périodiques moins bien respectée

La définition du programme des **essais périodiques (EP)** (notamment la périodicité de chaque EP et les conditions de sa réalisation) ainsi que l'atteinte des critères fixés

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.

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

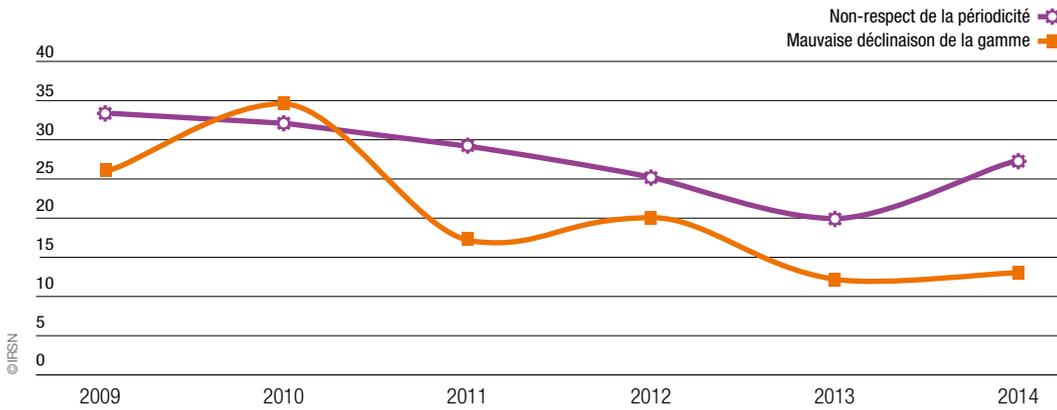


Figure 2.7
Évolution entre 2009 et 2014 du nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité ou de la règle d'EP

par les règles générales d'exploitation (RGE) sont essentielles.

Depuis 2007, les modes opératoires des EP sont rédigés dans le cadre du Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes ou PHPM [voir le rapport public IRSN 2013, page 28](#). Après une période de « mise à l'épreuve » des nouveaux modes opératoires, cette approche a porté ses fruits et a entraîné une diminution – entre 2010 et 2013 – et une stabilité – entre 2013 et 2014 – du nombre d'ESS dus à une mauvaise déclinaison de la gamme d'EP (figure 2-7).

Par ailleurs, en 2014, le nombre d'ESS dus à un non-respect de la périodicité des EP a augmenté (27 en 2014 contre 20 en 2013) (figure 2-7) : ceci peut résulter d'une baisse de vigilance dans la planification des EP.

Cependant, au regard de la quantité importante d'EP à réaliser sur un réacteur (plusieurs dizaines de milliers par an), avec des périodicités variant entre un jour et dix ans, le nombre total d'ESS reste faible.

Augmentation du nombre d'erreurs de lignage

Le nombre des ESS déclarés à la suite d'une erreur de lignage a augmenté de près de 20 % entre 2013 et 2014, malgré plusieurs plans d'actions locaux et nationaux, passant de 36 en 2013 à 43 en 2014. Ces ESS auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté du réacteur, voire de systèmes de sauvegarde. La grande majorité des actions de **lignage** doit être réalisée par des techniciens dans les locaux abritant les matériels, ce qui rend difficiles le suivi et le contrôle immédiat de leurs actions par les opérateurs de la conduite. À ce titre, la fiabilité des actions de lignage repose, entre autres, sur leur traçabilité et la qualité de leur réalisation. Parmi les erreurs les plus fréquentes, peuvent être cités les erreurs dans le choix de la vanne à manœuvrer, les mauvais réglages de vannes et les manœuvres non conformes aux documents d'exploitation. Une des difficultés des activités de lignage tient à la représentation morcelée et non mise à jour de l'état de l'installation dont

disposent les techniciens qui en sont chargés. De plus, la réalité des activités de lignage est plus complexe que ne le laissent paraître les schémas mécaniques en raison de la diversité des matériels et des technologies, de la localisation des matériels à différents niveaux de l'installation et des locaux à traverser. Les « lignes de défense » que constituent la préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens et les opérateurs de conduite sont déterminantes pour réussir les activités de lignage.

Actions inappropriées lors de maintenance ou de modification matérielle

L'année 2014 a confirmé la tendance à la diminution du nombre d'actions inappropriées sur les matériels au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle (figure 2.8), déjà observée en 2013 ; en particulier, le nombre d'ESS dont l'origine est un geste technique de maintenance non maîtrisé, appelés non-qualités de maintenance, est aussi en forte diminution (40 %).

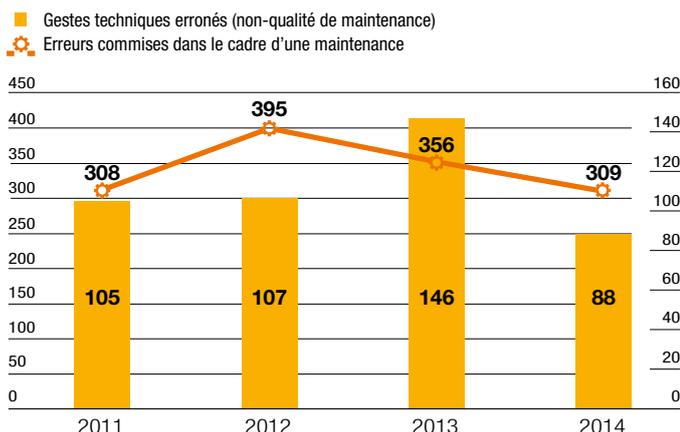


Le nombre des ESS déclarés à la suite d'une erreur de lignage a augmenté de près de 20 % entre 2013 et 2014, malgré plusieurs plans d'actions locaux et nationaux, passant de 36 en 2013 à 43 en 2014.



Les « lignes de défense » que constituent la préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens et les opérateurs de conduite sont déterminantes pour réussir les activités de lignage.

http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/Rapport-Surete-Parc-2013_IRSN_201412.pdf



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

Figure 2.8
Nombre annuel de non-qualités de maintenance au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle entre 2011 et 2014

Toutefois, les ESS liés à une mauvaise réalisation d'une activité de maintenance sont toujours la cause de la moitié des ESS déclarés par EDF.

Une tendance à l'augmentation du nombre annuel de non-qualités de maintenance avait été observée dans les années antérieures à 2013. Cette augmentation avait notamment été associée aux difficultés rencontrées par EDF pour maintenir les compétences dans un contexte de départs massifs à la retraite.

La majorité des activités de maintenance étant confiées à des entreprises extérieures, EDF a engagé en 2012 une refonte de la surveillance de ces activités, dont la déclinaison opérationnelle a été mise en place fin 2013 dans différentes centrales.

Les activités de maintenance sont essentiellement réalisées lors des campagnes d'arrêt des réacteurs, EDF profitant de ces périodes pour réparer et contrôler certains matériels. Ces périodes sont, par conséquent, des périodes très chargées en activités ; une préparation rigoureuse est nécessaire pour planifier de façon optimale l'ensemble des activités de maintenance et de modifications matérielles.

Exemple d'une action inappropriée lors d'une activité de maintenance corrective

Le 3 novembre 2014, EDF a constaté un défaut d'un détecteur d'incendie du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent-sur-Seine. À la suite du diagnostic fait par un électricien, un agent prestataire est appelé pour réaliser le dépannage. Après le remplacement du détecteur défectueux, le prestataire souhaite tester la bonne retransmission en salle de commande du signal d'incendie, sans qu'il y ait fermeture effective du clapet coupe-feu, ce qui nécessite de mettre le détecteur en « configuration d'essai ». En fait, le clapet coupe-feu associé au détecteur se ferme lors du test, entraînant l'indisponibilité du système de ventilation et de filtration d'iode de la salle de commande. Il s'est avéré que le dossier d'intervention fourni au prestataire n'était pas adapté aux spécificités du détecteur et l'intervenant s'est appuyé sur son

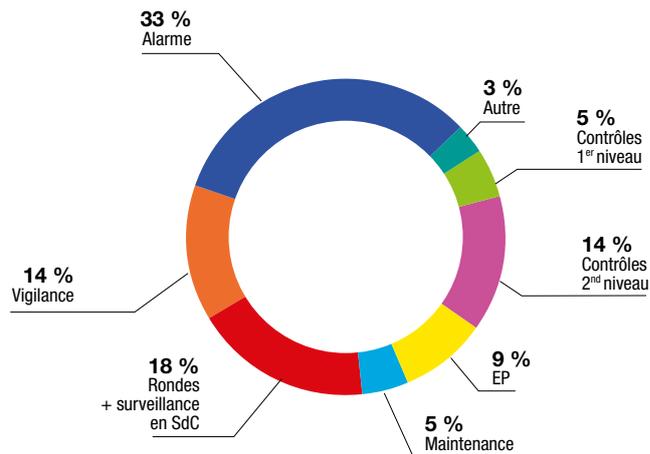


Figure 2.9
Répartition des moyens de détection des écarts à l'origine des ESS déclarés en 2014

expérience personnelle, inadaptée en l'occurrence. Pour éviter qu'une telle erreur ne se renouvelle lors d'une intervention sur un détecteur d'incendie, l'exploitant de la centrale de Nogent-sur-Seine a défini plus clairement les responsables des pièces constitutives du dossier d'intervention, a renforcé la sensibilisation des prestataires à ce type d'intervention et a prévu de mentionner les spécificités des détecteurs dans les dossiers d'intervention.

Des moyens de détection des écarts efficaces

La rapidité de détection d'un écart est essentielle pour pouvoir corriger le défaut au plus vite et atténuer, autant que possible, les conséquences réelles et potentielles de l'écart. C'est pourquoi il existe une multiplicité de **moyens de détection des écarts** (figure 2.9) : alarmes, essais périodiques (EP), rondes, contrôles.

Le rôle des équipes de conduite est essentiel pour la détection des écarts qui peuvent survenir. En effet, ces équipes sont en charge du traitement des alarmes et de la surveillance de l'installation au quotidien et c'est l'apparition d'alarmes qui permet de déceler le plus grand nombre d'écarts (elles sont à l'origine d'un tiers des ESS déclarés annuellement). Les rondes des agents de terrain permettent aussi de détecter de nombreux écarts.

Exemple d'écart détecté lors d'une ronde d'un agent de terrain

Une modification de l'alimentation électrique des ventilateurs des locaux électriques a été effectuée au cours de l'arrêt pour rechargement de combustible de 2014 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses. Le 9 mai 2014, la modification est considérée comme achevée.

Toutefois, le 13 juin 2014, un agent de terrain qui réalise une ronde dans les locaux électriques, constate une température élevée. Les investigations réalisées à la suite de ce constat ont montré que le sens de rotation du ventilateur était inverse de ce qui était prévu. Cette anomalie résultait d'une erreur lors de la réalisation de la modification.

Dans cet exemple, l'agent de terrain a détecté l'écart avant que les températures dans les locaux électriques n'atteignent les seuils d'alarme correspondant aux limites imposées par les spécifications techniques d'exploitation. Si ces températures limites avaient été dépassées, les matériels électriques contenus dans les locaux auraient pu se dégrader prématurément, ce qui aurait conduit à leur indisponibilité.



Les ESS liés à une mauvaise réalisation d'une activité de maintenance sont toujours la cause de la moitié des ESS déclarés par EDF.



Les activités de maintenance sont essentiellement réalisées lors des campagnes d'arrêt des réacteurs.



La radioprotection en exploitation : les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs, déclarés pour le parc des réacteurs d'EDF, est en diminution sur l'année 2014 par rapport à l'année 2013, avec notamment un nombre de déclarations d'événements liés aux tirs gammagraphiques divisé par deux. Les écarts associés aux conditions d'accès dans la zone orange et la zone rouge représentent, encore cette année, le plus grand nombre des déclarations d'événements. L'analyse menée par l'IRSN a mis par ailleurs en évidence une augmentation du nombre d'événements dus à des lacunes en matière de dosimétrie du personnel : les efforts menés par EDF sur ce sujet, notamment depuis l'année 2009, doivent être poursuivis et renforcés. L'IRSN souligne également deux événements particulièrement marquants de contamination surfacique qui ont entraîné pour les intervenants concernés le dépassement du quart de la limite annuelle d'exposition réglementaire.

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 d'événements en 2014 selon les critères de l'ASN (figure 2.10) concernent

essentiellement les critères 10 (divers écarts significatifs) et 7 (écarts des conditions d'accès en zone contrôlée) qui représentent respectivement 45 % et 35 % des ESR.

Pour 8 % de la totalité des déclarations, c'est le critère 3 (ESR liés à la propreté radiologique) qui est appliqué. Pour chacun des autres critères utilisés (2, 4, 6 et 9), le nombre d'ESR déclarés est globalement stable, de l'ordre de 3 %.

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

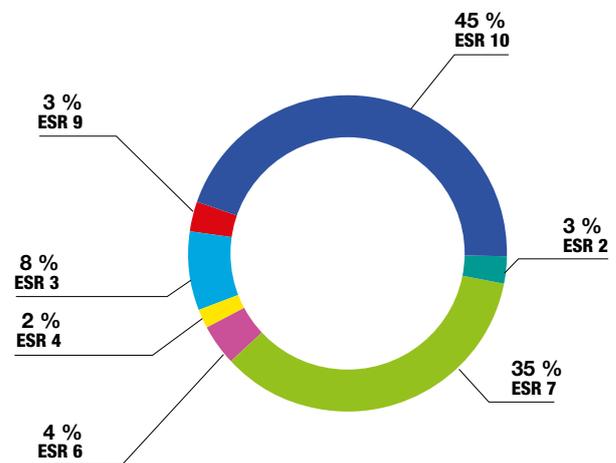
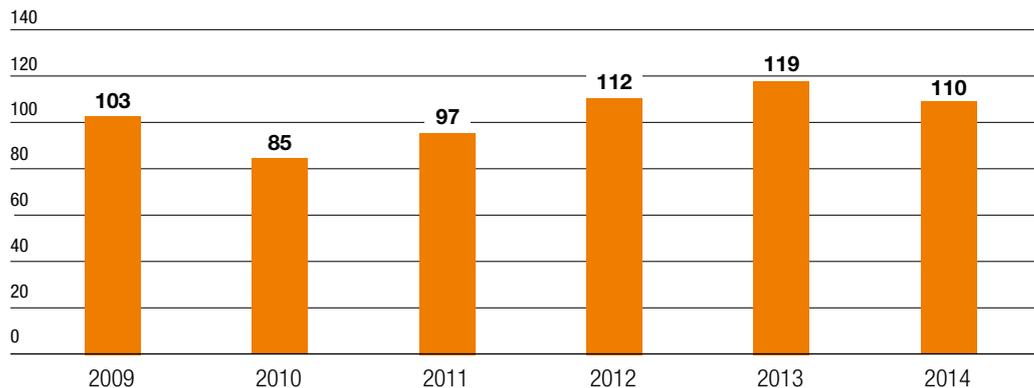


Figure 2.10
Nombre d'ESR par critère pour l'année 2014

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

- | | |
|---------------|---|
| ESR 1 | Dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou situation imprévue qui aurait pu entraîner, dans des conditions représentatives et vraisemblables, le dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle) |
| ESR 2 | Situation imprévue ayant entraîné le dépassement du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle) |
| ESR 3 | Tout écart significatif concernant la propreté radiologique, notamment les sources de contamination hors zone contrôlée supérieures à 1 MBq ou une contamination vestimentaire supérieure à 10 kBq détectée au portique C3 ou lors d'une anthroporadiométrie |
| ESR 4 | Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans une prise en compte exhaustive de cette analyse |
| ESR 5 | Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes du public contre les rayonnements ionisants |
| ESR 6 | Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption |
| ESR 7 | Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite
7a Défauts de balisage et de signalétique (applicable aux REP)
7b Autres écarts (applicable aux REP) |
| ESR 8 | Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents |
| ESR 9 | Dépassement de plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 60 mois) |
| ESR 10 | Tout autre écart significatif pour l'ASN ou l'exploitant |

Figure 2.11
Nombre de déclarations
d'ESR par an



Échelle INES

L'échelle INES a essentiellement été conçue, d'une part pour assurer une communication rapide et facilement compréhensible du grand public en cas d'événement significatif, d'autre part dans l'objectif d'exploiter au mieux le retour d'expérience des incidents, notamment dans un cadre international.



La tendance la plus marquante pour l'année 2014 par rapport aux années précédentes concerne le nombre d'ESR relatifs à « dosimétrie du personnel ».

3. Données IRSN

http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/Rapport-Surete-Parc-2013_IRSN_201412.pdf

le renouvellement. Ces analyses sont communiquées à l'ASN et à l'IRSN.

Les informations ainsi fournies permettent à l'IRSN d'exercer un suivi des tendances sur l'ensemble du parc.

Sur la période considérée, l'IRSN a noté que le nombre d'ESR déclarés par EDF (figure 2.11) est en légère diminution (110³ ESR en 2014, contre 119 en 2013 et 112 en 2012).

