

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Faire avancer la sûreté nucléaire

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2012

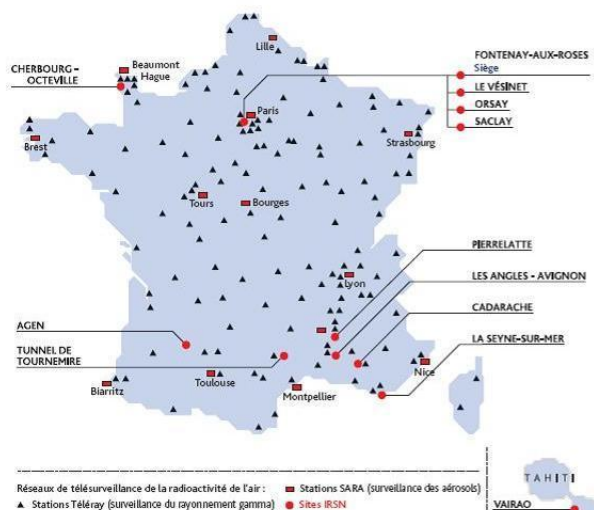
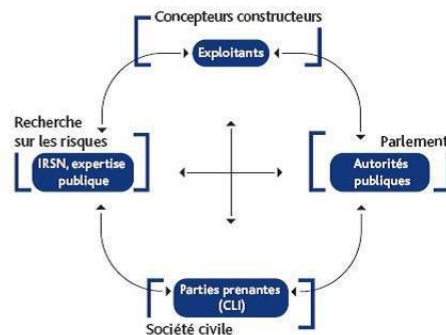
RAPPORT IRSN/DG/2013-00005

Faire avancer la sécurité nucléaire en France et dans le monde

L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) créé par la loi 2001-398 du 9 mai 2001 est l'expert public national en matière de risques nucléaires et radiologiques. L'IRSN contribue à la mise en œuvre des politiques publiques relatives à la sûreté et la sécurité nucléaires, la protection de la santé et de l'environnement contre les effets des rayonnements ionisants. Organisme de recherche et d'évaluation, l'IRSN agit en concertation avec toutes les parties concernées par ces politiques tout en préservant son indépendance de jugement.

ORGANISME FRANÇAIS DE SÛRETÉ, SÉCURITÉ ET RADIOPROTECTION NUCLÉAIRES

- **Les exploitants** sont responsables de la sûreté de leurs installations. Ils doivent démontrer la pertinence des solutions techniques et organisationnelles retenues à cet effet (dossiers de sûreté et études d'impact des rejets).
- **Les pouvoirs publics** (les ministères, l'Autorité de sûreté nucléaire – ASN, le Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant la Défense – DSND) définissent les politiques de sûreté, de sécurité et de radioprotection nucléaires. Ils organisent et mettent en œuvre des contrôles conformément à la loi 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sûreté en matière nucléaire.
- **L'IRSN** évalue les dossiers soumis par les exploitants et fournit ses avis et recommandations aux différentes autorités compétentes. Il analyse en permanence les retours d'expérience concernant l'exploitation des installations. Il évalue l'exposition de l'homme et de l'environnement aux rayonnements et propose des mesures pour protéger la population dans l'hypothèse d'un accident. La sûreté nucléaire étant essentiellement basée sur la science, l'IRSN renforce constamment son expertise par des activités de recherche, habituellement dans un cadre international.
- **Les Comités locaux d'information (CLI) et le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sûreté nucléaire (HCTISN)** réunissent les acteurs sociétaux concernés par les installations nucléaires. Ils constituent des organes privilégiés pour l'accès à l'information en matière de sûreté, de sécurité, de santé publique et de protection de l'environnement.



DOMAINES DE COMPÉTENCE ESSENTIELS DE L'IRSN – R&D ET EXPERTISE OPÉRATIONNELLE

- Sûreté et sécurité nucléaire
 - Réacteurs
 - Cycle du combustible
 - Gestion des déchets
 - Transports des matières radioactives
 - Sources radioactives
- Radioprotection des personnes (y compris les patients) et de l'environnement
- Gestion des urgences nucléaires et radiologiques et capacité d'intervention opérationnelle
- Formation et éducation
- Gestion de l'information et interaction avec les parties prenantes et le public

Chiffres clés de l'IRSN
 1 786 personnes
 1 200 chercheurs et experts
 321 M€ (budget 2010)

~ AVANT-PROPOS ~



Jacques REPUSSARD
Directeur Général de l'IRSN

L'analyse réalisée sur la base des informations transmises par EDF à l'ASN et l'IRSN notamment après chaque événement, même mineur, permet de faire avancer la sûreté, d'une part à partir de l'examen des enseignements à tirer des événements les plus significatifs, d'autre part à partir de l'observation de tendances qui contribuent à orienter les études et recherches menées par l'Institut.

L'IRSN consacre des ressources importantes pour réaliser une veille technique permanente de l'état de la sûreté du parc des 58 réacteurs électronucléaires français.

Avec environ une année de recul, nécessaire à la consolidation des informations, l'IRSN rend public une nouvelle fois son rapport annuel de synthèse sur cette activité de veille, donnant de manière indépendante son point de vue sur l'ensemble des avancées et difficultés rencontrées pendant l'année 2012 en matière de sûreté et de radioprotection sur le parc électronucléaire français.

L'année 2012 a connu une augmentation notable du nombre total d'événements significatifs, dont la grande majorité n'a eu toutefois qu'un faible impact sur la sûreté des installations. L'IRSN relève cependant que la mobilisation toujours plus importante de l'ensemble des équipes d'EDF dans la détection des écarts n'est pas étrangère à cette augmentation et participe au maintien d'un haut niveau de sûreté du parc électronucléaire français dans un contexte de renouvellement rapide des générations d'ingénieurs et techniciens d'exploitation et de maintenance.

L'IRSN s'est attaché, dans ce rapport, à présenter son analyse de quelques événements qu'il a jugés les plus marquants, et d'anomalies dont certaines sont dites « génériques », c'est-à-dire communes à plusieurs réacteurs de même puissance voire à plusieurs paliers de puissance.

Les réacteurs électronucléaires français font régulièrement l'objet de modifications dans un objectif d'amélioration de la sûreté, notamment dans le cadre des réexamens de sûreté, réalisés tous les dix ans, qui se traduisent par de nouvelles exigences de sûreté et des modifications associées. L'accident survenu en mars 2011 à la centrale japonaise de Fukushima Daiichi a conduit à se réinterroger sur la robustesse des installations nucléaires françaises et des organisations pour des situations extrêmes, très improbables mais plausibles, non prises en compte dans le dimensionnement de ces installations. Dans ce contexte, l'IRSN présente les résultats de son analyse en 2012 des dispositions matérielles et organisationnelles (« noyau dur ») proposées par EDF.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport et reste à l'écoute de vos réactions dans un souci d'amélioration continue des rapports ultérieurs.

SOMMAIRE

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	6
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION	8
La sûreté de l'exploitation en 2012 : les tendances	9
La radioprotection en exploitation : les tendances	17
ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES	22
Présence de corps migrants dans les circuits	24
Dégrada-tions de vis de fixation des pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe	29
Absence de casse-siphon dans les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles irradiés	33
Faiblesse dans les moyens de surveillance des cœurs des réacteurs	36
Départs de feu dans le local d'un groupe motopompe primaire à Penly 2	39
Déversement d'eau du circuit primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4	45
Défauts découverts dans les parois des cuves des réacteurs belges de Doel 3 et Tihange 2	49
ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....	54
Renforcement des installations nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima	56
Renforcement des radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim	60
Guide sur la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes.....	64
Protection des centrales nucléaires en cas de températures extrêmes.....	67
Traitement des écarts de conformité	71
Contribution des hommes et des organisations à la fiabilité des matériels	78

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

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

Le présent rapport expose le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc national électronucléaire en exploitation d'EDF au cours de l'année 2012. Comme ceux des années précédentes, ce rapport, composé de trois chapitres, ne vise pas à l'exhaustivité mais plutôt à mettre en relief les points jugés significatifs par l'IRSN pour la sûreté et la radioprotection en 2012.