Quatre facteurs ont contribué à cette diminution :

- une baisse importante du nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques ;
- une baisse du nombre d'événements associés aux accès ou au séjour en zone orange ;
- une baisse du nombre de déclarations d'écart concernant les formations ou les habilitations ;
- une baisse du nombre des contaminations survenues hors zone contrôlée.

Par contre, le nombre des écarts relatifs à la dosimétrie du personnel, dont en particulier l'absence de port d'un dosimètre, est en augmentation notable. Les nombres des contaminations vestimentaires et surfaciques, des défauts de surveillance radiologique (c'est-à-dire des défauts liés aux portiques de contrôle) et des défauts d'accès en zone rouge sont également en légère augmentation cette année.

L'IRSN constate une diminution du nombre annuel des ESR classés au niveau 1 ou au niveau 2 sur l'échelle INES. L'année 2014 a été marquée par l'absence d'événement classé au niveau 2 de l'échelle. Trois événements seulement ont été classés au niveau 1.

Typologie des événements déclarés

Pour son analyse des tendances, l'IRSN a examiné les ESR et les a regroupés selon une typologie (figure 2.12). L'Institut a examiné

plus particulièrement les causes et les actions correctives relatives aux types d'événements en nombre important ou ayant conduit aux conséquences avérées ou potentielles les plus élevées.

La dosimétrie du personnel: un nombre d'ESR en augmentation

La tendance la plus marquante pour l'année 2014 par rapport aux années précédentes concerne le nombre d'ESR relatifs à « dosimétrie du personnel ». Ce nombre est en augmentation notable passant de 11 ESR en 2013 à 18 ESR en 2014. De plus, 17 de ces 18 ESR concernent le défaut de port d'un dosimètre passif ou d'un dosimètre opérationnel. Ces chiffres sont toutefois à rapprocher du nombre conséquent d'entrées en zone contrôlée. La mise en place du dispositif « t'as tout » ne semble donc pas avoir les résultats escomptés voir page 35 du rapport public IRSN 2013.

⚙ Événements classés au niveau 1 de l'échelle INES pour l'année 2014
⚙ Événements classés au niveau 1 ou au niveau 2 de l'échelle INES pour l'année 2013

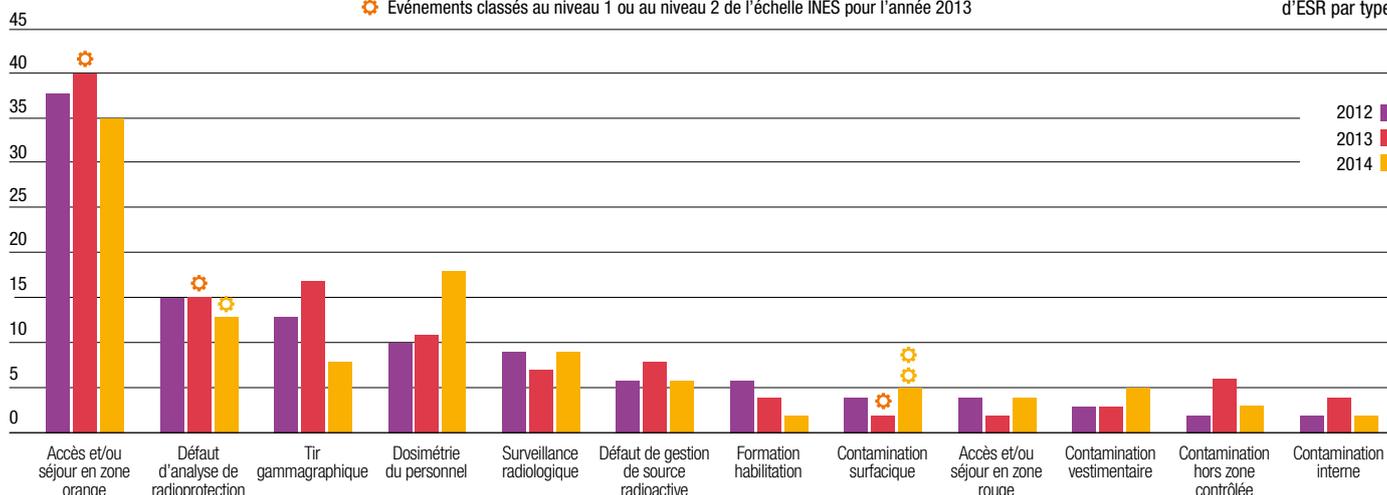


Figure 2.12
Évolution du nombre
d'ESR par type



Il est à noter que l'utilisation de balises mobiles de surveillance en zone contrôlée, selon les conditions radiologiques d'intervention, n'est pas systématique; la surveillance de la dosimétrie individuelle des travailleurs ne se fait alors qu'au moyen **de la dosimétrie passive et de la dosimétrie opérationnelle**. Le port de dosimètres est donc la seule manière d'assurer en continu la surveillance de l'exposition des intervenants.

Lors de plusieurs des événements cités plus haut, les agents n'ont pas entendu les alarmes de leurs dosimètres. Au titre des mesures correctives, EDF a décidé, d'une part d'augmenter le volume sonore des alarmes des dosimètres existants jusqu'à 85 dB, d'autre part d'étudier un prototype de dosimètre d'alerte avec ajout de vibrations en plus de l'effet sonore.

Par ailleurs, un abaissement significatif (de l'ordre de 25 %) du niveau des seuils d'alarme des dosimètres opérationnels a été testé à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly. Le retour d'expérience de l'abaissement des seuils d'alarme des dosimètres a montré une amélioration du suivi de la dosimétrie individuelle. EDF a alors décidé en 2014 la généralisation en 2015 de cette pratique à l'ensemble des centrales nucléaires.

L'analyse des événements a fait aussi apparaître une difficulté concernant la prise en compte de l'évolution du contexte radiologique entre la préparation et la réalisation d'une activité. Il existe en effet des écarts entre les résultats des mesures indiqués dans les **cartographies** utilisées lors des analyses

préalables et les conditions radiologiques réelles dans lesquelles les intervenants évoluent. Or, les cartographies ne sont pas toujours actualisées avant de débiter l'intervention.

Le nombre d'ESR liés aux tirs gammagraphiques en diminution notable

Le deuxième point le plus marquant pour l'année 2014 est une tendance nette à la baisse du nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques. Après avoir augmenté en 2013, le nombre des événements liés aux erreurs lors des « tirs gammagraphiques » (figure 2.13) a été divisé par deux en 2014, passant de 17 événements en 2013 à huit en 2014 pour un volume d'interventions sensiblement identique. Cette tendance est très positive du fait des conséquences radiologiques qui pourraient résulter de ce type d'événement.

Un fort pourcentage d'ESR liés aux analyses de risques

Le nombre des ESR répertoriés dans la rubrique « **défauts d'analyses de risques** » représente environ 11 % des causes des ESR déclarés en 2014. Parmi ceux-ci, un événement classé au niveau 1 de l'échelle INES survenu le 18 août 2014 à la centrale nucléaire de Tricastin apparaît particulièrement marquant: lors d'une intervention, le chef de chantier de l'entreprise prestataire a été informé du dépassement de la dosimétrie prévisionnelle pour deux intervenants

travaillant au fond de la piscine du bâtiment du réacteur. Le chantier a été interrompu et les intervenants écartés de l'activité. Pour l'un des intervenants, la dose reçue a atteint le quart de la limite réglementaire annuelle de 20 mSv. Plusieurs lacunes ont été mises en évidence:

► une mauvaise préparation de l'intervention, qui a entraîné une multiplication par huit de la dose collective, du fait notamment d'une sous-évaluation des durées prévisionnelles en

Dosimétrie individuelle du personnel

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

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

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



Le retour d'expérience de l'abaissement des seuils d'alarme des dosimètres a montré une amélioration du suivi de la dosimétrie individuelle.



Le deuxième point le plus marquant pour l'année 2014 est une tendance nette à la baisse du nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques.

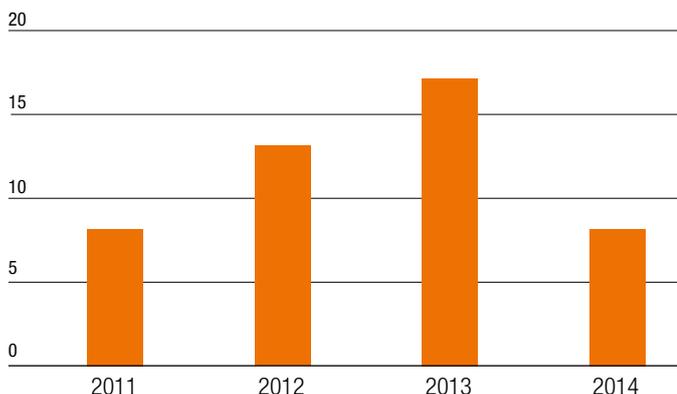


Figure 2.13
Évolution du nombre d'ESR liés aux tirs gammagraphiques

Cartographie

La préparation d'une intervention en zone contrôlée ou surveillée comporte une évaluation de l'environnement radiologique en vue de limiter l'exposition du personnel intervenant aux rayonnements ionisants. Pour pouvoir déterminer les protections individuelles et collectives à retenir pour l'intervention, une représentation géométrique de l'environnement radiologique de travail (débits de dose, contaminations, labiles ou fixées) doit être établie.

Cette représentation, appelée « cartographie », doit permettre de localiser les « points chauds » du local d'intervention, de représenter les résultats des mesures radiologiques réalisées (avec les incertitudes associées) et d'adapter, en conséquence, l'activité envisagée aux conditions radiologiques.

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

Faux couvercle de la cuve

Le faux couvercle de la cuve est un équipement utilisé en arrêt pour rechargement qui:

- assure la protection biologique des personnels intervenant à proximité de la piscine du réacteur;
- permet la mise en dépression du circuit primaire;
- assure la protection du circuit primaire contre les chutes éventuelles d'objets.

Zone contrôlée

Zone soumise à une réglementation particulière pour des raisons de protection contre les rayonnements ionisants et de confinement de la contamination radioactive et dont l'accès est réglementé.

Le port d'un dosimètre y est obligatoire.

exposition des intervenants et du fait que le débit d'équivalent de dose au poste de travail était plus important que prévu (dossiers d'intervention non actualisés en fonction des dernières cartographies du chantier);

- les balises à la disposition des intervenants n'étaient pas opérationnelles (les batteries étaient déchargées et leur niveau de charge n'avait pas été vérifié avant l'intervention);
- les intervenants n'ont pas entendu les alarmes de leurs dosimètres du fait du bruit ambiant provoqué par l'insufflation d'air dans les tenues étanches ventilées.

À la suite de cet événement, l'exploitant a rappelé à la société prestataire concernée les bonnes pratiques pour ce type d'intervention. De plus, un renforcement de la surveillance sur le terrain par les agents d'EDF a été mis en place pour ce type d'activité.

Les contaminations surfaciques peu nombreuses mais conséquentes

Le nombre des événements de « contamination surfacique » est resté faible en 2014, mais deux des cinq événements survenus ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES. Il s'agit d'événements survenus dans les centrales nucléaires de Belleville-sur-Loire et du Blayais, décrits ci-après.

L'événement survenu le 26 août 2014 à la centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire consiste en une contamination due à une particule de cobalt 60, alors que deux agents d'une entreprise prestataire réalisaient depuis le 18 août 2014 des opérations de découpe de filtres usagés provenant d'un circuit de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires. Le 26 août 2014, un des deux agents, initialement prévu pour travailler en dehors du sas de confinement de l'activité, a voulu aider son collègue à mettre les filtres découpés dans des sacs de déchets, mais sans s'équiper des protections respiratoires nécessaires. À sa sortie de la zone, le contrôle du portique C2 a alors détecté une contamination à la tête. L'intervenant a aussitôt

été pris en charge par le service de santé du travail. La contamination, située au niveau du nez, s'est avérée être due à une particule de cobalt 60 d'environ 26 000 Bq. La dose intégrée à la peau estimée est de 200 mSv donc supérieure au quart de la limite annuelle réglementaire de dose à la peau de 500 mSv. À la suite de cet événement, l'exploitant a rappelé à l'entreprise prestataire que le port de protections respiratoires était obligatoire pour toute personne intervenant dans le sas de découpe des filtres.

L'événement survenu à la centrale nucléaire du Blayais le 17 mai 2014 a également conduit à une contamination surfacique au visage d'un intervenant ayant réalisé en tenue étanche ventilée une opération de remplacement de joints du faux couvercle de la cuve du réacteur n° 4. L'intervenant s'est aperçu de sa contamination, localisée sur une joue, lors de son contrôle manuel au détecteur portatif après son déshabillage, avant son passage au portique de contrôle C1. Il a été immédiatement pris en charge par le service de santé du travail. La particule de cobalt 60 responsable (activité estimée à 18 000 Bq) est restée sur la joue de l'intervenant durant plus de deux heures. À l'issue de son analyse, le médecin du travail de la centrale nucléaire a retenu que la dose à la peau était supérieure au quart de la limite annuelle réglementaire correspondante. Après contrôle par le service médical, le point de contamination par le cobalt 60 a été mesuré à 64 000 Bq. La contamination s'étant produite lors du déshabillage, un rappel des bonnes pratiques a été fait aux intervenants chargés de l'assistance « habillage-déshabillage ». Le sujet mériterait d'être approfondi par EDF compte tenu des conséquences importantes, qui pourraient résulter d'un tel événement, les phases de déshabillage étant sources de contaminations internes.

Autres types d'événements

L'analyse transverse réalisée par l'IRSN sur l'ensemble des ESR de l'année 2014 a montré que le

nombre des écarts associés aux « conditions d'accès en zone orange (ZO) et en zone rouge (ZR) » avait peu évolué et représentait encore environ 35 % du nombre total des ESR recensés.

Le nombre des déclarations d'ESR de « contamination vestimentaire » est en très légère augmentation par rapport à l'année 2013, passant de trois événements à cinq.

Les ESR relevant de la rubrique « formation » ont uniquement concerné des dépassements de la date limite de validité de la formation à la radioprotection; le nombre de ces événements est en baisse régulière depuis trois ans.

L'apport de la démarche EVEREST pour l'accès en zone contrôlée

Dans la majorité des centrales nucléaires, le personnel accède en zone contrôlée après s'être déshabillé dans un vestiaire dit « vestiaire froid », puis après avoir revêtu dans un second vestiaire dit « vestiaire chaud » une tenue, appelée universelle, composée d'une combinaison en tissu, d'un maillot, de chaussettes, de chaussures, de gants, d'un calot et d'un casque. Cette tenue, fournie par l'exploitant de la centrale, ne sort pas de la zone contrôlée, sauf pour être lavée.

En 2014, une centrale nucléaire sur cinq a mis en œuvre la démarche EVEREST (Évoluer VERs une Entrée Sans Tenue universelle) qui traduit la volonté d'EDF d'assurer une meilleure propreté radiologique de ses installations afin de limiter l'exposition des intervenants.

La démarche EVEREST permet sur le principe de circonscrire la contamination labile au plus près de la source de dispersion dans les zones contaminées voire très contaminées et qu'aucun croisement ne soit possible en zone contrôlée (figure 2.14) entre les intervenants équipés de tenues « bleu de travail » et ceux portant des sur-tenues blanches.

Lorsqu'une centrale a mis en œuvre la démarche EVEREST, l'entrée en zone contrôlée se fait directement en bleu de travail, avec le casque.

Trois types de zones contrôlées peuvent alors être distingués :

- des zones propres (contamination non fixée $< 0,4 \text{ Bq/cm}^2$) qui en mode EVEREST doivent représenter au moins 70 % de la totalité des zones : un contrôle d'absence de contamination des sols y est réalisé à une fréquence mensuelle ; les intervenants accédant dans une zone propre restent en bleu de travail ;
- des zones contaminées (contamination non fixée entre $0,4 \text{ Bq/cm}^2$ et 40 Bq/cm^2) et des zones très contaminées (contamination non fixée $> 40 \text{ Bq/cm}^2$) : pour accéder à ces zones, les intervenants doivent revêtir des protections individuelles supplémentaires. Des contrôles sont effectués à la sortie des zones contaminées et très contaminées après le retrait des protections supplémentaires.

La démarche EVEREST rend impossible le croisement en zone contrôlée d'intervenants en bleu de travail et d'intervenants portant des sur-tenues blanches, ce qui permet de diminuer les risques de dissémination de la contamination.

Le contrôle du personnel à la sortie d'une zone contrôlée s'effectue donc en bleu de travail et casque, par passage dans des portiques C2 de nouvelle génération. Ces portiques sont équipés de détecteurs d'émissions bêta et gamma et peuvent détecter une contamination vestimentaire, corporelle ou interne, à bas niveau et ce, quelle que soit la localisation de la contamination.