Dans le premier chapitre, l'IRSN expose les principales tendances qui se dégagent de son examen global de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation pour l'année 2012. Le second chapitre présente certains événements, incidents ou anomalies survenus en 2012, parmi ceux considérés comme marquants par l'IRSN. Enfin, le troisième chapitre, intitulé « évolutions significatives », est consacré à des sujets dont l'intérêt pour la sûreté a nécessité des études et des évaluations approfondies de l'IRSN ; il peut s'agir de modifications ou d'aménagements importants dans la conception ou l'exploitation des centrales, destinés à répondre à des questions de sûreté, mais parfois aussi à des préoccupations d'ordre économique.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués et doivent rester une priorité ; l'exploitant, qui conserve en tout état de cause la responsabilité de la sûreté de ses installations, doit chercher à toujours progresser. Pour l'IRSN, cette démarche permanente passe tout d'abord par l'examen attentif et la prise en compte du retour d'expérience national et international, ainsi que des connaissances scientifiques nouvelles issues de la recherche.

L'IRSN note qu'aucun incident susceptible d'affecter de manière significative la sûreté d'une installation, son environnement ou la population, n'est survenu en 2012 sur le parc de réacteurs d'EDF. Mais une hausse du nombre total d'événements significatifs pour la sûreté a été constatée en 2012. Une des spécificités de l'année 2012 est la part croissante des événements déclarés à la suite de la détection d'un écart de conformité générique à plusieurs types de réacteurs ; cette augmentation s'explique notamment par la mise en œuvre par EDF d'un processus de détection et de traitement des écarts de conformité - présenté dans le troisième chapitre de ce rapport - qui a fait émerger, en 2012, des écarts présents depuis plusieurs années dans les installations, mais non décelés jusqu'à présent. Il est par ailleurs intéressant de constater que la disparité du nombre d'ESS déclarés par centrale nucléaire se réduit progressivement entre 2009 et 2012.

L'évolution du nombre d'événements liés aux essais périodiques continue à rester stable depuis 2011, alors que l'on observe depuis plusieurs années une hausse continue des actions inappropriées sur des matériels au cours d'activités de maintenance ou de modifications matérielles (308 ESS en 2011, 395 en 2012), dans un contexte de renouvellement massif du personnel ; dans la mesure où la majorité des activités de maintenance est sous-traitée, EDF a engagé en 2012 une refonte de son processus de surveillance des activités confiées à des entreprises extérieures, dont la déclinaison opérationnelle sera réalisée fin 2013 sur les différents sites.

En matière de radioprotection, l'IRSN note que la majorité des travailleurs exposés a cumulé, sur 12 mois glissants, une dose efficace inférieure à la limite de dose fixée pour les personnes du public (1 mSv). Aucun travailleur exposé n'a reçu une dose individuelle comprise entre 16 et 20 mSv (limite réglementaire) sur 12 mois glissants (contre 2 personnes en 2011, 3 en 2010 et 10 en 2009). Cela pourrait être un effet bénéfique de l'abaissement du seuil de pré-alerte sur la dose individuelle de 16 à 14 mSv, mais cette hypothèse est à confirmer

sur l'année 2013. Il faut noter une légère diminution de la dose collective reçue par les travailleurs qui se rapproche de celle de 2010 (0,67 H.Sv/réacteur en 2012 contre 0,71 H.Sv/réacteur en 2011 et 0,62 H.Sv/réacteur en 2010). Par ailleurs, le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs déclarés pour le parc des réacteurs d'EDF est en augmentation en 2012. Cette augmentation concerne principalement des événements liés à des tirs gammagraphiques, à des non-respects de port du dosimètre ou à des dépassements de la date d'échéance du contrôle périodique d'appareils mobiles de radioprotection ; des progrès restent donc à réaliser dans ces domaines. Par contre, le nombre d'événements liés à un défaut d'analyse des risques lors de la préparation d'une intervention reste stable depuis 2010.

Une anomalie peut concerner un matériel, mais aussi la surveillance du réacteur. Du fait de la standardisation des réacteurs du parc EDF, de telles anomalies peuvent affecter l'ensemble des réacteurs d'un même palier de puissance, voire l'ensemble des réacteurs du parc. Certaines de ces anomalies dégradent ou sont susceptibles de dégrader significativement la sûreté d'un réacteur. Elles font alors l'objet d'analyses et d'un suivi par l'IRSN. Quelques-unes de ces anomalies, jugées particulièrement significatives par l'IRSN, sont présentées dans le second chapitre du rapport. Par ailleurs, la présence de corps migrants dans les matériels a été observée à plusieurs reprises en 2012 et fait l'objet d'une analyse présentée dans ce rapport.

Les réacteurs nucléaires français font également l'objet de modifications tout au long de leur exploitation, en particulier dans l'objectif d'une amélioration continue de la sûreté. Ces modifications résultent pour la plupart d'études menées dans le cadre des réexamens de la sûreté des réacteurs, réalisés tous les dix ans, conduisant à définir de nouvelles exigences de sûreté et à implanter les modifications associées. C'est aussi le cas pour certains sujets dont l'étude, menée en parallèle des réexamens de sûreté, conduit à des évolutions, comme par exemple le nouveau guide de protection des installations nucléaires de base contre les inondations d'origine externe dont l'élaboration se situe dans la continuité des actions menées à la suite de la tempête qui a traversé la France fin 1999, entraînant l'inondation partielle du site du Blayais, ou le dossier « grands chauds », qui tire les enseignements de la période caniculaire de 2003. Cette démarche a démontré toute sa pertinence lors de la définition des dispositions de protection des installations permettant de faire face à des agressions naturelles de niveau supérieur à ceux retenus à la conception (« noyau dur ») dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de FUKUSHIMA. Ces sujets ont fait l'objet en 2012 d'un examen détaillé par l'IRSN.

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION



La manière d'exploiter un réacteur est 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 lors de l'exploitation des réacteurs du parc d'EDF, repose sur l'analyse d'une multitude de données issues du suivi permanent de l'exploitation de ces réacteurs. Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, mais aussi les installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. Pour obtenir une vision globale de la sûreté et de la radioprotection de l'exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment des indicateurs ([voir le rapport public IRSN 2007, page 10](#)). Ceux-ci contribuent à l'appréciation, par réacteur, mais aussi globalement pour le parc, des tendances et éventuelles dérives dans la sûreté et la radioprotection. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2012 en matière de sûreté et de radioprotection.

La sûreté de l'exploitation en 2012 : les tendances

En 2012, si l'on constate une augmentation du nombre d'événements significatifs pour la sûreté (+ 13 % environ) par rapport à 2011, leur grande majorité n'a eu qu'un faible impact réel sur la sûreté des installations et a fait l'objet d'un traitement adapté. La mobilisation toujours plus importante de l'ensemble des équipes d'EDF, que ce soit sur le terrain ou à l'échelle nationale, dans la détection des écarts n'est pas étrangère à l'augmentation constatée.

Il faut en particulier souligner le nombre croissant d'événements significatifs pour la sûreté liés à la conduite des transitoires d'exploitation (en moyenne environ 0,8 par réacteur en 2011 et 1 par réacteur en 2012), même si une baisse du nombre de dépassements incontrôlés des limites des paramètres physiques de l'installation est observée. Ce constat, associé à celui d'un nombre croissant des actions inappropriées réalisées au cours des interventions de maintenance met en évidence la difficulté pour EDF de maintenir au meilleur niveau les compétences techniques nécessaires à la réalisation des actions et à leur contrôle dans un contexte de renouvellement massif du personnel.

Les événements significatifs pour la sûreté

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, quarante-huit heures au plus tard après leur détection. Les événements dits « significatifs pour la sûreté » (ESS) concernent les événements pouvant conduire à des conséquences notables pour la sûreté des installations. Les événements dits « significatifs pour la radioprotection » (ESR) concernent les événements susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants. Les événements significatifs pour l'environnement (ESE) et pour les transports (EST) ne sont pas traités dans le présent rapport.

L'analyse des événements significatifs entre dans le processus général d'examen du retour d'expérience de l'exploitation des centrales nucléaires. En effet, un événement, une fois détecté, fait l'objet d'une analyse détaillée par l'exploitant, menant à la définition puis à la mise en œuvre de mesures afin d'éviter son renouvellement. La déclaration des événements significatifs répond à un souci de transparence mais permet également un partage du retour d'expérience entre les différents acteurs du nucléaire. Ainsi, les événements significatifs font l'objet d'un examen par l'IRSN afin d'en tirer des enseignements à l'échelle nationale, voire internationale.

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

L'année 2012 a été marquée par une hausse du nombre d'ESS déclarés par les exploitants des centrales nucléaires françaises : ainsi, en moyenne, près de 13 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2012, valeur comparable à celle de 2009, contre 11 en 2010 et 2011. La hausse est d'environ 40 % pour les événements de niveau 1 et d'environ 10 % pour les événements de niveau 0. Les paragraphes suivants présentent les principaux facteurs susceptibles d'être à l'origine de cette augmentation. En 2012, sur l'ensemble du parc en exploitation, 103 ESS ont été déclarés en niveau 1 et un seul ESS a été reclassé en niveau 2 par l'ASN.

Cet événement correspond au constat de l'absence d'un orifice « casse-siphon » sur les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles de deux réacteurs de Cattenom et fait l'objet d'une présentation détaillée par l'IRSN dans le présent rapport (voir page 33 de ce rapport).

Il est intéressant de noter que la disparité des nombres d'ESS par réacteur déclarés par chaque centrale nucléaire se réduit progressivement entre 2009 et 2012 : la centrale nucléaire de Civaux, qui est la plus récente du parc, se détache toutefois avec 18 ESS déclarés pour chacun de ses deux réacteurs en 2012, tendance déjà observée depuis 2009. Ce constat a notamment motivé le choix de la centrale de Civaux par l'ASN pour y mener, en 2013, une inspection de grande envergure avec l'appui technique de l'IRSN sur le thème « rigueur d'exploitation ».

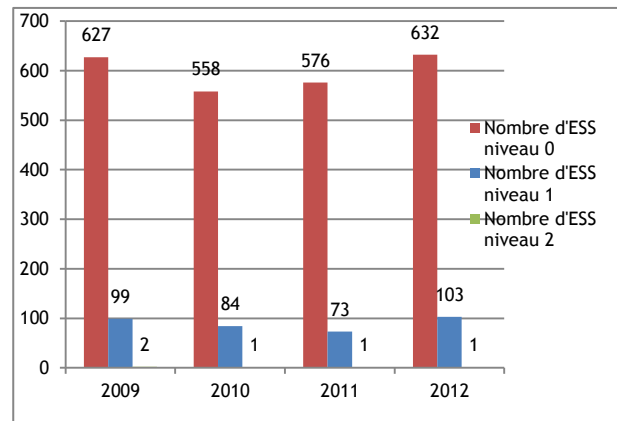


Figure 1 : Évolution du nombre d'ESS déclarés entre 2009 et 2012 (comptabilisés depuis 2012 à partir de la date de réception de la déclaration)

↳ L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires, selon 7 niveaux. Les événements classés au niveau 0 sont qualifiés d'écarts.

↳ Le nombre d'ESS : quel sens donner à cet indicateur ?

Pour l'IRSN, le nombre d'ESS ne constitue pas 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 » qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Ces ESS 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 des installations et de leur exploitation.

A contrario, les exploitants des centrales nucléaires de Penly et de Saint-Laurent B ont déclaré le nombre le plus faible d'ESS en 2012 (en moyenne 7,5 ESS par réacteur), ce qui constitue une baisse importante par rapport à 2011.

↳ Un écart de conformité est un écart au référentiel de conception qui justifie le niveau de sûreté des installations.

Une des spécificités de l'année 2012 est la part des ESS déclarés qui font suite à la détection d'un écart de conformité : ces ESS représentent 13 % des ESS en 2012, contre 7 % en 2011. Il s'agit, pour une grande part, d'ESS dits « génériques », dans la mesure où plusieurs réacteurs sont affectés par une anomalie de même origine. Cette augmentation s'explique notamment par la mise en œuvre récente de mesures renforçant le processus de détection et de traitement des écarts de conformité, présenté par l'IRSN dans le présent rapport (voir page 72 de ce rapport). Ce processus a fait par exemple émerger en 2012 certains écarts présents depuis plusieurs années dans les installations.

Une diminution du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé

↳ Le domaine de fonctionnement autorisé

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, concentration 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 le réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation correcte dans les plus brefs délais.

En 2012, 30 ESS (contre 50 en 2011) ont concerné un dépassement involontaire des limites des paramètres physiques du domaine de fonctionnement autorisé. Ceci représente une moyenne de 0,5 ESS par réacteur. La baisse constatée est sans doute le signe que les exploitants des centrales nucléaires sont de plus en plus vigilants dans la maîtrise des paramètres physiques de leur installation.

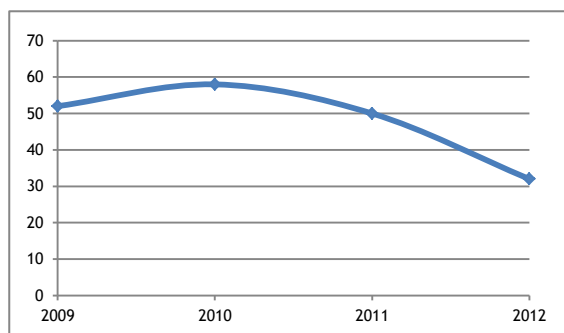


Figure 2 : Évolution du nombre de dépassements involontaires des limites des paramètres physiques entre 2009 et 2012

En effet, l'année 2012 s'avère être l'année ayant connu le moins d'ESS de ce type depuis 2009. Il faut également souligner que la durée des sorties du domaine de fonctionnement autorisé est de plus en plus courte : ainsi 90 % des sorties du domaine sont détectées et corrigées en moins d'un quart d'heure en 2012, ce qui est révélateur d'une meilleure réactivité de la part des équipes de conduite depuis 2010.

Les sorties du domaine de fonctionnement autorisé correspondent le plus souvent à un dépassement bref des limites hautes ou basses de pression et de température de l'eau du circuit primaire. Les limites de température sont franchies dans la plupart des cas lorsque le réacteur est en production d'électricité et leur dépassement reste très faible, de l'ordre de 2 °C. Les sorties du domaine de pression autorisé se produisent en grande majorité lors des phases délicates de mise à l'arrêt du réacteur lorsque les équipes de conduite reprennent en manuel la régulation automatique de la pression.