Pour ce qui concerne les contaminations corporelles détectées au niveau des portiques C2, le retour d'expérience montre que le taux de déclenchement des portiques C2 (nombre de déclenchements confirmés par rapport au nombre total de contrôles aux portiques C2) est deux fois plus faible sur les sites EVEREST que sur les sites non-EVEREST.

Néanmoins, même si le retour d'expérience est positif, EDF doit rester vigilant quant à la mise en œuvre des bonnes pratiques associées à la démarche, comme le montre l'analyse de l'événement déclaré en 2014 par la centrale nucléaire de Cattenom où cette démarche était mise en œuvre.

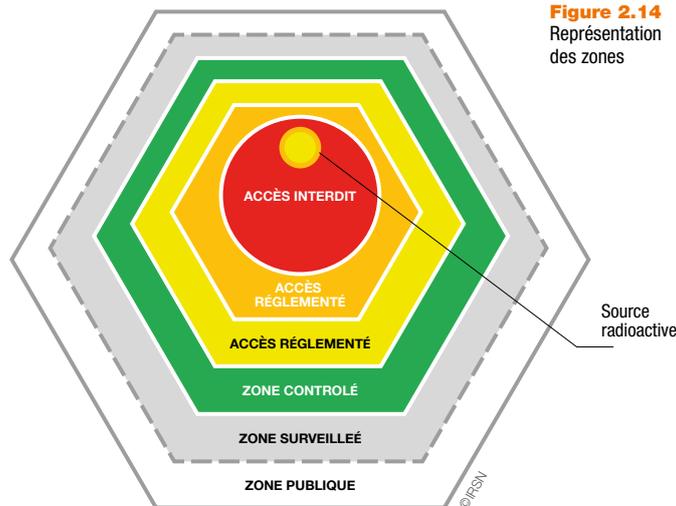


Figure 2.14
Représentation
des zones

Lors de cet événement, deux activités différentes étaient réalisées par deux sociétés différentes sur l'échangeur de chaleur du système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire. La société n° 1 était en charge du brossage des soudures de l'échangeur. La société n° 2 devait réaliser des contrôles par **ressuage** de ces soudures. Ces interventions devaient être réalisées successivement avec une autorisation d'accès en zone orange et en respectant un « régime de travail radiologique avec un risque de contamination radiologique identifié et des parades associées ».

Un **déprimogène** assurant un **confinement dynamique** ainsi qu'un sas d'habillage et de déshabillage avaient été mis en place à l'entrée des locaux. De plus, une balise de mesure de la contamination atmosphérique était présente. Les activités étaient exécutées en tenue étanche ventilée.

Les différents intervenants devaient se relayer pour la réalisation des activités.

À la fin des activités de brossage, l'équipe de la société n° 1 a quitté le chantier et le contrôle au portique C2 a montré l'existence d'une contamination des intervenants. Plus tard, quand les intervenants à leur tour le chantier, les contrôles au portique C2 ont montré qu'ils étaient eux aussi contaminés. Quatre autres personnes qui sont passées dans des couloirs à proximité du chantier et qui ont aidé au

déshabillage des intervenants ont également été contaminées. Ceci a conduit à la contamination interne de dix intervenants, la dose pour chacun des intervenants restant néanmoins très en deçà du seuil d'enregistrement de dose fixé à $0,5 \text{ mSv}$.

Les contrôles de contamination des locaux ont montré l'existence d'une contamination surfacique dans les couloirs mitoyens du chantier dont la valeur maximale était de 8 Bq/cm^2 pour une limite réglementaire autorisée de $0,4 \text{ Bq/cm}^2$. Dans les locaux attenants à ces couloirs, des points de contamination dépassant 100 Bq/cm^2 (maximum : 647 Bq/cm^2) ont été mesurés.

Cet événement a mis en évidence des lacunes dans la maîtrise par les intervenants des pratiques d'habillage et de déshabillage résultant de la démarche EVEREST et dans la maîtrise du confinement : le confinement dynamique n'était pas efficace car le déprimogène était mal positionné ; par ailleurs, les balises « aérosols » n'étant pas en service, la contamination n'a pas été détectée, entraînant la dispersion de contamination dans les locaux et dans les couloirs voisins.

Déprimogène et confinement statique/dynamique

Un déprimogène est un organe servant à assurer un confinement dynamique par la mise en dépression de la zone de chantier.

Un confinement dynamique assure le maintien du sens et de la vitesse des écoulements d'air vers des zones dont le niveau de contamination est le plus élevé. Un confinement statique est constitué d'obstacles matérialisés par des parois (par exemple, celles d'un local réputé étanche).



La démarche EVEREST rend impossible le croisement en zone contrôlée d'intervenants en bleu de travail et d'intervenants portant des sur-tenues blanches, ce qui permet de diminuer les risques de dissémination de la contamination.

Un **ressuage** est un contrôle non destructif qui permet de détecter des défauts de surface d'une pièce, par exemple des fissures, au moyen d'un révélateur chimique déposé sur sa surface.



Pour ce qui concerne les contaminations corporelles détectées au niveau des portiques C2, le retour d'expérience montre que le taux de déclenchement des portiques C2 (nombre de déclenchements confirmés par rapport au nombre total de contrôles aux portiques C2) est deux fois plus faible sur les sites EVEREST que sur les sites non-EVEREST.

3



Événements, incidents, anomalies

Présence de corps migrants et défauts de gainage à la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B

Inondation interne ayant entraîné des indisponibilités de matériels électriques

Écart de conformité pouvant conduire à des températures trop élevées dans le local du groupe turboalternateur de secours

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 ; ces événements ou incidents 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, 1 300 MWe, 1 450 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 recherche de 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.



Présence de corps migrants et défauts de gainage à la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B

En 2014, la présence de corps migrants a été détectée dans le circuit primaire du réacteur n° 2 de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B. La présence de tels corps migrants dans le circuit primaire d'un réacteur peut conduire à un endommagement des gaines de crayon combustible et, de ce fait, à un relâchement de produits de fission dans le circuit primaire; elle peut aussi entraîner un blocage de grappes de commande.

L'événement ayant affecté le réacteur de Saint-Laurent-des-Eaux B2

En février 2014, une augmentation importante de la concentration en ^{133}Xe et du rapport $^{133}\text{Xe}/^{135}\text{Xe}$ a été détectée dans le circuit primaire. Le réacteur a alors été déclaré « en présomption d'un défaut de gainage du combustible ». Conformément aux spécifications techniques d'exploitation, une surveillance particulière de l'évolution de ces paramètres a été mise en œuvre jusqu'à l'arrêt programmé du réacteur le 22 août 2014. Des relâchements importants de ^{133}Xe et d' ^{131}I ont été constatés dans le circuit primaire.

Lors de la mise à l'arrêt du réacteur, à l'issue de la dépressurisation du circuit primaire, des relâchements importants de ^{133}Xe et d' ^{131}I dans ce circuit, dus à la différence entre la pression interne des crayons combustibles (figure 3.2) et la

pression du circuit primaire, ont été constatés.

EDF a alors procédé, avant l'ouverture du circuit primaire, à des actions de purification pendant 22 jours. Les rejets comptabilisés dans l'environnement (gazeux et liquides) à la suite de cet événement sont restés inférieurs aux limites réglementaires du fait notamment des actions de purification et de traitement des effluents gazeux et liquides; ces rejets ont dès lors eu un impact négligeable sur l'environnement. Cet événement a par ailleurs eu un léger impact sur la dosimétrie du personnel puisque des interventions complémentaires ont été nécessaires dans le bâtiment du réacteur pour assurer des actions de purification. Toutefois, la dosimétrie du personnel est toujours restée inférieure aux limites réglementaires.

Après investigations, EDF a indiqué que ces relâchements d'activité dans le circuit primaire provenaient de l'inétanchéité de deux assemblages combustibles (figure. 3.1).

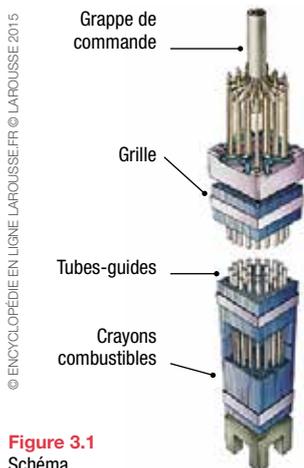


Figure 3.1
Schéma
d'un assemblage
combustible

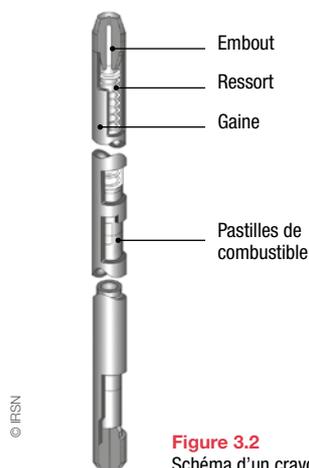


Figure 3.2
Schéma d'un crayon
d'un assemblage
combustible

Des relâchements importants de ^{133}Xe et d' ^{131}I ont été constatés dans le circuit primaire.

Le Xénon 133 (^{133}Xe) et le Xénon 135 (^{135}Xe) sont des isotopes radioactifs de l'élément xénon, un gaz produit lors des réactions de fission nucléaire. Une augmentation de la concentration en ^{133}Xe dans le circuit primaire ainsi qu'une augmentation du rapport $^{133}\text{Xe}/^{135}\text{Xe}$ sont caractéristiques d'une inétanchéité de la gaine des crayons combustibles.

L'iode 131 (^{131}I) est un isotope radioactif de l'iode, qui est un des éléments chimiques produits lors des réactions de fission nucléaire.

Pour les réacteurs de 900 MWe, un assemblage combustible se compose de 264 crayons combustibles, comportant un empilement de pastilles de dioxyde d'uranium légèrement enrichi placé dans une gaine, d'une hauteur de l'ordre de quatre mètres et d'un diamètre de l'ordre d'un centimètre. Des grilles assurent l'espacement des crayons et leur maintien. Les crayons absorbants des grappes de commande s'insèrent dans des tubes-guides. Une grille anti-débris est disposée en partie basse de chaque assemblage combustible.

Après investigations, EDF a indiqué que ces relâchements d'activité dans le circuit primaire provenaient de l'inétanchéité de deux assemblages combustibles.



Figure 3.3
Photographies de corps migrants retrouvés sous la grille anti-débris d'assemblages combustibles

Le principe du **ressuage** dans le mât de la machine de chargement est le suivant: le déplacement vertical d'un assemblage combustible, d'une dizaine de mètres sous eau par la machine de chargement entraîne un relâchement de produits de fission si l'assemblage présente des défauts de gainage. Ce relâchement est détecté par une mesure en continu du ^{133}Xe entraîné par une injection d'air jusqu'à un pot de comptage. La durée du comptage est de deux minutes par assemblage combustible.

Le principe du **ressuage** dans la cellule du bâtiment du combustible est le suivant: l'assemblage combustible douteux déchargé est placé dans une cellule étanche située dans la piscine du bâtiment du combustible; dans cette cellule, l'eau est chauffée afin de favoriser le relâchement de produits de fission. Un premier prélèvement dans l'eau de cette cellule est réalisé avant la montée en température et un second prélèvement est réalisé à l'issue de la montée en température. Ces prélèvements d'eau permettent de détecter l'éventuelle augmentation des activités de césium 134 (^{134}Cs) et de césium 137 (^{137}Cs), caractéristiques d'un défaut d'étanchéité d'un crayon combustible. Ce contrôle nécessite environ deux heures par assemblage combustible. Le césium 134 (^{134}Cs) et le césium 137 (^{137}Cs) sont des isotopes du césium qui est un des éléments chimiques produits lors des réactions de fission nucléaire.

Une inspection télévisuelle consiste à utiliser une sonde équipée d'une microcaméra pour contrôler visuellement l'intérieur d'un équipement. Elle permet notamment la détection de corps migrants.



Les inspections télévisuelles ont permis d'identifier plusieurs corps migrants sous les pieds de six assemblages combustibles à l'intérieur des deux assemblages combustibles inétanches, au fond de la cuve et dans les équipements internes de la cuve.

1. Ces corps migrants se coincent entre les crayons des assemblages, au niveau des grilles (Fig. 3.1 et 3.3)

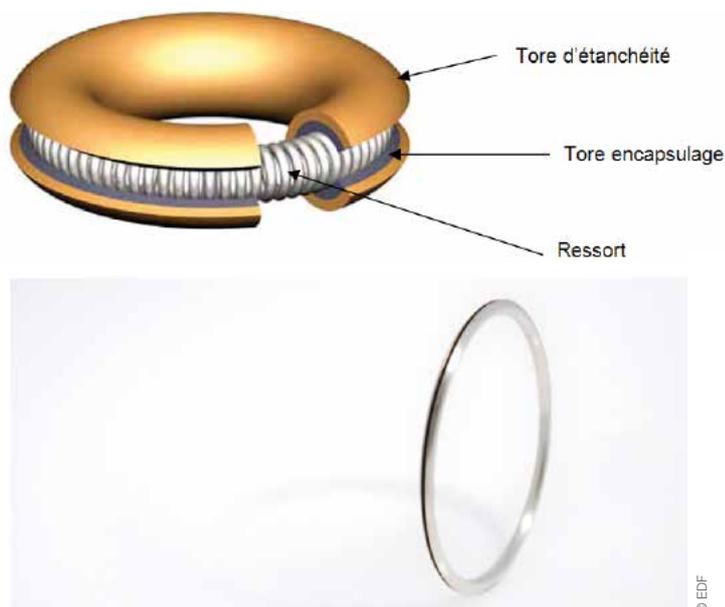
Comment identifier les assemblages combustibles inétanches?

Lorsqu'un réacteur est déclaré « en présomption de défaut de gainage du combustible » durant son fonctionnement, EDF réalise, lors du déchargement des assemblages combustibles, des contrôles non destructifs afin d'identifier le ou les assemblages combustibles inétanches, à l'origine des relâchements de ^{133}Xe et d' ^{131}I . En premier lieu, l'exploitant réalise un **ressuage dans le mât de la machine de chargement** sur la totalité des assemblages combustibles. Les assemblages combustibles, pour lesquels ce ressuage n'a pas permis de déterminer clairement l'étanchéité (qualifiés de douteux), font l'objet d'un nouveau **ressuage dans la cellule du bâtiment du combustible**. En 2014, 17 assemblages combustibles déchargés du réacteur

n° 2 de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux B ont ainsi été jugés douteux à l'issue du ressuage dans le mât de la machine de chargement. Le contrôle par ressuage dans la cellule du BK de ces 17 assemblages a permis de mettre en évidence l'inétanchéité de deux assemblages combustibles. Les contrôles visuels de ces deux assemblages inétanches n'ont pas permis de localiser ni d'observer précisément le (ou les) défaut(s) des crayons combustibles. En revanche, les **inspections télévisuelles** ont confirmé la présence de **corps migrants** dans ces assemblages combustibles.

Les inspections télévisuelles ont permis d'identifier plusieurs corps migrants sous les pieds de six assemblages combustibles (figure 3.3), à l'intérieur¹ des deux assemblages combustibles inétanches, au fond de la cuve et dans les équipements internes de la cuve.

Figure 3.4
Schéma d'un Joint Helicoflex®





Quelle est l'origine de ces corps migrants ?

Dans le cas particulier de l'événement en question, l'analyse des corps migrants a montré qu'ils provenaient d'un joint Hélicoflex® (figure 3.4), d'un diamètre d'environ 52 mm et d'épaisseur de quelques millimètres. L'examen télévisuel a mis en évidence des spires de ressorts non écrasées, ce qui permet de conclure qu'il s'agissait d'un joint neuf.

Le recensement des pièces de rechange utilisées lors de l'arrêt pour rechargement de combustible de 2013 a montré que ce type de joint était présent dans les soupapes de protection des accumulateurs du **circuit d'injection de sécurité (RIS)**.

Il s'est avéré que, lors des activités de maintenance menées au cours de l'arrêt pour rechargement de 2013, il y a eu concomitance entre l'activité de dépose et de repose des soupapes de protection des accumulateurs du circuit RIS et une intervention sur une pompe du **circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA)**. Selon EDF, l'hypothèse la plus probable est l'introduction fortuite du joint incriminé dans le circuit RRA lors de l'intervention sur la pompe du circuit RRA, intervention qui nécessitait une ouverture dont la taille paraît suffisante pour le passage d'un joint ; ce joint, qui ne provient pas d'une soupape du RIS, aurait ensuite été entraîné dans le circuit primaire.