Un nombre élevé d'ESS liés à la conduite des transitoires d'exploitation

☞ La conduite d'un transitoire d'exploitation est la mise en œuvre, selon une procédure, d'actions et de moyens pour modifier les paramètres physiques de l'installation. Il peut s'agir, par exemple, de la conduite d'un changement de domaine d'exploitation, par variation de la pression et de la température du circuit primaire, ou de la conduite d'une variation de la puissance neutronique (appelée variation de charge).

La gestion d'un transitoire d'exploitation est une activité à fort risque de sortie du domaine de fonctionnement autorisé ; de plus, elle nécessite une bonne connaissance de la disponibilité des matériels.

En 2012, les exploitants du parc nucléaire ont déclaré en moyenne un ESS par réacteur (contre 0,8 en 2011) ayant un lien direct avec la conduite d'un transitoire. Ce sont les situations de redémarrage qui sont les plus délicates à piloter et principalement les situations de montée en puissance lorsque le réacteur est remis en production après un arrêt programmé lors duquel des interventions de maintenance ont pu être réalisées sur des matériels.

L'analyse des ESS survenus lors de la gestion de transitoires d'exploitation met en évidence des faiblesses organisationnelles dans essentiellement trois domaines :

- la compréhension des phénomènes physiques mis en jeu et des principes de conduite associés. Une préparation renforcée, la présence dans l'équipe de quart d'un opérateur expérimenté, voire la réalisation d'un entraînement sur simulateur, sont de nature à favoriser l'appropriation des phénomènes physiques et la mise en œuvre des principes de conduite associés. Mais les aléas d'exploitation et les contraintes de gréement des équipes (par exemple lors des périodes de congés) peuvent empêcher la mise en œuvre de ces dispositions. Il faut cependant souligner les efforts importants prévus par les centrales pour renforcer les compétences sur la conduite, élément majeur de leur programme annuel de formation pour l'année 2014 ;
- la documentation opérationnelle : les équipes doivent en effet pouvoir s'appuyer sur les documents présents en salle de commande pour les guider, les alerter sur certains risques ou les orienter rapidement vers un diagnostic. Or cette documentation opérationnelle peut, dans certains cas, ne pas jouer le rôle escompté, soit parce qu'elle présente des lacunes, soit parce que l'équipe de conduite en fait une lecture erronée ;
- l'organisation des équipes de conduite, qui doit être robuste et efficace en toutes circonstances. En pratique, la répartition des tâches au sein des équipes opérationnelles est parfois adaptée en temps réel pour répondre à un aléa d'exploitation ou à une charge importante de travail, notamment lors des arrêts des réacteurs pour maintenance, au point que les personnes en charge de la surveillance globale peuvent perdre le recul nécessaire à l'encadrement des équipes et à la gestion des installations.

Dans la plupart des cas, c'est la conjonction de plusieurs de ces facteurs qui conduit à un ESS lors de la gestion d'un transitoire d'exploitation.

Exemple d'une sortie du domaine de fonctionnement autorisé au cours d'un transitoire d'exploitation

Le 23 décembre 2012 à Cruas 3, l'équipe de conduite a entrepris une montée en puissance, conformément au programme de charge du réseau. Pour ce faire, les opérateurs ont réalisé deux dilutions successives de l'eau borée du circuit primaire afin de monter lentement en puissance. Ces actions ont entraîné un déséquilibre de la distribution de puissance dans le cœur au-delà des limites fixées dans les spécifications techniques d'exploitation, mais celui-ci a pu être corrigé en moins de 10 minutes par de nouvelles actions de pilotage.

Dans cet exemple, comme dans beaucoup d'autres, les conditions de réalisation du transitoire n'ont pas été favorables. En effet, la montée en puissance était fortement attendue par le réseau. Au cours du transitoire, les opérateurs ont perdu l'outil d'aide au pilotage en salle de commande. De plus, ils ont mal interprété les

phénomènes physiques survenant dans l'installation et n'ont pas été en mesure d'anticiper la sortie imminente du domaine de fonctionnement autorisé avant l'apparition d'une première alarme.

Dans le cadre de la valorisation du retour d'expérience, cet événement a fait l'objet d'une présentation à l'ensemble des équipes de conduite d'EDF au cours des modules de recyclage dédiés au pilotage des installations.

Surveillance des performances des matériels

Augmentation du nombre de défaillances matérielles

L'année 2012 a été marquée par une augmentation du nombre des défaillances matérielles.

Les défaillances des matériels utilisés dans les systèmes électriques sont en augmentation continue depuis plusieurs années. Devant ce constat, l'IRSN a entrepris une analyse de la fiabilité des sources électriques, dont les conclusions seront présentées à l'ASN en 2014. Il faut également souligner la hausse du nombre de défaillances relatives au système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG).

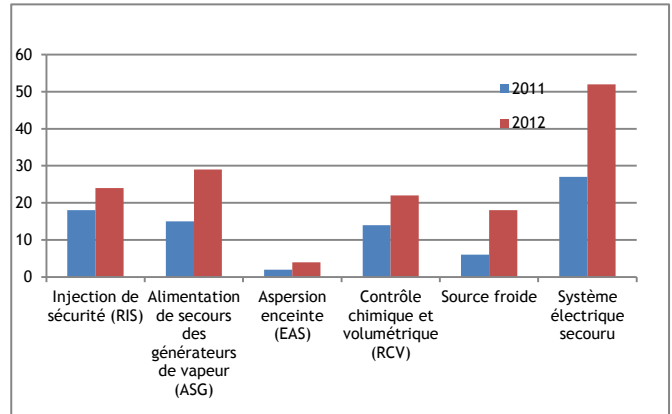


Figure 3 : Évolution du nombre de défaillances matérielles sur les circuits importants pour la sûreté entre 2011 et 2012

Efficacité des moyens de détection des écarts

La répartition des moyens ayant permis de détecter les écarts à l'origine des ESS a peu évolué entre 2011 et 2012 sur le parc nucléaire. Le rôle des équipes de conduite reste essentiel pour cette détection : ces équipes acquittent les alarmes, surveillent au quotidien l'installation en suivant l'évolution des paramètres physiques et en effectuant des rondes sur le terrain. Le déclenchement d'alarmes est le moyen de détection des écarts le plus important.

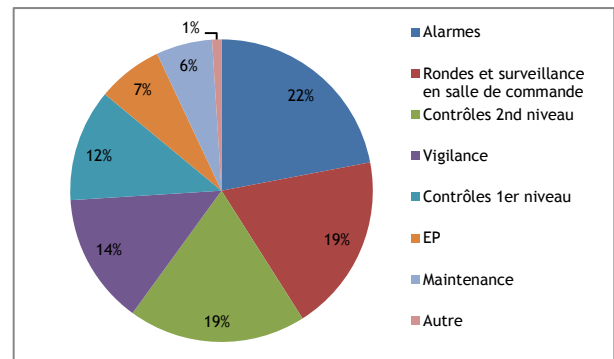


Figure 4 : Répartition des moyens de détection des écarts à l'origine des ESS déclarés en 2012

Dans son analyse, l'IRSN regroupe les contrôles effectués par l'exploitant pour garantir la qualité des interventions sur les matériels en deux niveaux indépendants :

- le premier niveau correspond aux contrôles réalisés au moment de l'intervention (autocontrôle des intervenants, contrôle technique, etc.)
- le second niveau rassemble les contrôles réalisés a posteriori (contrôles documentaires ultérieurs, etc.).

↳ Contrôles de 1^{er} niveau et de 2^{ème} niveau

Tout matériel est susceptible de subir une dégradation de certaines de ses caractéristiques physiques, même dans le cas d'un usage conforme à celui prévu à sa conception. Cependant, s'ajoutent à ces dégradations inéluctables celles induites par un usage non conforme ou par une action intrusive et inadaptée sur le matériel. Par conséquent, toute activité liée à un matériel d'une installation nucléaire est sujette à une succession de contrôles indépendants les uns des autres, de premier niveau et de second niveau, de telle sorte que, si une défaillance se produit, elle soit détectée et corrigée le plus rapidement possible.

La part des contrôles de deuxième niveau dans la détection des écarts est supérieure à celle des contrôles de premier niveau, car les écarts détectés rapidement et corrigés immédiatement (1^{er} niveau) n'imposent pas la déclaration systématique d'un ESS. De ce fait, ces écarts ne sont donc que très peu pris en compte dans le processus de retour d'expérience.

Toutefois, la proportion non négligeable de la « vigilance » dans la détection des écarts appelle l'attention. L'efficacité de ce moyen, qui ne relève d'aucune disposition organisationnelle, est révélatrice de la culture de sûreté des différents intervenants, qui se traduit par exemple dans l'engagement des agents à rendre compte au quotidien des écarts qu'ils détectent, même si ceux-ci ne relèvent pas de leur responsabilité. Ce constat amène à s'interroger sur la complémentarité entre la surveillance organisée et celle qui relève de la vigilance de chacun des acteurs présents.

Le nombre d'ESS liés aux non-respects des essais périodiques en diminution

La réalisation d'essais périodiques (EP) permet de contrôler régulièrement la disponibilité des matériels importants pour la sûreté. La définition du programme des essais périodiques, avec notamment les périodicités de chaque essai, les conditions de réalisation et l'atteinte des critères fixés par les Règles générales d'exploitation (RGE) sont essentielles, tout comme l'est le respect de ce programme par les exploitants.

Sur la période 2009-2012, le nombre d'ESS déclarés à la suite d'erreurs de déclinaison des règles d'essais dans les documents opérationnels est en baisse. Avant 2007, la rédaction de ces documents opérationnels était laissée à l'initiative de chaque centrale. Pour réduire la charge de travail des sites et les risques d'hétérogénéité documentaire entre sites, de nouveaux modes opératoires mutualisés sont rédigés depuis 2007 sous une forme standardisée par un site dit « pilote » (PHPM = Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes). Le processus de validation du document mis en œuvre (validation réalisée par un site différent du site pilote) avant la diffusion à l'ensemble des sites dotés de réacteurs de même type a pour objectif de détecter d'éventuelles erreurs avant son application sur l'ensemble des sites concernés. Après une période de rédaction, et également de « mise à l'épreuve » des nouveaux modes opératoires (2008-2009), il semblerait que cette nouvelle organisation porte ses fruits depuis 2010.

De plus, au vu de la quantité importante d'essais périodiques à réaliser sur un réacteur (plusieurs dizaines de milliers), avec une périodicité des essais variant entre un jour et dix ans, l'organisation mise en place par les exploitants, bien que perfectible notamment lors de glissements de planning à la suite d'un événement imprévu, révèle une certaine robustesse en termes de réalisation des essais périodiques dans les délais impartis (figure 5).

Comme toute activité réalisée sur un matériel, les essais périodiques présentent un risque, mesuré par rapport au bénéfice, d'entraîner la dégradation de ce matériel par une action inappropriée des intervenants. Une diminution de ces actions inappropriées a été observée entre 2011 et 2012 et semble indiquer une amélioration dans la maîtrise par les exploitants de la réalisation des essais périodiques.

↳ Les Essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés 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 essais correspondants est respectée et si les résultats de ces essais sont satisfaisants.

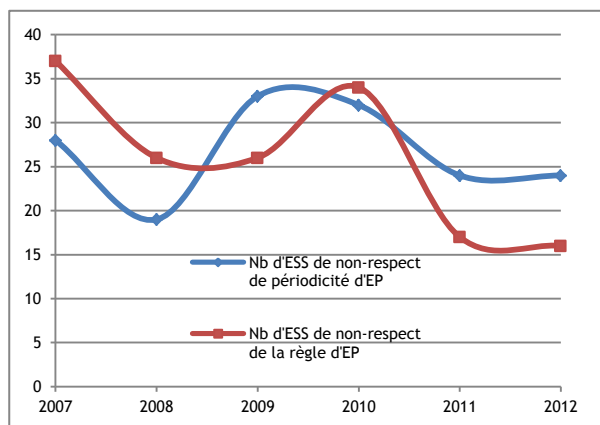


Figure 5 : Évolution du nombre d'ESS dus au non-respect de la périodicité ou de la règle d'un EP

Une hausse continue des non-qualités au cours des activités de maintenance ou de modification matérielle

L'année 2012 a été marquée, comme les années précédentes, par une augmentation très significative des actions inappropriées sur des matériels au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle (308 ESS en 2011, 395 en 2012).

↳ La maintenance est constituée par l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un matériel dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé.

La **maintenance préventive** comprend l'ensemble des opérations exercées sur des matériels disponibles pour éviter leur défaillance ultérieure ou en réduire la probabilité. Ces opérations sont prévues à l'avance et intégrées dans des programmes de maintenance.

La **maintenance corrective** comprend l'ensemble des opérations effectuées dans le but de retrouver les capacités des matériels défaillants.

Ces ESS concernent en particulier la maintenance préventive. Or il s'agit d'activités répétitives anticipées et planifiées, contrairement à la maintenance corrective. De plus, il faut souligner que, depuis plusieurs années, ce sont les activités de maintenance sur de la robinetterie qui conduisent au nombre le plus important d'ESS.

Globalement, les défauts de compétence sont fréquemment évoqués dans l'analyse des ESS. Les exploitants, devant les nombreux départs à la retraite de personnels expérimentés, doivent s'assurer de la formation de la nouvelle génération.

Dans ce contexte, il conviendrait donc que les responsables de chaque site renforcent leurs efforts sur le processus de contrôle des activités de maintenance, au moment des phases de planification, de préparation ou de réalisation, en particulier lorsque la détection en temps réel d'une non-qualité de maintenance n'est pas possible. La majorité des activités de maintenance étant sous-traitée, EDF a engagé en 2012 une refonte de son processus de surveillance des activités confiées à des entreprises extérieures, dont la déclinaison opérationnelle sera réalisée d'ici fin 2013 sur les différents sites.

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

Le 28 mai 2012, au cours d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible du réacteur n° 4 de la centrale de Cruas, l'exploitant a réalisé une visite interne d'un clapet du système d'injection de sécurité conformément au programme de maintenance préventive. Comme après toute activité de maintenance, ce clapet a fait l'objet d'une requalification intrinsèque, qui permet de vérifier que les performances propres du matériel n'ont pas été altérées, et d'une requalification fonctionnelle, qui permet de vérifier le bon fonctionnement du matériel dans sa configuration courante d'exploitation.