Les corps migrants identifiés lors des inspections télévisuelles ont tous été extraits à l'exception de ceux présents dans les deux assemblages combustibles inéchantés. EDF a réalisé des mesures des corps migrants extraits afin de « reconstituer » le joint Hélicoflex®. Compte tenu des incertitudes, EDF a alors considéré qu'il restait encore 20 % de ce joint dans le circuit primaire (environ 4 g au total). Pour retrouver les corps migrants restants, EDF a notamment procédé à des inspections télévisuelles complémentaires des boîtes à eau des deux échangeurs du circuit RRA, sans résultat. Il est fort probable que les corps migrants restants soient bloqués dans un équipement et, par conséquent,

Les corps migrants sont des corps de toutes natures et de toutes formes, qui sont accidentellement introduits dans les circuits d'un réacteur. De tels corps migrants peuvent être introduits au cours d'activités de maintenance ou d'autres activités d'exploitation (copeaux métalliques, limaille, rubans adhésifs, vis, rondelles, clés, tournevis, etc.), lors de manutentions d'assemblages combustibles, à la suite de défaillances de matériels entraînant la rupture ou la désolidarisation de pièces ou du fait de négligences humaines (oubli ou chute d'objets) (cf. l'article en page 24 du [rapport public REP 2012](#)).

http://www.irsn.fr/FRV/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2012.aspx

ne circulent pas dans le circuit primaire. En effet, l'analyse des écoutes acoustiques réalisées pendant le cycle de fonctionnement 2013-2014 du réacteur n'a pas permis de mettre en évidence la présence de corps migrants dans le circuit primaire.

Ainsi, les défauts de gainage constatés sur les deux assemblages combustibles inéchantés ont probablement été causés par des corps migrants provenant d'un joint Hélicoflex® circulant dans le circuit primaire.

Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a participé aux inspections « réactives » menées par l'Autorité de sûreté nucléaire sur le site de Saint-Laurent-des-Eaux B. Ces inspections ont permis de suivre la mise en œuvre des actions correctives par EDF.

L'IRSN a de plus analysé les conséquences possibles pour la sûreté de la présence de corps migrants résiduels et considéré que :

- la faible masse de ces corps permet d'estimer qu'ils ne créeront pas de dommages par chocs dans les tuyauteries, les boîtes à eau et les autres organes du circuit primaire et des circuits auxiliaires ;



Malgré la présence des grilles anti-débris des assemblages combustibles, certains corps migrants ont pu rester dans le cœur du réacteur.

- la présence de ces corps migrants n'est pas de nature à entraîner des phénomènes de corrosion du circuit primaire ou de dégradation des tubes des générateurs de vapeur.

Toutefois, l'IRSN a estimé que, malgré la présence des **grilles anti-débris des assemblages combustibles** (figure 3.5), certains corps migrants ont pu rester dans le cœur du réacteur et, de ce fait, pourraient entraîner :

- un blocage de **grappes de commande** ; toutefois, le risque est réduit par la faible taille de ces corps migrants compte tenu des dimensions des mailles des grilles anti-débris.
- une nouvelle perte d'étanchéité de crayons combustibles par usure de leurs gaines.

Le circuit d'injection de sécurité (RIS) permet, en situation accidentelle, d'injecter de l'eau dans le circuit primaire du réacteur afin d'assurer le refroidissement du cœur du réacteur.

Le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) permet d'assurer le refroidissement du cœur du réacteur lorsque la température de l'eau du circuit primaire est inférieure à 180 °C.

Les grappes de commande Par leur insertion partielle ou totale dans les assemblages combustibles, les grappes de commande permettent de piloter le réacteur et d'arrêter rapidement la réaction nucléaire.

Maille de dimensions 3,3 mm x 3,3 mm ou 2,74 mm x 2,74 mm

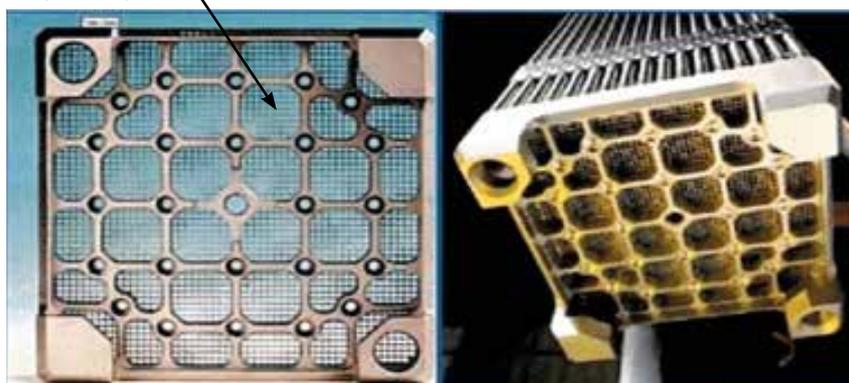


Figure 3.5 Schéma d'une grille anti-débris d'un assemblage combustible



Au cours du cycle suivant, de nombreux contrôles ont été réalisés pour vérifier le bon fonctionnement d'équipements qui pourraient être affectés par la présence de corps migrants.

FME = Foreign Material Exclusion

À l'instar de la démarche internationale FME, EDF a pris des dispositions préventives pour éviter l'introduction de corps ou produits étrangers dans les matériels ou circuits.

Quelles sont les actions mises en œuvre par EDF ?

Les deux assemblages inétanches ont été extraits du cœur du réacteur afin d'être expertisés. Les investigations menées permettront d'identifier les crayons inétanches, de localiser les défauts et de déterminer précisément leur origine. Les examens sont en cours de réalisation et les résultats seront disponibles fin 2015.

Au cours du cycle suivant, de nombreux contrôles ont été réalisés pour vérifier le bon fonctionnement d'équipements qui pourraient être affectés par la présence de corps migrants.

Les matériels de robinetterie des circuits où des corps migrants pourraient se trouver ont été manœuvrés et testés lors des

phases de redémarrage du réacteur. L'ensemble de ces contrôles ont été satisfaisants.

À la demande de l'IRSN, un suivi renforcé des paramètres radiochimiques du circuit primaire a été réalisé au cours des mois qui ont suivi le redémarrage du réacteur. Aucune activité anormale n'a été constatée pendant cette période. Lors du redémarrage du réacteur, EDF a réalisé un essai de mesure des temps de chute des grappes, avec les trois pompes primaires en service. De même, EDF a effectué de manière hebdomadaire, durant les deux mois qui ont suivi le redémarrage du réacteur, un essai de manœuvrabilité des grappes de commande afin de pouvoir détecter un éventuel blocage de grappes. EDF s'est engagé par ailleurs à mettre en œuvre, lors du prochain

arrêt pour rechargement du combustible en octobre 2015, les actions nécessaires pour retrouver les corps migrants résiduels. Une inspection télévisuelle de l'ensemble des assemblages combustibles sera réalisée ainsi qu'un contrôle du fond de la cuve et des équipements internes de la cuve.

EDF a enfin pris la décision de renforcer sa démarche « **FME** » pour éviter l'introduction de corps migrants ou de produits inappropriés dans les matériels ou circuits et de renforcer sa gestion des pièces de rechange.

Fin 2015, EDF transmettra les conclusions du retour d'expérience qu'il tire de l'événement et notamment les actions complémentaires qui seront mises en œuvre dans les installations pour éviter le renouvellement d'un tel événement.

Inondation interne ayant entraîné des indisponibilités de matériels électriques

EDF a mis en place dans ses installations des dispositions de protection contre les risques d'inondation interne en vue de garantir notamment qu'une telle inondation ne puisse aggraver simultanément les deux voies électriques redondantes des systèmes importants pour la sûreté d'un réacteur. Deux événements récemment survenus dans les centrales de Fessenheim et du Blayais, avec des écoulements d'eau par des trémies qui se sont avérées non étanches, ont néanmoins mis en évidence une certaine fragilité des locaux électriques des réacteurs nucléaires à l'égard des risques d'inondation interne. EDF a alors mis en place un plan d'actions comportant en particulier des contrôles et la remise en conformité des trémies de tous les bâtiments des centrales nucléaires, et ce pour l'ensemble des réacteurs nucléaires du parc en exploitation.



Des dispositions de protection sont mises en place pour se prémunir des risques d'inondation interne résultant de ruptures de tuyauteries d'eau.

Les risques d'inondation interne dans les centrales nucléaires

Il existe de nombreuses tuyauteries véhiculant de l'eau à l'intérieur des différents bâtiments d'une centrale nucléaire. Une fuite de l'une de ces tuyauteries peut provoquer l'inondation d'un local (qualifiée d'« inondation interne ») susceptible de se propager à d'autres locaux, par exemple via des caillebotis ou des **trémies** (figure 3.6) non étanches. Cette eau

pourrait alors asperger ou noyer des matériels électriques ou mécaniques et provoquer leur défaillance. Pour les matériels électriques, une inondation interne pourrait également générer des ordres intempestifs (tels que des ordres d'arrêt automatique du réacteur, de mise en service de l'injection de sécurité ou de l'aspersion dans l'enceinte). Des dispositions de protection sont mises en place pour se prémunir des risques d'inondation interne résultant de ruptures de tuyauteries d'eau.

En particulier, les principales dispositions de protection prises par EDF pour garantir qu'une inondation interne ne pourra pas affecter simultanément les deux voies électriques redondantes (voie A et voie B) d'un système de sûreté ou les deux voies d'un système redondant nécessaire à la mise à l'arrêt du réacteur et à son maintien dans un état sûr sont notamment les suivantes :

- la surélévation des matériels dans les locaux qui les abritent ou la mise en place de structures de protection ;

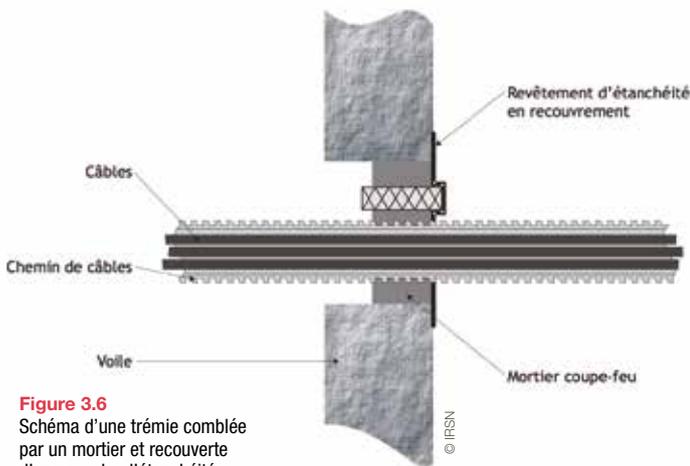


Figure 3.6
Schéma d'une trémie comblée par un mortier et recouverte d'une couche d'étanchéité

- > l'implantation des matériels redondants de voies différentes dans des locaux physiquement séparés (séparation physique);
- > la mise en place de dispositions limitant l'extension d'une inondation éventuelle à une seule voie de sûreté (mise en place de murets au sol évitant l'écoulement de l'eau d'un local vers un autre, mise en place d'une couche d'étanchéité sur certaines trémies, etc.);
- > la mise en place de dispositifs de drainage dans les locaux inondables.

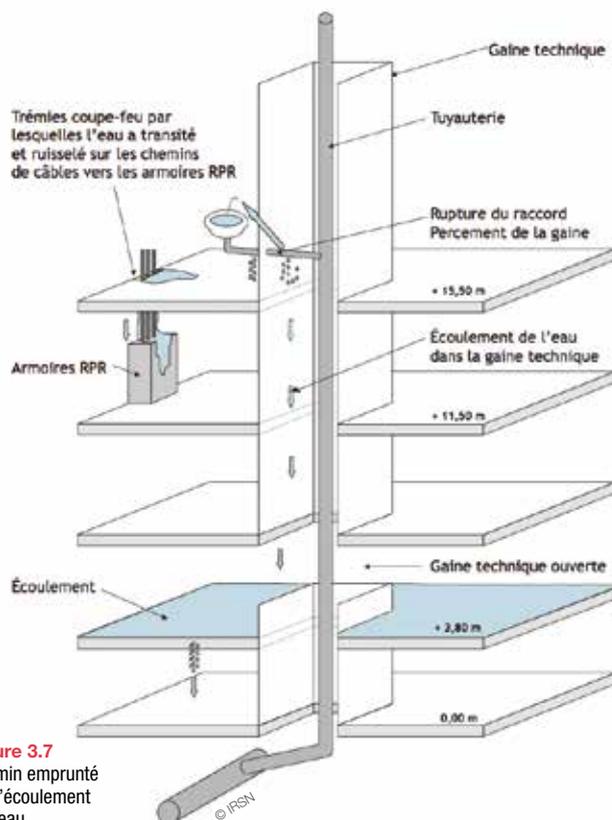
Le déversement d'eau dans les différents niveaux du bâtiment a entraîné de nombreux défauts d'isolement de matériels électriques et provoqué l'indisponibilité sur une voie électrique de l'ordre automatique d'arrêt du réacteur. Toutefois, l'arrêt automatique du réacteur est resté disponible du fait de la voie redondante; l'arrêt pouvait également être déclenché manuellement sur les deux voies. Le cumul d'indisponibilités constaté a conduit EDF à arrêter le réacteur pendant une cinquantaine de jours afin d'identifier l'ensemble des

Toutefois, deux événements survenus récemment dans les centrales de Fessenheim et du Blayais ont mis en évidence des non-conformités concernant l'étanchéité de trémies.

Inondation interne survenue à la centrale de Fessenheim

En avril 2014, un appoint trop important d'eau dans le réservoir du circuit intermédiaire d'eau déminéralisée du réacteur n° 1 de la centrale de Fessenheim a entraîné le débordement du réservoir par son trop-plein. La tuyauterie d'évacuation du trop-plein étant bouchée par des résidus de corrosion, l'eau est passée dans un autre circuit par une autre ligne pour se déverser au niveau + 15,50 m du bâtiment électrique (BL). Elle s'est ensuite propagée vers les niveaux inférieurs *via* des **trémies qui ne respectaient pas les exigences d'étanchéité à l'eau.**

Figure 3.7
Chemin emprunté par l'écoulement de l'eau



modules électriques et électroniques touchés par l'eau, de les remplacer et de les requalifier. Par ailleurs, la tuyauterie d'évacuation du trop-plein, qui ne faisait l'objet d'aucun contrôle d'absence d'obstruction, a été débouchée et des contrôles endoscopiques seront désormais effectués périodiquement.

Inondation interne survenue à la centrale du Blayais

EDF a déclaré en mars 2014 que des contrôles avaient mis en évidence l'absence de revêtement étanche de 50 des trémies des quatre réacteurs de la centrale du Blayais.

Ces contrôles ont été réalisés à la suite d'un événement déclaré en septembre 2012 lors duquel une importante quantité d'eau a été découverte dans les locaux de la voie A du bâtiment électrique du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Blayais.

Du fait de la rupture d'une tuyauterie du réseau d'eau potable passant dans une gaine technique, **de l'eau s'est écoulée (figure 3.7)** au niveau + 15,50 m, puis s'est infiltrée au travers de trémies inétanches et a



Le déversement d'eau dans les différents niveaux du bâtiment a entraîné de nombreux défauts d'isolement de matériels électriques et provoqué l'indisponibilité sur une voie électrique de l'ordre automatique d'arrêt du réacteur.

Une trémie est un espace dans un mur ou un plafond séparant deux locaux, qui permet le passage de chemins de câbles ou de tuyauteries.

Les trémies situées entre deux locaux adjacents contenant chacun des matériels redondants d'une voie de sûreté différente de l'autre doivent respecter des conditions d'étanchéité à l'eau.

Non-respect d'étanchéité des trémies

L'une des trémies situées au niveau + 15,50 m, présentait une ouverture d'environ 1 cm de large sur 40 cm de long, alors qu'elle aurait dû être étanche. Malgré les différents contrôles réalisés au titre de la maintenance préventive, ce défaut n'avait jamais été détecté. La trémie a été remise en conformité et un renforcement de la surveillance a été mis en place.

Une autre trémie située au niveau + 11,00 m du BL, présentait un défaut d'étanchéité à l'eau, malgré une modification réalisée en 1996 visant à étanchéifier les trémies. EDF a précisé qu'il s'était alors avéré parfois difficile de réaliser l'étanchéité de certaines zones à cause du nombre de câbles présents dans les trémies. Toutefois, EDF mène une étude en vue d'améliorer le mode opératoire permettant de rendre étanches les trémies de ce plancher.



EDF a déclaré en mars 2014 que des contrôles avaient mis en évidence l'absence de revêtement étanche de 50 des trémies des quatre réacteurs de la centrale du Blayais.



EDF s'est engagé à réaliser les mises à jour de son référentiel, les contrôles et les remises en conformité nécessaires des trémies de tous les bâtiments des centrales nucléaires, et ce pour l'ensemble des réacteurs nucléaires de son parc

Les contrôles des trémies faisant l'objet d'exigences d'étanchéité à l'eau comportent une inspection visuelle qui permet de vérifier l'intégrité du calfeutrement étanche (absence de fissure, de faïençage, etc.).

http://www.irsnn.fr/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2012.aspx

ruisselé le long de câbles, provoquant notamment un endommagement d'armoires électriques situées au niveau + 11,50 m, affectant alors le relayage de la voie A du système de protection du réacteur (RPR). La voie B est restée disponible grâce à la séparation électrique et physique des deux voies du système de protection du réacteur. Ce ruissellement d'eau a également rendu indisponibles plusieurs indicateurs de mesure en salle de commande du fait des fluctuations des valeurs.