Dans le cas présent, la requalification intrinsèque du clapet a montré que celui-ci était conforme aux exigences attendues, alors que la requalification fonctionnelle a conclu à l'inétanchéité du clapet, due à une erreur de remontage qui n'avait pas été détectée lors de la requalification intrinsèque. L'analyse de cet événement a mis en évidence la méconnaissance de la technologie spécifique de ce clapet, peu présente sur le parc, par les intervenants prestataires, méconnaissance qui n'a pas pu être compensée par le mode opératoire utilisé. De plus, les contrôles de premier niveau et de second niveau de cette intervention de maintenance se sont avérés inefficaces, aucun d'entre eux n'ayant permis de détecter l'écart. Afin d'éviter le renouvellement d'un tel écart, l'exploitant a entrepris une modification du mode opératoire et a exigé du prestataire un renforcement de ses compétences.

Performances de récupération

Une anomalie présente dans une installation doit être traitée très rapidement afin d'en limiter les conséquences.

Certaines anomalies peuvent faire l'objet d'une récupération dite automatique. L'atteinte de seuils, comme par exemple un haut niveau d'eau d'alimentation des générateurs de vapeur, ou une configuration particulière de l'installation, telle que l'arrêt de la turbine alors que la puissance nucléaire est supérieure à 30 % de la puissance nominale, déclenche par automatisme des actions de protection (déclenchement de la turbine, arrêt automatique du réacteur (AAR)).

Depuis 2011, environ 7 % des ESS sont associés à un AAR. Même si un AAR est la réponse prévue des automatismes à une anomalie pour conduire l'installation dans un état plus sûr, il faut souligner que, s'il survient alors que le réacteur est en production, il entraîne des contraintes mécaniques importantes dans certains composants et peut conduire à une production importante d'effluents. À ce titre, EDF a engagé, depuis 2007, des actions correctives, qui ont permis de réduire significativement le nombre d'AAR.

Les anomalies qui, de par leur nature, ne sollicitent pas les protections automatiques du réacteur, doivent être traitées par l'exploitant. Dès qu'une anomalie est clairement identifiée, sa gravité fait l'objet d'une analyse. Dans la très grande majorité des cas, l'exploitant dispose d'un délai pour le traitement de l'anomalie, qui peut être imposé par les règles générales d'exploitation ou apprécié par l'exploitant lui-même. Les actions les plus fréquentes de récupération d'une anomalie dans les installations nucléaires sont les interventions de maintenance corrective ou les manœuvres réalisées par les équipes de conduite pour retrouver la conformité de l'installation. Contrairement aux manœuvres d'exploitation réalisables en quelques heures, la maintenance d'un matériel implique une étape de préparation plus lourde et peut donc se dérouler sur plusieurs jours. Le nombre d'ESS ayant nécessité des opérations de maintenance pour retrouver un état conforme au référentiel de sûreté de l'installation a augmenté significativement en 2012 par rapport à 2011, alors que le nombre de ceux qui ont nécessité une manœuvre d'exploitation a baissé sur la même période.

À noter que, lorsque le délai de traitement de l'anomalie fixé par les règles générales d'exploitation ne peut pas être respecté, ces mêmes règles peuvent imposer un amorçage du repli du réacteur, c'est-à-dire le passage d'un domaine d'exploitation à un autre. Les replis de réacteur représentent 3 à 4 % des moyens de récupération des anomalies en 2012.

↳ La récupération consiste à replacer le réacteur dans un état prévu dans la démonstration de sûreté. Pour ce faire, l'exploitant peut effectuer des actions directement sur un matériel pour retrouver sa disponibilité (maintenance, manœuvre d'exploitation) ou conduire le réacteur dans un domaine d'exploitation pour lequel la disponibilité du matériel n'est pas nécessaire pour maintenir le réacteur dans un état conforme à la démonstration de sûreté (repli du réacteur, AAR).

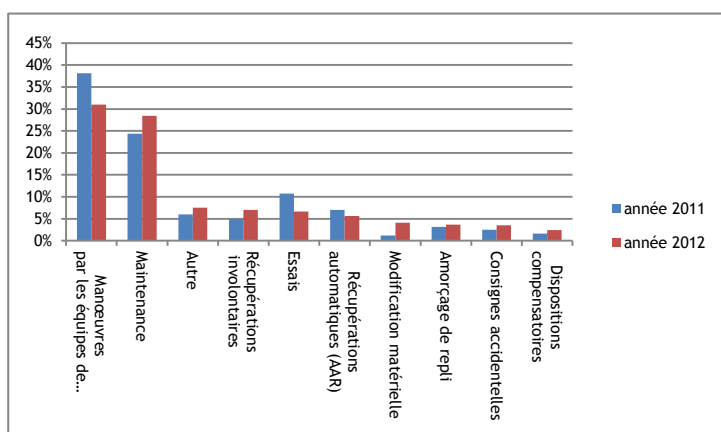


Figure 6 : Répartition des moyens de récupération des anomalies en 2011 et 2012

La radioprotection en exploitation : les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs déclarés pour le parc de réacteurs d'EDF, concernant la radioprotection des travailleurs, est en hausse en 2012. L'analyse menée par l'IRSN a mis en évidence une augmentation du nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques, aux moyens de suivi dosimétrique individuel et aux moyens de surveillance collectifs. Les efforts d'EDF relatifs à la maîtrise de la dosimétrie individuelle et collective ont contribué à un résultat encourageant dans ce domaine. Néanmoins, l'appropriation des bonnes pratiques en matière de radioprotection par l'ensemble des intervenants reste un axe majeur d'amélioration.

Répartition des événements significatifs déclarés concernant la radioprotection (ESR)

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'ASN les événements significatifs en radioprotection (ESR). Ces événements sont déclarés en fonction de critères préalablement définis par l'ASN (voir le tableau ci-dessous).

Les 10 critères de déclaration pour les 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 d'entrée/sortie de site (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 (zones orange ou rouge et zones des tirs radio).
	7a Défauts de balisage et de signalétique. 7 b Autres écarts.
ESR 8	Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents.
ESR 9	Dépassement de plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois).
ESR 10	Tout autre écart significatif pour l'ASN ou l'exploitant.

EDF analyse les circonstances et les causes de chacun de ces événements, ainsi que ses conséquences radiologiques. Puis EDF identifie et met en place des actions correctives pour en éviter le renouvellement. Ces analyses sont communiquées à l'ASN et à l'IRSN. Les informations ainsi fournies permettent à l'IRSN d'évaluer les mesures proposées par l'exploitant, d'exercer un suivi de ces événements et d'analyser les tendances de leurs évolutions sur l'ensemble du parc.

Le nombre d'ESR déclarés par EDF en 2012 est en hausse (112¹ ESR en 2012, contre 97 en 2011 et 86 en 2010). Le graphique ci-dessous présente une typologie de ces ESR. Les principaux enseignements tirés de leur analyse sont présentés dans la suite du texte.

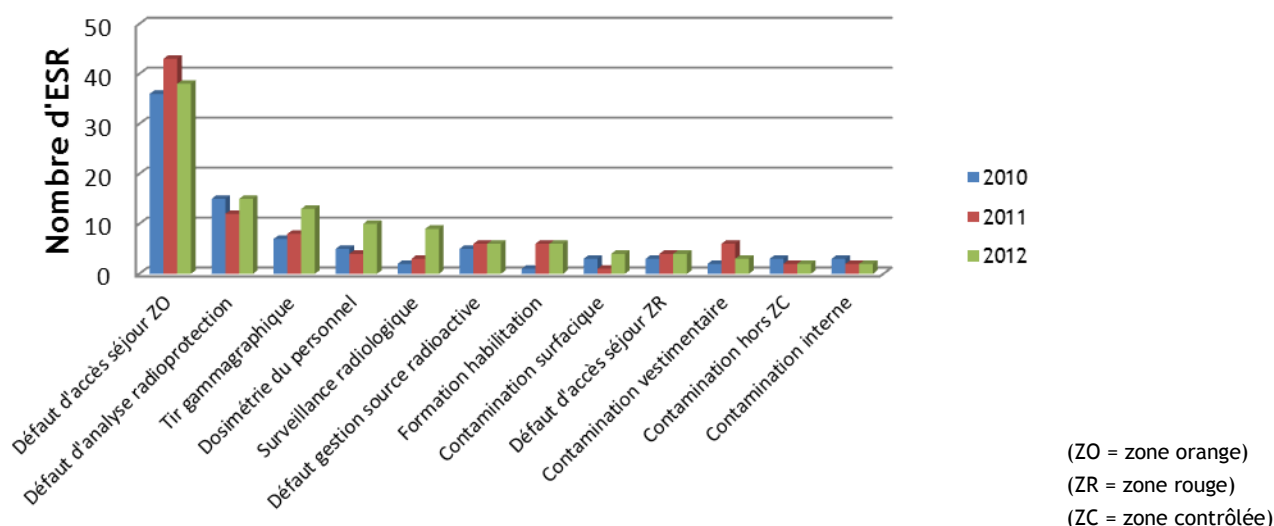


Figure 1 : Typologie des événements significatifs pour la radioprotection

Activités réalisées au fond de la piscine du bâtiment du réacteur

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

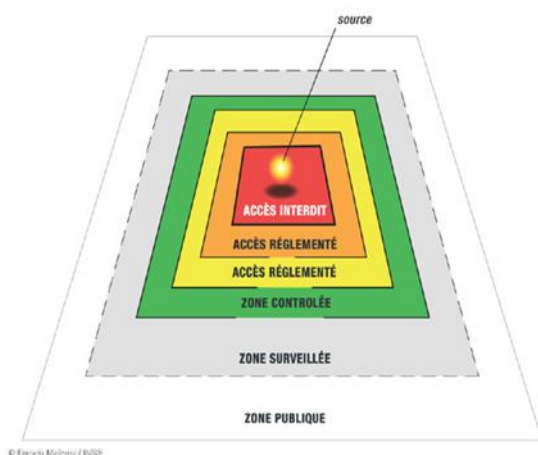
Parmi les ESR de 2012, deux ont été classés au niveau 1 de l'échelle internationale INES. Ils concernent des contaminations individuelles, localisées à la tête, ayant entraîné des doses supérieures à la moitié de la limite de dose annuelle réglementaire fixée à 500 mSv. Ces contaminations se sont produites lors du déshabillage des intervenants équipés d'une tenue étanche ventilée pour effectuer des activités au fond de la piscine vidangée du bâtiment du réacteur. Dans un cas, l'intervenant s'est directement contaminé lors du déshabillage. Dans le second cas, il s'agit d'une contamination indirecte, par un téléphone non protégé situé à proximité de la zone de déshabillage, et qui a été

utilisé après contamination par un intervenant extérieur. Les intervenants contaminés ont été pris immédiatement en charge par le service médical afin de retirer les particules radioactives. Le déshabillage est une opération à fort risque de transfert de contamination et doit de ce fait être réalisée dans une zone bien délimitée selon une

¹ Données IRSN

procédure spécifique. L'analyse des deux événements concernés a révélé des conditions de déshabillage inadaptées, liées à l'exiguïté de la zone, ne permettant pas le confinement de la contamination.

Baisse du nombre de non-respects d'accès en zone contrôlée



Conformément aux prescriptions réglementaires, le service compétent en radioprotection de l'installation est chargé de mettre en place un zonage radiologique. Ce zonage se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit d'équivalent de dose (DeD) couramment appelé « débit de dose » enregistré par un radiamètre, et matérialisé par un « trisecteur » de couleur variable selon la zone. Parmi les défauts d'accès en zone contrôlée, le non-respect des conditions d'accès en zone orange (zone où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 2 mSv/h) reste la cause principale des événements détectés, malgré une baisse enregistrée en 2012. Ces événements peuvent conduire

à l'exposition d'intervenants, entraînant des dépassements de la limite annuelle de dose, ou à laisser pénétrer en zone orange des intervenants qui ne bénéficient pas d'une autorisation d'accès.

Les salariés titulaires d'un contrat de travail à durée déterminée et les salariés temporaires, appelés par la suite « intervenants non-CDI », ont un statut particulier. En effet, conformément à l'article D.4154-1 du code du travail, ils ne sont pas autorisés à travailler en zone orange. Un certain nombre d'ESR sont associés à un non-respect de cette exigence. Les origines de ces événements sont diverses. On peut citer des défauts de préparation de l'activité, l'absence d'identification d'une zone orange à proximité du poste de travail...

EDF a retenu deux axes d'amélioration de la situation : d'une part une démarche globale d'identification, de réduction et de protection des points irradiants qualifiés de « points chauds » présents dans les installations, d'autre part, pour chaque chantier, le renforcement de la préparation des activités susceptibles d'exposer des intervenants non-CDI. En outre, EDF a mis en œuvre des parades en vue de prévenir l'accès de ces intervenants en zone orange : le seuil d'alarme des dosimètres des intervenants non-CDI a été abaissé depuis le début de l'année 2010 de 2 à 1,6 mSv/h.

Enfin, les conditions exceptionnelles d'interventions en zone rouge font l'objet de prescriptions renforcées au titre de la réglementation ; les non-respects correspondants, dont les conséquences pourraient être importantes, restent peu nombreux (moins de 5 ESR par an depuis 2008), sans toutefois avoir été complètement éradiqués.

Le nombre d'événements liés aux tirs gammagraphiques repart à la hausse

La radiographie gamma ou gammagraphie met en œuvre des sources fortement irradiantes et un écart dans la réalisation d'un tir peut entraîner une exposition importante de travailleurs.

L'IRSN note que le nombre d'événements liés à la réalisation de tirs gammagraphiques a augmenté en 2012 alors qu'il semblait s'être stabilisé au cours des années antérieures.

Les tirs gammagraphiques en salle des machines sont les plus nombreux. Les possibilités d'interactions avec d'autres chantiers sont très élevées et peuvent augmenter dans un contexte perturbé de traitement d'aléas qui entraîne des ajustements du planning au jour le jour. C'est ainsi, par exemple, que des intervenants d'un chantier bruyant de contrôle par ultrasons se sont retrouvés involontairement dans une zone balisée pour un tir radiographique. À la suite de la détection de défauts dans une soudure d'un robinet, plusieurs tirs consécutifs ont été réalisés, chaque tir étant programmé rapidement après le suivant pour réduire la durée du chantier. La phase de préparation de ces tirs étant réduite, le processus associé à chaque tir radiographique n'a été respecté que partiellement : tous les intervenants n'ont pas été correctement informés et la zone balisée a été excessivement étendue, rendant son contrôle plus difficile. La présence du chantier à proximité de la zone balisée n'a pas été détectée et les agents exposés n'ont pas été alertés par les messages sonores qui accompagnent le début des tirs, car ils portaient des protections auditives. Cet exemple illustre la nécessité de rester attentif à la planification et à la coordination des chantiers collatéraux en cas d'aléas.

Les **tirs gammagraphiques** sont effectués à l'aide d'appareils mobiles autoprotégés (blindage au plomb) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). La source en position d'utilisation expose un film radiographique d'une manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X. Cette technique constitue un moyen performant et très fréquemment utilisé de contrôle non destructif sur les sites. Elle est également souvent mise en œuvre dans l'industrie classique pour vérifier, par exemple, la qualité des soudures ou détecter un manque de matière dans des tuyauteries.