Après cet événement, l'exploitant a vérifié le respect des exigences d'étanchéité pour la totalité des trémies des locaux électriques des quatre réacteurs de la centrale du Blayais (soit environ 3000 trémies). Les vérifications réalisées ont montré que les trémies avaient fait l'objet de modifications entre 1998 et 2005 (retrait du revêtement étanche, application d'un nouveau mortier coupe-feu et d'un nouveau revêtement étanche) et que pour 50 de ces trémies – dont 60 % relie des locaux électriques de la voie A et de la voie B de sûreté – le nouveau revêtement étanche n'avait pas été appliqué, ce qui constituait un écart de conformité au référentiel de sûreté en vigueur pour l'installation nucléaire considérée (cf. l'article sur les écarts de conformité à la page 71 du [rapport public REP 2012](#)).

EDF a précisé que cet écart de conformité n'avait pas été détecté depuis la réalisation des travaux, malgré plusieurs **contrôles des trémies** réalisés au titre du programme de maintenance préventive. En effet, les prescriptions mentionnées dans ce programme de maintenance portaient uniquement sur la périodicité et la nature des contrôles, sans

énoncer la liste exhaustive des trémies à contrôler. Le recensement des trémies était établi à partir d'une base de données indiquant leurs dimensions, leur position dans les bâtiments nucléaires et les exigences qui leur étaient applicables en matière de protection contre l'incendie et les inondations internes. Mais cette base n'était pas exhaustive et n'indiquait pas d'exigence d'étanchéité pour les 50 trémies trouvées en écart.

Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a analysé les événements précités en tenant compte de leurs conséquences possibles sur la sûreté des installations.

L'Institut a considéré que l'événement ayant affecté la centrale du Blayais présentait un caractère générique dès lors que :

- la modification à l'origine des écarts de conformité constatés a été déployée sur l'ensemble des réacteurs de 900 et de 1300 MWe;
- la base de données déterminant les exigences applicables aux trémies est utilisée pour ces deux paliers et n'est pas exhaustive.

À l'issue de l'instruction technique menée par l'IRSN, EDF a défini un plan d'actions dont les objectifs principaux sont de vérifier l'exhaustivité et la conformité des renseignements figurant dans les bases de données relatives aux trémies devant respecter des exigences d'étanchéité à l'eau ainsi que de réaliser des contrôles et des remises en conformité pour les trémies qui s'avéreraient en écart. Une mise à jour de leur programme de maintenance sera également effectuée.

EDF s'est engagé à réaliser les mises à jour de son référentiel, les

contrôles et les remises en conformité nécessaires des trémies de tous les bâtiments des centrales nucléaires, et ce pour l'ensemble des réacteurs nucléaires de son parc. Pour les bâtiments électriques des réacteurs de 900 MWe, la remise en conformité devrait être terminée en 2016. Concernant les autres bâtiments des réacteurs de 1300 et 1450 MWe, les échéances de remise en conformité vont s'étaler jusqu'en 2018. Le plan d'actions retenu par EDF est apparu satisfaisant à l'IRSN qui effectuera un suivi de sa réalisation.

Conclusion

Les deux événements survenus dans les centrales de Fessenheim et du Blayais ont mis en évidence une certaine fragilité des locaux électriques des réacteurs nucléaires à l'égard des risques d'inondation interne, malgré la mise en place de dispositions de protection par rapport à ces risques. Ces événements ont également fait apparaître un manque d'exhaustivité du référentiel définissant les exigences d'étanchéité à l'eau des trémies et les limites du programme de maintenance préventive. EDF a donc engagé des actions pour préciser son référentiel et ses programmes de maintenance, pour remettre en conformité ses installations.



Écart de conformité pouvant conduire à des températures trop élevées dans le local du groupe turboalternateur de secours

En 2014, EDF a détecté que, pour les réacteurs des différents paliers du parc, la température dans le local du groupe turboalternateur de secours pouvait atteindre des valeurs trop élevées quand celui-ci fonctionnait durant plusieurs heures d'affilée. L'échauffement du local est dû au fonctionnement de l'équipement lui-même et de ses auxiliaires et à l'absence ou à l'insuffisance de la ventilation du local. Il rend de ce fait ces matériels indisponibles alors qu'ils sont nécessaires pour faire face à une situation accidentelle de défaillance totale des alimentations électriques du réacteur (réseau EDF et groupes électrogènes à moteur diesel).

Les conséquences sur la sûreté de cet « écart de conformité » ont fait l'objet d'une analyse approfondie par l'IRSN afin d'évaluer la pertinence et le caractère suffisant des dispositions compensatoires mises en place et des actions correctives envisagées par EDF pour la remise en conformité.

La situation de défaillance totale des alimentations électriques

Les systèmes de sûreté d'un réacteur nucléaire qui sont nécessaires pour faire face à une situation accidentelle, en particulier l'injection de sécurité, sont alimentés électriquement sous une tension de 6,6 kV par deux tableaux redondants dénommés LHA et LHB. Chacun de ces tableaux peut être alimenté par l'une des deux sources électriques du réseau de transport d'électricité, appelées « sources externes » (la source principale et la source auxiliaire) ou, lorsque ces sources électriques sont défaillantes, par deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel (appelés « sources internes »). La défaillance simultanée des quatre sources électriques (externes et internes) d'une part, la défaillance des deux tableaux électriques LHA et LHB d'autre part conduisent à une situation dite de défaillance totale des alimentations électriques (appelée H3, du nom de la procédure de conduite applicable dans une telle situation).

Dans cette situation, l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur nécessite la mise en œuvre de moyens d'alimentation électrique de secours. Ces moyens comportent :

↳ un groupe turboalternateur de secours (TAS LLS), qui permet notamment d'alimenter en eau les joints des pompes primaires afin d'éviter leur dégradation, qui pourrait entraîner l'apparition d'une brèche du circuit primaire ;

↳ un groupe électrogène à moteur diesel (pour les réacteurs de 900 MWe-CPY) ou une turbine à combustion (pour les réacteurs des autres paliers), qui permet de réalimenter électriquement certains systèmes de sûreté. Il convient de mentionner ici que la mise en place à terme, dans le cadre des actions post-Fukushima, d'un « Diesel d'Ultime Secours » par réacteur, permettra également d'assurer le refroidissement et le maintien d'un niveau d'eau suffisant dans la cuve du réacteur.

La situation de défaillance totale des alimentations électriques fait partie des **situations dites du « domaine complémentaire »**.

Le rôle du groupe turboalternateur de secours

Chaque réacteur est équipé d'un groupe turboalternateur de secours (TAS LLS) qui est entraîné par de la vapeur en provenance des circuits secondaires. En situation de défaillance totale des alimentations électriques, ce turboalternateur alimente via un

tableau électrique de distribution dédié (tableau LLS) :

- ↳ l'instrumentation minimale nécessaire à la conduite du réacteur,
- ↳ l'éclairage de la salle de commande,
- ↳ une pompe appelée « pompe de test » (commune à deux réacteurs dans le cas des réacteurs de 900 MWe) qui permet d'alimenter en eau **les joints des pompes primaires**.

Le groupe turboalternateur de secours démarre automatiquement de telle sorte que l'injection aux joints des pompes primaires par la pompe de test soit assurée au bout de moins de deux minutes. Les procédures de conduite prévoient ensuite d'assurer l'évacuation de la puissance résiduelle par la turbopompe (ou les turbopompes

Les situations du « domaine complémentaire » sont des situations (incidentelles ou accidentelles) induites par des défaillances multiples d'équipements ou de systèmes importants pour la sûreté du réacteur. Non étudiées au stade de la conception initiale des réacteurs, elles ont fait l'objet d'études de sûreté ultérieures tenant compte du retour d'expérience national et international, en particulier de **l'accident de Three Mile Island (USA) en 1979**.

↳ http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-accidents-nucleaires/three-mile-island-1979/Pages/sommaire.aspx

Les joints des pompes primaires: trois joints permettent d'assurer l'étanchéité entre la pompe et l'arbre tournant des groupes motopompes primaires (voir la description des trois joints à la page 41 du **rapport public REP 2012**). L'étanchéité de ces joints suppose un apport d'eau (appelé « injection aux joints ») qui est assuré en fonctionnement normal du réacteur par le circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV).

En situation de défaillance totale des alimentations électriques, cette fonction ne peut plus être assurée par le RCV, alors que l'absence d'injection aux joints des pompes primaires peut conduire à l'apparition d'une brèche du circuit primaire. Une telle brèche provoquant une perte d'eau de refroidissement du réacteur peut entraîner la fusion du cœur au bout de quelques heures si elle n'est pas compensée par un apport d'eau.

↳ http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/surete-radioprotection-parc-electronucleaire-2012.aspx



Les premières études thermiques réalisées par EDF à la suite de cette observation ont confirmé que les réacteurs des autres paliers étaient également concernés.

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

pour les réacteurs de 1 300 MWe et 1 450 MWe) et de rejoindre des conditions de fonctionnement pour lesquelles l'injection aux joints des pompes primaires n'est plus nécessaire (pression primaire inférieure à 45 bars); cet état est atteint en moins de 24 heures.

Le cas d'une défaillance du turboalternateur de secours est néanmoins traité dans le cadre des études des situations du domaine complémentaire. Pour les réacteurs de 900 MWe et de 1 450 MWe, le groupe électrogène ou la turbine à combustion (LHT) a une puissance suffisante pour pouvoir réalimenter électriquement le système d'injection de sécurité et compenser la perte d'eau primaire par la brèche aux joints des pompes primaires. Par contre, pour les réacteurs de 1 300 MWe, la puissance de la turbine à combustion n'est pas suffisante²: les consignes de conduite de ces réacteurs ont donc été modifiées pour limiter l'alimentation électrique par la turbine à combustion au strict nécessaire pour la gestion de la situation et notamment la réalimentation d'un moyen de compensation de la brèche primaire.

Un écart de conformité générique

En mai 2012, lors de la réalisation d'un essai périodique sans ventilation, EDF a observé une température élevée dans le local du groupe TAS LLS du réacteur n° 2 de la centrale de Fessenheim, qui l'ont amené à mettre en évidence un risque de dépassement des températures maximales de fonctionnement des matériels les plus sensibles du circuit LLS.

Selon EDF, la température trop élevée dans le local était due principalement au fonctionnement des matériels qui y sont installés et en particulier au fonctionnement du **groupe turboalternateur de secours** (figure 3.8).

Les premières études thermiques réalisées par EDF à la suite de cette observation ont confirmé que les réacteurs des autres paliers étaient également concernés.

Pour tous les paliers, lors du fonctionnement du turboalternateur de secours, la température du local



Figure 3.8
Un des groupes turboalternateurs de secours de la centrale du Bugey

où il est implanté augmente de manière régulière et rapide. Selon les calculs d'EDF, elle atteindrait 70 °C pour une température extérieure d'environ 25 °C (en moins d'une heure pour les réacteurs de 900 MWe-CPY et de 1 300 MWe) et dépasserait alors les températures limites de fonctionnement (comprises entre 40 °C et 60 °C) des différents matériels électriques et mécaniques contribuant au fonctionnement du groupe turboalternateur LLS. Cette anomalie pourrait donc entraîner rapidement l'indisponibilité à court terme de matériels nécessaires pour faire face à une situation de défaillance totale des alimentations électriques (injection aux joints des pompes primaires notamment).

À la centrale du Bugey, la turbopompe d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur, qui est installée dans le même local que le TAS LLS, serait également affectée par des températures élevées.

Compte tenu du fait que, pour l'ensemble des paliers, la défaillance du groupe turboalternateur LLS pourrait intervenir au bout de quelques heures, voire moins, notamment pour les réacteurs de 900 MWe-CPY et de 1 300 MWe, pour lesquels les températures calculées sont les plus élevées, EDF a examiné si les dispositions du

domaine complémentaire mises en place dans les installations pouvaient être aussi affectées par la température élevée. EDF a défini des actions correctives (pour retrouver la disponibilité du LLS) et des **dispositions compensatoires** dans l'attente de la mise en œuvre des actions correctives.

Les actions et dispositions retenues par EDF

EDF a défini des actions correctives pérennes destinées à préserver la disponibilité du turboalternateur de secours en cas de défaillance totale des alimentations électriques. Ainsi, pour les réacteurs de la centrale de Fessenheim, EDF a réalisé des modifications (calorifugeage de tuyauteries chaudes, mise en place de vantelles dans les portes du local...) qui ont permis de diminuer la température du local en la ramenant à un niveau acceptable préservant le bon fonctionnement du turboalternateur de secours.

De plus, EDF a prévu la mise en place d'une ventilation mécanique dans le local du turboalternateur de secours de chaque réacteur, dont le fonctionnement sera assuré en situation de défaillance totale des alimentations électriques; elle nécessite toutefois des

². À la conception de ces réacteurs, le cumul d'une situation de défaillance totale des alimentations électriques et d'une perte de réfrigérant primaire n'a pas été retenu



modifications matérielles relativement importantes. Le déploiement de ces modifications est prévu entre 2017 et 2021 pour les réacteurs de 900 MWe-CPY, entre 2018 et 2021 pour les réacteurs du Bugey et entre 2018 et 2022 pour les réacteurs de 1300 et de 1450 MWe.

Dans l'attente de la mise en place de ces actions correctives, EDF a retenu les dispositions compensatoires suivantes :

- > pour les réacteurs de 1300 MWe, **la disposition complémentaire actuelle** ne fonctionnant plus du fait de la montée en température dans le local, EDF a défini une modification du contrôle-commande du turboalternateur de secours afin que le TAS LLS ne démarre pas en cas de défaillance des deux tableaux électriques secours LHA et LHB et que la disposition complémentaire soit à nouveau fonctionnelle ;
- > pour les réacteurs du Bugey, EDF a mis en place une disposition de conduite pour les situations de défaillance totale des alimentations électriques, consistant à maintenir en position ouverte les portes du local où est implanté le TAS LLS afin de préserver le bon fonctionnement de la turbopompe d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur qui se trouve dans le même local jusqu'à la mise en service de la turbine à combustion.

EDF considère que, avec la mise en œuvre de ces dispositions compensatoires, les conséquences pour la sûreté de l'écart resteront acceptables dans l'attente de sa résorption définitive.

La position de l'IRSN

L'IRSN a, d'une part évalué la pertinence et le caractère suffisant des dispositions compensatoires mises en œuvre par EDF, d'autre part examiné l'acceptabilité des actions correctives et des délais prévus pour la remise en conformité définitive.

L'Institut a considéré que les mesures compensatoires identifiées et mises en place par EDF étaient insuffisantes. Il a notamment estimé que, jusqu'à la résorption de l'écart, EDF devait renforcer ses exigences d'exploitation et/ou de maintenance sur les équipements constituant des moyens de substitution du TAS LLS et de la turbopompe d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur pour la centrale du Bugey en situation H3. Il a de plus recommandé qu'EDF résorbe, dès le premier arrêt de réacteur, l'ensemble des écarts susceptibles de défiabiliser les sources électriques internes ou la distribution électrique secourue de puissance des réacteurs. Concernant les délais de résorption de l'écart, l'IRSN a recommandé qu'EDF prenne les mesures nécessaires afin de disposer, avant fin 2018, d'un moyen sûr de repli du réacteur en cas de situation H3 induite par un séisme.



EDF a défini des actions correctives (pour retrouver la disponibilité du LLS) et des dispositions compensatoires dans l'attente de la mise en œuvre des actions correctives.

Disposition complémentaire actuelle

En situation de défaillance des deux tableaux électriques secours LHA et LHB, le tableau électrique LLS sera réalimenté par un tableau électrique permanent non secouru mais disponible puisqu'alimenté alors par une source électrique externe (figure 3.9).

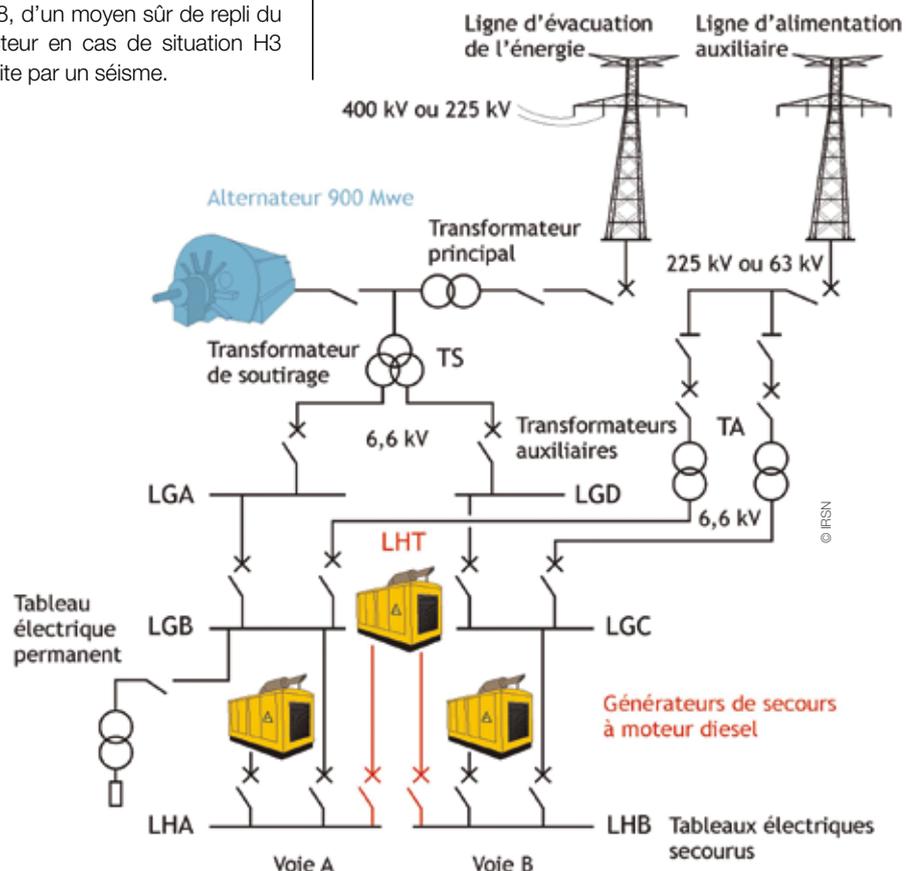


Figure 3.9
Schéma de principe des alimentations électriques externes et internes et d'ultime secours pour les réacteurs de 900 MWe

4



Évolutions significatives

Rénovation du contrôle-commande
des réacteurs de 1 300 MWe

Risques induits par l'exploitation du terminal
méthanier de Dunkerque sur la centrale nucléaire
de Gravelines

Arbitrages internes d'EDF relatifs
aux déclarations d'événements survenus
dans les centrales nucléaires du Val de Loire

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

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

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



Rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1300 MWe

Les réacteurs français de 1300 MWe qui ont été mis en service au milieu des années 1980 étaient parmi les premiers au monde à utiliser une technologie numérique (c'est-à-dire des calculateurs) pour réaliser les actions automatiques les plus importantes pour la sûreté. Après une trentaine d'années d'exploitation marquées par un retour d'expérience très satisfaisant, les calculateurs qui avaient été exclusivement conçus pour ces réacteurs sont devenus obsolètes et EDF a dû procéder à leur rénovation. Dans un contexte international où le recours aux technologies numériques pour réaliser des fonctions de sûreté nucléaire fait toujours débat, l'IRSN a mené une évaluation spécifique des dispositions proposées par EDF pour cette rénovation.

Deux systèmes de contrôle-commande très importants

Les réacteurs nucléaires de 1300 MWe disposent, comme les autres réacteurs du parc électronucléaire d'EDF, d'un système dit « de protection » qui ne participe pas au pilotage du réacteur mais qui observe en permanence des dizaines de paramètres physiques (températures, pressions, flux neutronique, etc.); il détecte ainsi en temps réel les éventuelles dérives pouvant entraîner un incident ou un accident.

En cas de besoin, le système de protection arrête automatiquement le réacteur, grâce à l'insertion dans le cœur d'absorbants neutroniques qui étouffent la réaction en chaîne; il peut également déclencher d'autres actions de sûreté telles que, par exemple, le démarrage du système d'injection de sécurité prévu pour assurer le refroidissement du cœur du réacteur en cas de brèche du circuit primaire.

Pour réaliser certaines de ces actions, le système de protection doit disposer d'une mesure du flux neutronique produit par le cœur du réacteur. La détermination en temps réel de ce flux à partir des informations délivrées par des détecteurs placés autour de la cuve nécessite des calculs très spécifiques, qui sont réalisés par un système dédié: le système de mesure de la puissance neutronique.

Ces deux systèmes de contrôle-commande sont classés au plus haut niveau de sûreté, c'est-à-dire que des exigences très fortes leur sont appliquées en termes de réalisation et d'exploitation, dès la conception.

Une rénovation motivée par l'obsolescence

Le système de protection et le système de mesure de la puissance neutronique utilisés depuis le démarrage des réacteurs de 1300 MWe ont été réalisés en technologie numérique avec des **calculateurs embarqués** spécifiquement conçus pour ces applications. Ces calculateurs étaient devenus obsolètes. De plus, leurs performances n'étaient pas suffisantes pour accueillir les fonctions supplémentaires qu'ils devront réaliser après le réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales de ces réacteurs.

Face à ces constats, EDF a décidé de rénover ces deux systèmes en procédant à leur remplacement. Le retour d'expérience très satisfaisant des calculateurs d'origine l'a amené pour cette rénovation à réutiliser la technologie numérique et à faire de nouveau appel au constructeur historique des calculateurs.

Cependant, une trentaine d'années se sont écoulées depuis la conception des calculateurs

d'origine. Ce délai, considérable en regard des évolutions rapides des technologies numériques, impliquait de redévelopper entièrement les matériels et les logiciels des deux systèmes.

Architecture et fiabilité des nouveaux matériels

Compte tenu de l'importance pour la sûreté des deux systèmes précités et de l'ampleur de la rénovation (environ cinquante calculateurs au total pour les deux systèmes), EDF a engagé des discussions techniques avec l'IRSN dès les premières phases du projet, en 2011. Lors de l'évaluation d'un système de contrôle-commande, les premières questions que l'IRSN soulève sont les suivantes: le système pourra-t-il réaliser les fonctions qui lui sont confiées même si l'un de ses composants est défaillant, si un incendie ou une inondation survient dans un local électrique où est implanté ce système, ou encore si une partie du système est indisponible pour cause de maintenance? Ces questions concernent l'architecture (ou la structure) du système. En choisissant une rénovation calculateur pour calculateur, EDF a conservé l'architecture de chacun des deux systèmes où chaque calculateur était répliqué en plusieurs exemplaires (jusqu'à quatre) effectuant les mêmes calculs mais situés dans des locaux différents. Les résultats obtenus par les différents exemplaires sont ensuite



Lors de l'évaluation d'un système de contrôle-commande, les premières questions que l'IRSN soulève sont les suivantes: le système pourra-t-il réaliser les fonctions qui lui sont confiées même si l'un de ses composants est défaillant, si un incendie ou une inondation survient dans un local électrique où est implanté ce système, ou encore si une partie du système est indisponible pour cause de maintenance?

Un **calculateur embarqué** est un ordinateur spécifiquement conçu pour traiter en temps réel des signaux électriques provenant de capteurs (de pression, de température...); en réponse, il émet d'autres signaux électriques destinés à provoquer l'affichage d'alarmes, à arrêter automatiquement le réacteur ou à commander l'alimentation électrique d'organes tels que des pompes ou des vannes. Un tel calculateur n'est pas destiné à interagir directement avec un opérateur humain, mais à entraîner la réalisation d'actions automatiques avec des contraintes de temps souvent inférieures à la seconde. Il ne comporte donc en général ni clavier ni écran.

consolidés selon un principe de vote rendant le système robuste à l'égard des aléas évoqués ci-dessus. L'évaluation de l'IRSN a donc consisté à vérifier que les principes puis la réalisation détaillée des nouveaux matériels ne remettaient pas en cause la robustesse de l'architecture d'origine.

En plus de la robustesse à ces aléas, la conception des réacteurs étudie également des cas très hypothétiques lors desquels le système de protection tout entier serait défaillant. Pour pouvoir faire face aux situations correspondantes, un autre système utilisant une autre technologie est mis en place. L'IRSN a vérifié que les composants utilisés pour les nouveaux calculateurs étaient également différents de ceux utilisés par ce système qui, lui, n'a pas été rénové. Au-delà de ces questions, l'IRSN a vérifié que chaque matériel remplacé respectait les exigences de fiabilité qui lui étaient assignées. À titre de point de repère, la fiabilité requise pour une carte électronique d'un **calculateur embarqué** (figure 4.1) réalisant des fonctions de sûreté est typiquement d'une défaillance pour onze années de fonctionnement quasi ininterrompu.

Logiciels des systèmes rénovés

Après l'évaluation des matériels, l'expertise de l'IRSN s'est intéressée à l'évaluation des aspects résultant de l'utilisation de technologies numériques, en vue de vérifier que les nouveaux logiciels des calculateurs rénovés ont bien été développés en mettant en œuvre les moyens nécessaires pour viser l'absence d'erreur.

Il s'agissait là de la question essentielle posée par le projet de rénovation en matière de sûreté. En effet, les logiciels sont d'une taille relativement importante (de l'ordre de quelques dizaines de milliers de lignes de code). De plus, les calculateurs redondants utilisent une copie intégrale du même logiciel et certaines parties de logiciel (par exemple celles qui réalisent les traitements liés à l'autosurveillance) sont même identiques dans tous les calculateurs remplacés. Un seul

défaut dans la logique programmée et c'est l'ensemble du système de protection qui pourrait se trouver incapable d'effectuer les actions de sûreté nécessaires dans certaines circonstances. Bien que, comme indiqué plus haut, des fonctions de secours par un autre système soient prévues pour faire face à une telle situation, tout doit être fait pour l'éviter.

Si chacun a pu se trouver confronté à des « bugs » de logiciel dans des usages courants, ce qui véhicule l'idée que les systèmes réalisés avec la technologie numérique sont trop complexes pour être exempts de défauts, il faut souligner le bon retour d'expérience des logiciels utilisés depuis plus de trente ans pour la sûreté des centrales nucléaires, comparable à celui des logiciels embarqués des avions de ligne. Dans les centrales nucléaires françaises, aucune action de sûreté nécessaire n'a été empêchée du fait d'une erreur dans le logiciel d'un système de protection.

Il est en fait possible de concevoir des logiciels de qualité suffisante, mais cela ne peut être réalisé qu'au prix de l'application de règles « drastiques » permettant d'en maîtriser la complexité. Ces règles très spécifiques, édictées dans des normes et des guides internationaux, ainsi que l'évaluation par l'IRSN de leur application dans le projet de rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1 300 MWe sont succinctement décrites ci-après.

En premier lieu, un tel logiciel doit fonctionner selon un principe dit de « déterminisme ». Ce principe impose que le logiciel effectue en boucle les opérations d'acquisition de données, de traitement de ces données et d'émission d'ordres, selon une séquence figée à la conception. Il impose également que chaque information utilisée par le logiciel soit toujours stockée au même emplacement dans la mémoire du calculateur. En restreignant considérablement les choix de conception pour l'écriture d'un logiciel, ce principe en rend la vérification plus facile. Dans le cas particulier du contrôle-commande des réacteurs de 1 300 MWe, l'IRSN s'est ainsi assuré du respect de

ce principe par un examen minutieux des documents de conception. D'autres règles relatives à la conception des logiciels ont également fait l'objet d'une vérification de leur application par l'IRSN ; elles concernent en particulier la mise en place de dispositions qui permettront à chaque système de « s'autosurveiller » et de se mettre, en cas d'anomalie, dans une position prédéfinie allant dans le sens de la sûreté.

En second lieu, un tel logiciel doit être élaboré selon un processus très strict, lui aussi codifié dans une norme internationale. Ce processus prévoit en particulier une succession d'étapes et impose que chacune soit terminée avant de pouvoir passer à la suivante. Il impose également qu'une vérification soit réalisée à l'issue de chaque étape par une équipe indépendante de celle qui a conçu le logiciel. Cette seconde équipe,



Figure 4.1
Armoire abritant un calculateur embarqué rénové



dite de « vérification et validation indépendante », vérifie la conception, définit différentes campagnes d'essais en justifiant leur capacité à détecter d'éventuels défauts, et effectue ces essais.

Si un défaut est détecté ou si une modification est effectuée, la norme impose de refaire systématiquement toute la partie pertinente du processus, ce qui implique de mettre à jour et de vérifier l'ensemble des documents correspondants.

Pour la rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1 300 MWe, l'IRSN s'est assuré que le processus de développement et les dizaines de documents que son application a produits ont effectivement respecté les contraintes mentionnées ci-dessus.

Il est de plus requis de réaliser différentes campagnes d'essais au cours desquelles chaque partie du logiciel, puis le logiciel complet d'un calculateur, puis l'ensemble des logiciels des calculateurs interconnectés, sont successivement testés. Ces campagnes, qui ont duré plusieurs mois, ont également fait l'objet d'une évaluation par l'IRSN. La partie la plus délicate de ce type d'évaluation a porté sur la vérification de la pertinence et du caractère suffisant des essais que le constructeur a choisi de réaliser; il convient en effet de tenir compte de critères techniques, de la nature des fonctions que le logiciel doit réaliser et du langage de programmation utilisé.

En complément des vérifications par tests et analyses manuelles, EDF a réalisé une vérification automatisée de l'ensemble des programmes des nouveaux calculateurs, en utilisant un outil logiciel d'analyse statique par « **interprétation abstraite** ». C'est la première fois que ce type d'outil est utilisé de manière aussi systématique et aussi complète dans le secteur nucléaire. Il a permis de prouver mathématiquement que le logiciel des nouveaux calculateurs est exempt de certains types de défauts difficiles à détecter par les tests (division par un nombre potentiellement nul, accès à des tableaux en dehors de leurs bornes, etc.) Cette preuve a complété les

autres moyens de vérification pour confirmer la qualité de la conception, dont l'objectif est l'absence de défaut.

Conclusion

La rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1 300 MWe est une entreprise de première importance, tant par le nombre des réacteurs concernés (vingt) que par la taille et les fonctions de sûreté des systèmes rénovés. Plusieurs facteurs ont permis que l'instruction de ce sujet par l'IRSN soit menée de façon suffisamment détaillée pour aboutir, en novembre 2014, à l'acceptation des deux systèmes rénovés :

- ▶ trente années d'expérience ont été accumulées en France dans le domaine des logiciels de sûreté par le constructeur des calculateurs, l'exploitant EDF et l'IRSN;
- ▶ l'instruction a démarré suffisamment tôt pour tenir compte de la complexité de la rénovation, de manière à en suivre chaque étape;
- ▶ le constructeur et l'exploitant ont visé à maîtriser la complexité des logiciels en réduisant leurs fonctions au strict nécessaire;
- ▶ l'ambition a été partagée de faire progresser l'état de l'art en mettant en œuvre des techniques de vérification innovantes, fondées sur des bases mathématiques solides, qui ont pu conforter la confiance accordée aux logiciels des systèmes rénovés.

L'IRSN a transmis un avis sur la rénovation du contrôle-commande des réacteurs de 1 300 MWe à l'ASN au mois de novembre 2014, ses conclusions ont été rendues publiques ([à lire ici](#)); la première mise en œuvre de la rénovation du contrôle commande est prévue en 2015 sur le réacteur n° 2 de la centrale de Paluel.

L'interprétation abstraite d'un programme informatique consiste à le représenter par une « abstraction », par exemple l'intervalle des valeurs que chaque variable peut prendre pour toutes les exécutions possibles du programme, et à « interpréter » les instructions du programme en conséquence: par exemple, si une instruction ajoute les variables a et b, qui sont à cet endroit du programme respectivement dans les intervalles [3, 5] et [-1, 1], la somme est à coup sûr dans l'intervalle [2, 6]. Si cette somme apparaît ensuite au dénominateur d'une division, on obtient ainsi une preuve de l'absence de division par 0 à cet endroit. Cette technique permet de démontrer, au sens mathématique, l'absence de certains défauts tels que division par zéro, racine carrée d'un nombre négatif ou accès à un élément de tableau en dehors de ses bornes.

Concevoir des algorithmes qui permettent une interprétation abstraite pertinente de programmes informatiques de taille industrielle est extrêmement difficile; ainsi, l'abstraction par intervalles mentionnée ci-dessus est souvent peu efficace: si une variable peut prendre uniquement les valeurs -2 et +2, elle est représentée par l'intervalle [-2, +2], de sorte que l'outil ne pourra pas prouver que diviser par cette variable est toujours possible, bien que ce le soit en réalité. L'abstraction réalise ainsi une « approximation sûre » de la réalité, en ce sens qu'elle peut éventuellement échouer à prouver une propriété vraie mais ne peut pas déclarer vraie une propriété fautive. Les vingt dernières années ont cependant été marquées, en particulier en France, par des innovations considérables qui ont abouti à la définition d'outils logiciels capables d'analyser des programmes informatiques de taille industrielle. Ces outils sont très utiles pour conforter la confiance accordée aux logiciels de sûreté. Les études propres de l'IRSN participent à la mise au point de tels outils dont il encourage l'utilisation.

<http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2014-00413-VD3-1300.aspx>

Risques induits par l'exploitation du terminal méthanier de Dunkerque sur la centrale nucléaire de Gravelines

Dunkerque LNG, filiale d'EDF, a construit un terminal méthanier dans l'emprise du port autonome de Dunkerque, à environ quatre kilomètres de la centrale nucléaire de Gravelines. Ce terminal méthanier modifiant sensiblement l'environnement proche de la centrale, EDF a réalisé une analyse des risques qui résulteront de l'exploitation de ce terminal pour la centrale nucléaire de Gravelines. À la demande de l'ASN, l'IRSN a examiné les documents transmis par EDF à ce sujet.

Un « méthanier » est un navire servant à transporter du gaz naturel liquéfié dans ses cuves. Le gaz naturel liquéfié est composé de méthane à plus de 90 %. Inodore et non toxique, il se présente sous la forme d'un liquide transparent, quand sa température est inférieure à -162 °C à la pression atmosphérique. Un méthanier comporte plusieurs cuves indépendantes, et sa cargaison peut atteindre un volume total de 267 000 m³.

Dans le cadre du développement de ses activités dans le secteur du gaz, Dunkerque LNG, filiale d'EDF, a construit un terminal méthanier (figure 4.2) à environ quatre kilomètres au nord-est de la centrale nucléaire de Gravelines. Ce terminal permettra l'accueil de navires méthaniers dans le port autonome de Dunkerque, avec un trafic pouvant aller jusqu'à 100 à 150 méthaniers par an.

À son arrivée au terminal, le méthanier est amarré au quai de déchargement. Des bras articulés sont raccordés aux cuves du navire et permettent de décharger sa cargaison de gaz naturel liquéfié (GNL). Le GNL est alors transféré par des canalisations dans trois réservoirs de stockage de 190 000 m³ chacun. Le gaz naturel est envoyé à

partir de ces réservoirs dans le réseau européen de distribution par des canalisations souterraines, après avoir été réchauffé dans une unité de regazéification (figure 4.3). La mise en service du terminal méthanier est prévue pour la fin de l'année 2015.

Environnement industriel de la centrale de Gravelines

Les activités industrielles à proximité des centrales nucléaires sont une source possible d'agressions externes pour celles-ci ; à ce titre, elles sont examinées dans le cadre de la démonstration de la sûreté de ces centrales. Dans l'environnement immédiat de la centrale de Gravelines (figure 4.4), se trouvent déjà les sept réservoirs de gazole des Appontements pétroliers des Flandres (APF), auxquels vont s'ajouter les trois réservoirs du terminal méthanier.

L'exploitation du terminal méthanier induira de nouveaux risques d'agressions externes dont EDF a évalué les conséquences possibles pour la sûreté de la centrale de Gravelines.

Deux familles de risques ont été distinguées, d'une part ceux associés au trafic maritime des méthaniers, d'autre part ceux associés à l'exploitation des installations terrestres du terminal. Dans les deux cas, le principal risque pour la centrale de Gravelines proviendrait du déversement, en mer ou auprès du terminal méthanier, de gaz naturel liquéfié et de son inflammation. Les phénomènes dangereux à envisager diffèrent selon que l'inflammation

a lieu immédiatement après le déversement ou de façon différée :

- ▶ si l'inflammation a lieu dès le déversement (inflammation dite « immédiate »), le phénomène à examiner est l'incendie d'une nappe de GNL ; un tel incendie produirait de forts dégagements de chaleur avec des effets thermiques qui pourraient atteindre la centrale par rayonnement ;

- ▶ si l'inflammation n'est pas immédiate (inflammation dite « différée »), le GNL pourrait se vaporiser au contact de l'eau ou du sol et former un mélange explosible avec l'air. Sous l'action de vents défavorables, le nuage ainsi formé pourrait dériver en direction de la centrale ; son explosion pourrait conduire à des effets thermiques de type « flash-fire » (explosion caractérisée par une courte durée, une température et une vitesse du front de flamme élevées) et des effets de pression. Les effets thermiques d'un « flash-fire » ne sont intenses qu'à proximité immédiate du nuage ; *a contrario*, les effets de pression peuvent se propager dans l'environnement et entraîner des surpressions significatives, à des distances relativement importantes.

Risques induits par le trafic maritime de méthaniers

Une collision en mer d'un méthanier avec un navire de taille importante ou un objet massif pourrait provoquer une brèche d'une cuve du méthanier et le déversement en mer de GNL.

Figure 4.2
Terminal méthanier de Dunkerque en cours de construction



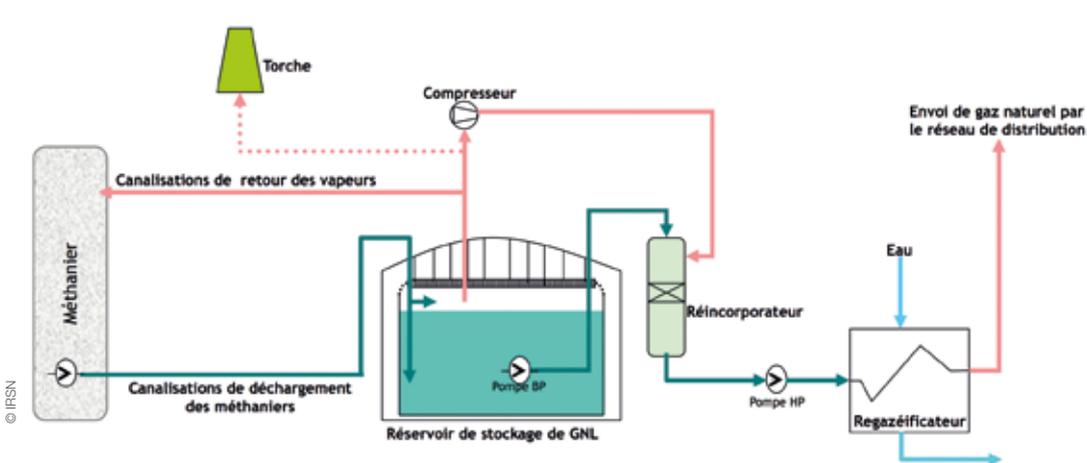


Figure 4.3
Schéma de principe du fonctionnement d'un terminal méthanier (stockage et regazéification)

Dans son analyse, EDF a déterminé que, en prenant en compte les marées, les fonds marins et les tirants d'eau des navires, un méthanier dérivant (après une collision par exemple) s'échouerait au plus près à 3 km du bâtiment du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines.

Pour le cas d'une **inflammation immédiate** du GNL, compte tenu de l'éloignement minimal indiqué ci-dessus entre la centrale et le méthanier, les modélisations faites par EDF indiquent que les effets thermiques du feu de nappe de GNL en mer qui pourrait en résulter ne seraient pas de nature à affecter significativement la sûreté de la centrale. Après analyse, l'IRSN a validé cette conclusion.

Pour le cas d'une **inflammation différée**, les modélisations réalisées tant par EDF que par l'IRSN indiquent que, pour des vents défavorables, une large partie voire la totalité du site de Gravelines pourrait être recouverte par le nuage formé. Toutefois, la concentration en gaz explosible du nuage décroissant au fur et à mesure de son déplacement (compte tenu de l'éloignement entre la centrale et la fuite), celle-ci ne dépasserait que d'une faible valeur la **limite inférieure d'explosivité (LIE)**. EDF a conclu pour sa part que la sûreté de la centrale nucléaire de Gravelines ne serait donc pas affectée. L'expertise menée par l'IRSN l'a néanmoins conduit à préconiser la mise en place de dispositions matérielles complémentaires pour faire face aux risques induits par le trafic maritime de méthaniers dans la mesure où :

➤ les effets thermiques de l'explosion pourraient endommager certains matériels implantés à l'extérieur des bâtiments, notamment les transformateurs de puissance et des équipements nécessaires au fonctionnement des groupes électrogènes de secours (alimentations électriques). Bien que la perte simultanée de l'ensemble des matériels et de ces équipements soit peu probable, une défaillance totale des alimentations électriques d'un ou de plusieurs réacteurs ne peut pas être exclue.

Si deux réacteurs jumelés étaient concernés, une telle défaillance serait susceptible de mettre en cause la réalisation des fonctions fondamentales de

sûreté que sont le refroidissement et le confinement des substances radioactives ;

➤ l'onde de surpression résultant de l'explosion pourrait endommager le réservoir du système de traitement et de refroidissement des piscines d'un réacteur (« bêche PTR »), dont l'eau est injectée dans le circuit primaire en cas de défaillance des alimentations électriques externes.

EDF s'est engagé à :

➤ réaliser, avant la mise en service du terminal méthanier, des modifications visant à renforcer la tenue aux flux thermiques des systèmes supports aux diesels situés sur les terrasses des bâtiments diesels ;



Figure 4.4
Localisation de la centrale de Gravelines, des réservoirs de gazole des Appontements pétroliers des Flandres et des réservoirs du terminal méthanier de Dunkerque



L'exploitation du terminal méthanier induira de nouveaux risques d'agressions externes dont EDF a évalué les conséquences possibles pour la sûreté de la centrale de Gravelines.



Une collision en mer d'un méthanier avec un navire de taille importante ou un objet massif pourrait provoquer une brèche d'une cuve du méthanier et le déversement en mer de GNL.

Les vapeurs de gaz naturel ne sont explosibles que lorsqu'elles sont mélangées à un comburant. Dans le cas présent, le comburant est l'oxygène de l'air. La limite inférieure d'explosivité (LIE) désigne la concentration minimale de gaz naturel, dans l'air, à partir de laquelle l'explosion du mélange est physiquement possible.

La centrale nucléaire de Gravelines comporte six réacteurs. Ces réacteurs sont regroupés deux par deux (réacteurs jumelés ou paire de réacteurs). Certains matériels nécessaires pour réaliser les fonctions fondamentales de sûreté en cas de défaillance totale des alimentations électriques sont communs à une paire de réacteurs et ne sont donc utilisables que pour un réacteur à la fois.



Une défaillance du confinement assuré par les équipements du terminal méthanier pourrait conduire à un déversement de GNL et à son inflammation.



La gestion de crise doit permettre de traiter une situation accidentelle qui affecterait le terminal méthanier puis, directement ou indirectement, la centrale.

Le plan d'urgence interne (PUI) est un plan établi par l'exploitant d'une installation présentant des risques en prévision d'une crise. Ce plan définit l'organisation interne à la centrale, ainsi que les moyens particuliers à mettre en place en cas de situation accidentelle affectant les installations.

► justifier la tenue mécanique de la bâche PTR soumise à une pression externe de 70 mbars générée par l'inflammation d'un nuage de vapeurs de GNL dans sa rétention. Ces éléments seront analysés par l'IRSN.

Risques induits par les installations terrestres du terminal méthanier

Les installations terrestres comportent les équipements de transfert du GNL depuis le méthanier à quai, les réservoirs fixes de stockage, ainsi que les équipements de regazéification et d'envoi du gaz naturel dans le réseau de distribution.

Une défaillance du confinement assuré par les équipements du terminal méthanier pourrait conduire à un déversement de GNL et à son inflammation.

Un scénario majorant de déversement de GNL à partir des installations portuaires est traité dans l'étude de dangers du terminal : il s'agit de l'arrachement simultané des quatre bras de déchargement d'un méthanier au cours d'une opération de transfert de GNL. Les évaluations réalisées par EDF l'ont amené à estimer que ce scénario n'entraînait pas de risque pour la centrale de Gravelines ; l'analyse de l'IRSN l'a conduit à avaliser cette conclusion.

Une défaillance du confinement assuré par les réservoirs de stockage pourrait résulter d'une agression externe. À cet égard, les niveaux d'aléas retenus pour la conception du terminal méthanier (neige, séisme, vents, grands chauds, foudre) sont enveloppes de ceux qui ont été retenus pour la conception de la centrale nucléaire de Gravelines. En revanche, le niveau d'aléa retenu pour la conception du terminal méthanier à l'égard des grands froids est légèrement inférieur à celui qui a été retenu pour la conception de la centrale nucléaire de Gravelines ; EDF a toutefois démontré l'absence de risque de défaillance du confinement assuré par les réservoirs de GNL dans le cas

des grands froids retenus pour la conception de la centrale. Pour l'IRSN, la conception des installations portuaires à l'égard des aléas évoqués est donc satisfaisante. Concernant les risques associés à une inondation, des essais réalisés par EDF ont montré que, pour des scénarios pessimistes, un soulèvement d'une tuyauterie cryogénique est possible. Pour EDF, la situation pourrait être maîtrisée par l'application des procédures incidentelles. Pour l'IRSN, en cas de soulèvement d'une tuyauterie cryogénique entraînant sa rupture, un réservoir de GNL pourrait se vidanger par siphonage et un nuage de GNL pourrait alors se former et dériver vers la centrale nucléaire ; les conséquences d'un tel scénario sont toutefois couvertes par celles du scénario d'accident maritime retenu par EDF.

EDF a enfin considéré que, pour le cas d'une chute d'avion ou de l'impact d'un projectile, la conception des installations du terminal méthanier devrait éviter le déversement de GNL contenu dans les réservoirs fixes. L'IRSN a pour sa part estimé que les évaluations réalisées par EDF ne permettraient pas de garantir le confinement en partie basse des réservoirs : les effets sur la centrale de la défaillance correspondante du confinement seraient les mêmes que ceux associés au trafic maritime : le nuage pourrait recouvrir une partie de la centrale à une concentration proche de la LIE.

Gestion de crise

La gestion de crise doit permettre de traiter une situation accidentelle qui affecterait le terminal méthanier puis, directement ou indirectement, la centrale.

La gestion de crise associée à une situation accidentelle qui se produirait dans le terminal méthanier et affecterait la centrale, directement ou indirectement, n'a pas été détaillée par EDF dans son **plan d'urgence interne (PUI)**. L'IRSN a estimé qu'EDF devrait compléter les dispositions de gestion des situations d'urgence prévues pour la centrale nucléaire de Gravelines, de façon à pouvoir faire face à

l'arrivée rapide d'un nuage de gaz naturel sur ce site.

Par ailleurs, l'IRSN a souligné qu'un accident qui affecterait le terminal méthanier (installations terrestres ou transports maritimes) pourrait également avoir des conséquences pour les installations des APF et entraîner une défaillance simultanée du confinement de l'ensemble des réservoirs d'hydrocarbures correspondants. Il en résulterait des flux thermiques qui pourraient rendre impossible tout déplacement de personnes au voisinage du bâtiment du site de Gravelines utilisé pour la gestion d'une crise. L'IRSN a donc estimé qu'EDF devrait tenir compte de cette possibilité pour la mise au point de ses dispositions de gestion de crise.

Conclusion

L'IRSN a constaté que la combinaison des effets thermiques et des effets de surpression de l'explosion d'un nuage dérivant de gaz pourrait, dans les cas pessimistes étudiés, entraîner une défaillance totale des alimentations électriques d'un ou de plusieurs réacteurs nucléaires, une défaillance de l'intégrité du réservoir du système de traitement et de refroidissement des piscines d'un ou de plusieurs réacteurs et des dégradations d'équipements indispensables au refroidissement des piscines d'entreposage du combustible irradié. L'institut a donc considéré que des dispositions matérielles complémentaires devraient être mises en place par EDF pour faire face aux risques associés à ces scénarios et qu'EDF devait compléter ses dispositions de gestion de situations d'urgence dans son plan d'urgence interne (pour en savoir plus sur la position de l'IRSN : [cliquer ici](#)). Dans la décision 2015-DC-0518 du 20 août 2015, l'ASN a prescrit à EDF de mettre en œuvre des dispositions pour faire face à ces risques et de compléter ses dispositions de gestion des situations d'urgence.



Arbitrages internes d'EDF relatifs aux déclarations d'événements survenus dans les centrales nucléaires du Val de Loire

Une mission importante de la filière indépendante de sûreté (FIS) d'EDF consiste à analyser les dysfonctionnements, les écarts et les incidents ayant trait à la sûreté d'exploitation d'une centrale nucléaire, de manière indépendante de la filière opérationnelle de sûreté (FOS) en charge de l'exploitation des installations. En cas de désaccord entre la FIS et la FOS sur l'analyse de ces événements, un arbitrage est rendu par la direction de la centrale nucléaire. L'IRSN a examiné les arbitrages rendus pour les centrales du Val de Loire concernant le traitement des écarts sous l'angle de leur déclaration à l'Autorité de sûreté nucléaire et a constaté que la qualité des analyses des FIS des sites du Val de Loire produites s'était améliorée significativement entre 2011 et 2013, mais qu'environ 20 % des arbitrages avaient été défavorables à la filière indépendante de sûreté, avec des justifications que l'IRSN estime insuffisantes.

Responsabilités en matière de sûreté

Le directeur d'un Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) exerce, pour le compte de l'exploitant nucléaire EDF, la responsabilité de la sûreté des installations nucléaires du CNPE. Par délégation du directeur du CNPE, le chef d'exploitation (CE) de l'équipe de quart, qui appartient à la filière opérationnelle de sûreté (FOS), est responsable de la conduite opérationnelle et de la sûreté des installations dont il a la charge pendant les périodes de quart. Dans ce cadre, le CE procède en temps réel à une évaluation de l'état de la sûreté du réacteur et demande, si nécessaire, la mise en œuvre d'actions correctives appropriées face aux événements envisagés en exploitation.

Si le chef d'exploitation de l'équipe de quart est responsable en temps réel de la conduite opérationnelle et de la sûreté de l'installation, un ingénieur de sûreté réalise quotidiennement, de manière indépendante, une évaluation de l'état de la sûreté de l'installation. Une « confrontation » des points de vue respectifs du chef d'exploitation et de l'ingénieur de sûreté est menée par le directeur de la centrale.

Par ailleurs, un ingénieur de sûreté (IS), appartenant à la filière indépendante de sûreté (FIS) du CNPE réalise quotidiennement, de manière indépendante de la FOS, une évaluation de l'état de la sûreté de l'installation. À l'issue de cette évaluation, une « confrontation » des points de vue respectifs du CE et de l'IS est réalisée et formalisée dans une fiche de synthèse.

En cas de désaccord entre le CE et l'IS quant à l'existence ou non d'un écart par rapport aux référentiels de sûreté en vigueur ou quant à son mode de traitement, incluant son aspect déclaratif à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), la direction du CNPE rend une décision d'arbitrage.

Contexte de l'analyse de l'IRSN

Dans le cadre d'une inspection de 2012 concernant la rigueur de l'exploitation, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a constaté que la FIS de la centrale nucléaire de Chinon B ne bénéficiait pas « d'une écoute et d'un appui suffisants de la mission sûreté qualité et de la direction, notamment au vu de la considération insuffisante accordée aux analyses et aux recommandations

La filière opérationnelle de sûreté (FOS)

est constituée par le service conduite et les services des différents métiers en charge de la maintenance des installations (électriciens, mécaniciens, automaticiens, robinetiers, chaudronniers...).



Si le chef d'exploitation de l'équipe de quart est responsable en temps réel de la conduite opérationnelle et de la sûreté de l'installation, un ingénieur de sûreté réalise quotidiennement, de manière indépendante, une évaluation de l'état de la sûreté de l'installation. Une « confrontation » des points de vue respectifs du chef d'exploitation et de l'ingénieur de sûreté est menée par le directeur de la centrale.

Équipe de quart

La surveillance et le pilotage d'un réacteur sont assurés par le service « conduite » du CNPE. Sur une journée, ces missions sont assurées successivement par trois équipes de quart, composées chacune d'un chef d'exploitation (assurant une surveillance de la réalisation des activités de conduite), d'un chef d'exploitation délégué (assurant le pilotage des activités de conduite en temps réel), d'un opérateur « réacteur » (assurant la conduite du circuit primaire et des systèmes associés), d'un opérateur « eau-vapeur » (assurant la conduite des circuits secondaires et des systèmes associés) et d'agents de terrain en charge des manœuvres en local nécessaires à l'exploitation de l'installation.

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

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

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

Modes de traitement des écarts

L'arrêté du 7 février 2012 qui fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires de base stipule que chaque écart détecté sur une installation doit faire l'objet d'un traitement par l'exploitant de l'installation.

Dans ce cadre, EDF doit déterminer si un écart est un événement significatif pour la sûreté (ESS) selon des critères fixés par l'ASN.

Les ESS doivent faire l'objet d'une déclaration à l'ASN ; c'est ce que l'on appelle dans le texte « l'aspect déclaratif ».

Les événements qui ne sont pas des ESS font uniquement l'objet d'un traitement interne à EDF (diffusion d'un constat, rédaction d'une analyse interne d'événement...).

de cette filière dans les instances décisionnelles du site ». À la suite de ce constat, l'ASN a mené des inspections concernant l'écoute des avis de la FIS dans les autres centrales nucléaires du Val de Loire (Belleville-sur-Loire, Dampierre-en-Burly et Saint-Laurent-des-Eaux B). Ces inspections ont montré que l'écoute des avis des FIS de ces CNPE par leurs directions était parfaite.

Aussi, au début de l'année 2014, l'ASN a demandé un avis à l'IRSN sur les arbitrages rendus par la direction de chacun des CNPE du Val de Loire, notamment lorsqu'un désaccord était apparu entre la FIS et la FOS sur l'aspect déclaratif des événements significatifs pour la sûreté (ESS).

Contour de l'analyse de l'IRSN

Sur la base du guide de l'ASN définissant les critères de déclaration des ESS, l'IRSN a examiné les écarts qui avaient fait l'objet d'un arbitrage par les directions des centrales nucléaires du Val de Loire au cours de la période allant de 2011 à 2014. Au total, l'IRSN a examiné 198 arbitrages rendus par les directions des centrales de Chinon B, Belleville-sur-Loire, Dampierre-en-Burly et Saint-Laurent-des-Eaux B.

Environ 20 % des arbitrages ont été défavorables à la filière indépendante de sûreté, avec des justifications que l'IRSN a estimé insuffisantes.

Les graphes ci-dessous (figure 4.5) récapitulent en pourcentages pour chaque site du Val de Loire :

- les écarts qui ont fait l'objet d'une déclaration d'ESS sans que le recours à un arbitrage ait été nécessaire (*en bleu*) ;
- les arbitrages, favorables ou défavorables à la FIS, que l'IRSN n'a pas considéré suffisamment justifiés (*en jaune*) ;
- les arbitrages, favorables ou défavorables à la FIS, que l'IRSN a considéré acceptables (*en vert*).

Conclusion de l'analyse de l'IRSN

L'exploitant a transmis à l'ASN une note donnant le bilan du fonctionnement de la FIS et présentant son plan d'actions. Les écarts analysés par les CNPE du Val de Loire ont fait l'objet d'un consensus entre FIS et FOS quant à leur déclaration à l'ASN dans plus de la moitié des cas. Pour les cas ayant fait l'objet d'un désaccord entre la FIS et la FOS, l'IRSN a estimé que, pour la moitié d'entre eux, les arbitrages rendus par la direction du CNPE concerné étaient corrects. Dans les

autres cas, la direction du CNPE s'est prononcée quasi systématiquement en faveur de la position de la FOS. L'IRSN a de plus estimé que, souvent, les décisions correspondantes de la direction du CNPE n'étaient pas suffisamment étayées. Sur ce point, EDF a indiqué à l'ASN que des actions seraient prochainement mises en place pour renforcer les compétences des directions de CNPE dans leur mission d'arbitrage.

Exemple d'un arbitrage examiné par l'IRSN

À titre d'exemple, un des arbitrages examinés concernant l'endommagement du câble d'un capteur de température d'une pompe de charge du circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) d'un réacteur alors qu'il était en production. Cet événement, dont la cause est une mauvaise exécution d'une intervention d'ouverture d'une trémie électrique, a conduit à un isolement intempestif de la ligne de décharge du circuit primaire à sept reprises. La FIS a conclu à la nécessité de déclarer un ESS selon le critère 3 du guide de l'ASN compte tenu du nombre élevé des fermetures intempestives et des remises en service de la ligne de décharge sans identification des causes du dysfonctionnement, de

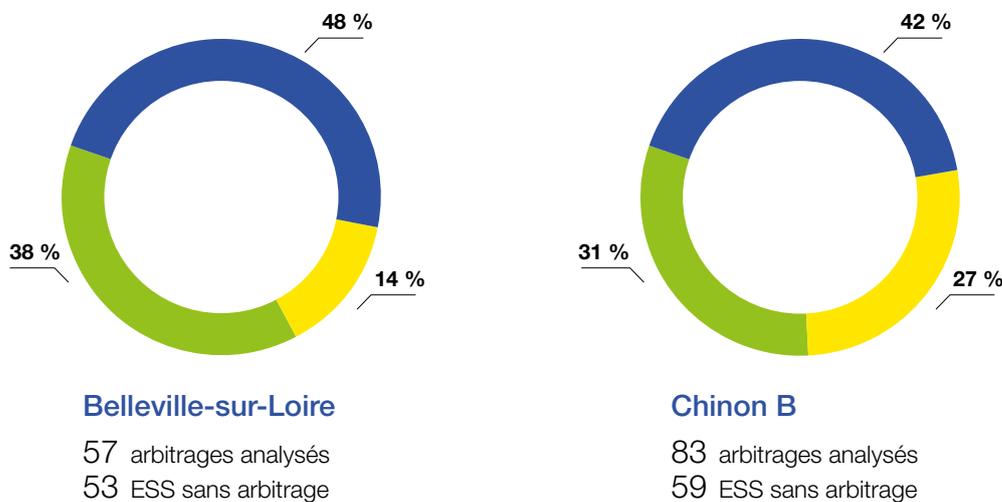


Figure 4.5: Récapitulatif des arbitrages pour chaque site du Val de Loire

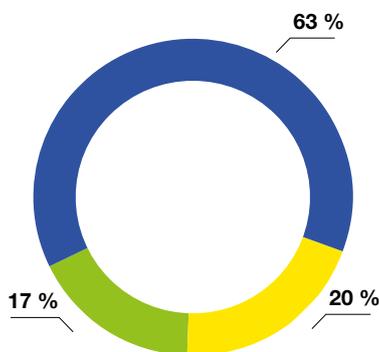


la non-application de la conduite à tenir définie dans le référentiel d'EDF et du non-respect des procédures de contrôle après l'ouverture d'une trémie électrique. Sur la base de ces arguments, l'IRSN estime que la déclaration d'un ESS était effectivement appropriée. Toutefois, cette position n'a pas été celle de la direction de la centrale qui a considéré que, malgré les isollements intempestifs, la ligne de décharge avait toujours été disponible. L'IRSN ne partage pas cette position.

Par ailleurs, l'IRSN a constaté que, au cours de la période examinée, la qualité des analyses réalisées par les FIS des centrales nucléaires du Val de Loire s'était améliorée. Toutefois, faute d'une valorisation suffisante de ces analyses par les directions des CNPE concernés, EDF n'a pas, du point de vue de l'IRSN, profité pleinement de cette amélioration en termes de retour d'expérience, notamment par la définition d'actions correctives permettant d'éviter l'occurrence dans d'autres CNPE d'écarts similaires à ceux survenus dans ce CNPE. Dans le but de compléter son appréciation, l'IRSN a prévu de procéder à l'examen des arbitrages rendus par les directions des CNPE de la Vallée du Rhône dans le cadre de la préparation d'inspections de l'ASN.

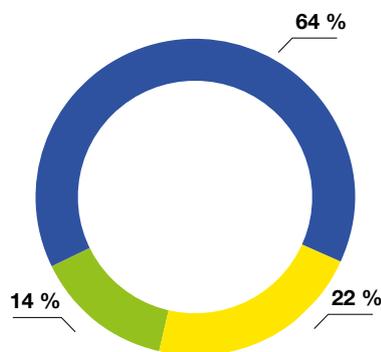


Environ 20 % des arbitrages ont été défavorables à la filière indépendante de sûreté, avec des justifications que l'IRSN a estimé insuffisantes.



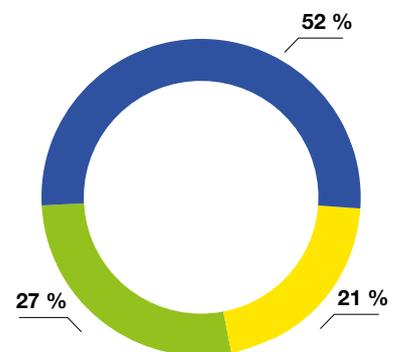
Dampierre-en-Burly

37 arbitrages analysés
64 ESS sans arbitrage



Saint-Laurent-des-Eaux B

21 arbitrages analysés
38 ESS sans arbitrage



Cumul Val de Loire

198 arbitrages analysés
214 ESS sans arbitrage

Glossaire

A

AAR

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

Accident ou incident

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

Activité

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

AMR

Arrêt manuel du réacteur ; l'arrêt du réacteur est obtenu par action manuelle

Analyse de sûreté

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

APF

Appontements pétroliers des Flandres

ARE

Circuit d'alimentation en eau normal des générateurs de vapeur

ASG

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

ASN

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

Assemblage combustible

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

B

Bâche (ou réservoir) PTR

Réservoir d'alimentation en eau borée du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible

BAN

Bâtiment des auxiliaires nucléaires

BAS

Bâtiment des auxiliaires de sauvegarde

BK

Bâtiment du combustible

Becquerel (Bq)

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

BL

Bâtiment des locaux électriques

BR

Bâtiment du réacteur

C

CE

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

CNPE

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

Combustible nucléaire

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

Combustible usé

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

Confinement

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

Confinement dynamique

Maintien du sens et de la vitesse des écoulements d'air vers les zones dont le niveau de contamination est le plus élevé

Confinement statique

Il est constitué d'obstacles matérialisés par exemple par les parois d'un local dont l'étanchéité est garantie

Contamination

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

Cycle du combustible

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

D

Débit de dose

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

Débit d'équivalent de dose (Ded)

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

E

EAS

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

Echelle INES (International nuclear event scale)

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

EDF

Électricité de France

EIS

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

EP

Essai périodique

EPR

European pressurized water reactor (réacteur de 1650 MWe) ; un réacteur de ce type est actuellement en construction à Flamanville

ES

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

ESE

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

ESR

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

ESS

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

EVEREST

Évoluer VERs une Entrée Sans Tenue universelle ; démarche s'inscrivant dans la stratégie d'EDF de reconquête de la propreté radiologique de ses installations

Exploitant

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

Exposition

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

F**FIS**

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

Fission

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

FOS

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

G**GNL**

Gaz naturel liquéfié

Gray (Gy)

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

GV

Générateur de vapeur

I**INB**

Installation nucléaire de base ; les REP sont des INB

Irradiation

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

IRSN

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire

IS

Ingénieur de sûreté, chargé de réaliser quotidiennement une évaluation de la sûreté du réacteur

de manière indépendante de la filière opérationnelle de sûreté (FOS) ; il appartient à la filière indépendante de sûreté (FIS)

L**LIE**

Limite inférieure d'explosivité

Lignage d'un circuit

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

M**Maintenance**

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

Maintenance curative ou corrective

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

Maintenance préventive :

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

MWe

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

P**Palier 1300**

Regroupe 20 réacteurs de 1300 MWe mis en service entre 1984 et 1993 (8 « du train P4 » : 4 à Paluel, 2 à Saint-Alban et 2 à Flamanville ; 12 « du train P'4 » : 2 à Belleville-sur-Loire, 4 à Cattenom, 2 à Golfech, 2 à Nogent-sur-Seine et 2 à Penly)

Palier CP0

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

Glossaire

Palier CPY

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

Palier N4

Regroupe 4 réacteurs de 1450 MWe mis en service entre 2000 et 2002 (2 à Chooz et 2 à Civaux)

PPI

Plan particulier d'intervention, qui concerne l'intervention des pouvoirs publics pour protéger des populations, en cas de situation d'urgence radiologique à l'extérieur du site lors d'une gestion de crise

PTR

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

PUI

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

R

Rayonnements ionisants :

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

RCP

Circuit primaire du réacteur

RCV

Circuit de contrôle chimique et volumétrique

REP

Réacteur à eau sous pression

Repli d'un réacteur

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

REX

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

RGE

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

RIS

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

RPR

Système de protection du réacteur

RRA

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

RRI

Circuit de refroidissement intermédiaire de l'îlot nucléaire

S

SdC

Salle de commande

SEC

Circuit d'eau brute secours

Sievert (Sv)

Unité qui permet d'estimer les effets biologiques produits par les rayonnements sur un organisme exposé (selon sa nature et les organes exposés). Cette unité étant très grande, il est courant d'utiliser un sous-multiple du Sv, le millisievert (mSv) = 10^{-3} Sv ou 1 millième de Sv. De même, le débit d'équivalent de dose s'exprime en millisievert par heure (mSv/h).
Le Sv a remplacé le rem ;
1 Sv = 100 rems

STE

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

T

Turbine BP

Corps à basse pression de la turbine

Turbine HP

Corps à haute pression de la turbine

V

VDn

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

Z

ZC

Zone contrôlée (en radioprotection)

ZO

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

ZR

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

POUR TOUT RENSEIGNEMENT :

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

Téléphone : 01 58 35 78 44

Télécopie : 01 58 35 79 73

Mail : irsn_rapports_mission_psn@irsn.fr

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

www.irsn.fr/parc-2014

N° de rapport : IRSN/DG/2015-00003

Tous droits réservés IRSN

Novembre 2015

Conception graphique :

www.grouperougevif.fr - ROUGE VIF

Impression :

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

PHOTO DE COUVERTURE
**Vue des aéroréfrigérants de
la centrale de Cattenom**

© IRSN

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Siège social :

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

Téléphone :

+33 (0)1 58 35 88 88

Courrier :

BP 17 - 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

Site Internet :

www.irsn.fr

 @IRSNFrance, @suretenucleaire