Pas d'évolution dans le nombre de manques dans l'analyse de radioprotection

Le nombre d'ESR liés à une analyse des risques non représentative lors de la préparation de l'intervention est stable depuis 2010 et représente près de 13 % des ESR déclarés.

Avant chaque intervention, un état prévisionnel dosimétrique est établi afin de préciser les risques associés et de mettre en place des dispositions opérationnelles adaptées. Cette préparation rigoureuse est formalisée dans un document appelé « Régime de Travail Radiologique (RTR) » à destination des intervenants. Néanmoins, plusieurs exemples de non-représentativité du RTR par rapport aux conditions radiologiques réelles ont été relevés en 2012. De tels écarts peuvent conduire à une sous-estimation du risque radiologique et donc à la mise en œuvre de dispositions de radioprotection insuffisantes ou inadaptées. De ce fait, la cartographie doit être réalisée de façon rigoureuse pour détecter la présence d'éventuels points chauds et dans la même configuration d'installation que pendant l'intervention pour éviter une mauvaise perception de l'état radiologique.

Surveillance dosimétrique des travailleurs

La surveillance de la dosimétrie individuelle est un des éléments du dispositif de radioprotection des travailleurs exposés aux rayonnements ionisants. Cette dosimétrie a pour objectif de fournir une mesure des doses reçues par l'organisme entier, ce qui permet de vérifier le respect des limites de dose fixées par la réglementation. De plus, elle participe à la mise en œuvre du principe d'optimisation selon lequel les expositions doivent être maintenues au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA), grâce au suivi des doses individuelles et des doses collectives qui permet de détecter au plus tôt toute dérive des doses reçues lors d'un chantier.

Tout intervenant entrant en zone contrôlée doit être muni de son dosimètre passif et de son dosimètre opérationnel. Or, l'année 2012 a été marquée par une augmentation du non-respect de cette règle essentielle. Toutefois, dans la plupart des cas, l'intervenant se rend compte rapidement et par lui-même de son oubli.

Les appareils mobiles de radioprotection sont également très utiles pour mesurer le niveau de contamination de l'installation et des outillages avant et après une intervention. Le bon fonctionnement de ces appareils doit être contrôlé périodiquement. Une augmentation significative du nombre d'événements liés à un dépassement de la date d'échéance d'un contrôle périodique a été enregistrée en 2012. Un exploitant a détecté jusqu'à 54 appareils

en dépassement d'échéance sur son site en 2012. Ce constat est révélateur d'une désorganisation de la gestion locale des matériels de mesure de radioprotection, matériels dont l'objectif est d'éviter aux intervenants une exposition anormale aux rayonnements ionisants.

EDF réalise annuellement un bilan des expositions reçues dans ses installations par ses personnels et par les prestataires à partir des résultats de la dosimétrie opérationnelle. Alors que l'année 2011 avait été marquée par une augmentation de la dose collective, celle-ci retrouve en 2012 un niveau comparable à 2010 (0,67 H.Sv/réacteur en 2012 contre 0,71 H.Sv/réacteur en 2011 et 0,62 H.Sv/réacteur en 2010), en lien avec la baisse du nombre des opérations de maintenance par rapport à 2011.

Pour ce qui concerne les doses individuelles, il est à noter que la majorité de la population exposée a reçu, sur 12 mois glissants, une dose efficace inférieure à la limite de dose fixée pour les personnes du public (1 mSv). Par ailleurs, aucun travailleur exposé n'a reçu de dose individuelle comprise entre 16 et 20 mSv (limite réglementaire) sur 12 mois glissants contre 2 en 2011. Cela pourrait être un effet bénéfique de l'abaissement du seuil de pré-alerte en dose individuelle de 16 à 14 mSv, qui restera à vérifier sur l'année 2013.

En ce qui concerne le personnel salarié d'EDF potentiellement exposé, d'après le bilan annuel établi par l'IRSN à partir des données de la dosimétrie externe passive de 2012, 90 % des travailleurs ont reçu une dose individuelle inférieure à 1 mSv, la dose individuelle moyenne étant de 0,29 mSv (0,30 mSv en 2011).

Le suivi de l'exposition interne des travailleurs intervenant dans les centrales nucléaires est en très grande partie réalisé à l'aide d'examens anthroporadiométriques. L'effectif suivi en 2012 (personnels d'EDF et personnels des prestataires) a augmenté de 13 % par rapport à 2011. Ainsi, 174 270 examens anthroporadiométriques ont été réalisés dans le cadre de la surveillance de routine, 6309 dans le cadre d'un suivi particulier. 0,3 % de l'ensemble de ces examens ont confirmé la contamination interne.

↳ 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 (rayons X, gamma, bêta, neutroniques) 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.

EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Aucun incident survenu en 2012 dans un réacteur du parc EDF n'a constitué un risque grave pour l'installation, l'environnement ou les populations. Ce chapitre présente des événements et anomalies jugés significatifs par l'IRSN, qui concernent la découverte de corps migrants dans les circuits, la détection d'écarts liés à la visserie d'équipements, une non-conformité datant du démarrage des installations, des erreurs de lignage.

En dépit des actions menées depuis quelques années par EDF, l'année 2012 a encore connu plusieurs événements liés à la présence de corps migrants dans les circuits.

Une tête de vis appartenant à un composant d'un groupe motopompe primaire de Chooz B2, a été découverte sous un assemblage combustible lors du déchargement du cœur du réacteur et cet événement lié à des dégradations de vis revêt un caractère générique pour les réacteurs de 1450 MWe.

A Cruas 3, le système de détection acoustique des circuits a détecté la présence de deux pièces de fixation d'une tige d'obturation d'un générateur de vapeur qui auraient pu atteindre le cœur du réacteur et bloquer la manœuvre des grappes de commande.

Enfin, un tronçon de tuyauterie resté coincé au refoulement d'une turbopompe à Bugey 4 aurait pu conduire à un débit insuffisant d'eau d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.

A la suite de l'accident de FUKUSHIMA, l'association internationale WANO (the World association of nuclear operators) a recommandé de vérifier la conformité des dispositifs casse-siphon dans les tuyauteries de refoulement du circuit de refroidissement des piscines. C'est lors de ces contrôles que l'exploitant de Cattenom a constaté l'absence, depuis la construction, de ces dispositifs sur ses installations et a dû déclarer le seul incident classé en 2012 au niveau 2 de l'échelle INES.

Dans le cœur d'un réacteur, la réaction en chaîne doit être maîtrisée à tout moment. Pour cela, le flux de neutrons dans le cœur est surveillé en permanence par des dispositifs de mesure installés à proximité du cœur. Par contre, le « champ de vision » de ces dispositifs est relativement limité, ce qui ne permet pas toujours de réaliser une mesure représentative du niveau de flux dans certaines zones du cœur, comme ce fut le cas lors d'une erreur de chargement de combustible à Dampierre. L'installation prévue par EDF d'un deuxième dispositif de mesure, de conception différente et dont l'implantation sur un circuit permettra une mesure directe et rapide de la concentration en bore du circuit primaire, constituera une disposition robuste pour prévenir l'apparition d'un accident de criticité.

Le serrage insuffisant d'une vis d'une bride du circuit d'huile d'un groupe motopompe primaire de Penly 2 a conduit à une fuite d'huile suivie de départs de feu ayant causé la dégradation du groupe motopompe primaire.

Le cumul de positions incorrectes d'une vanne après une intervention et d'une deuxième vanne a été à l'origine d'un déversement de 140 m³ de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4, sans rejet à l'extérieur.

Lors de contrôles réalisés durant l'été 2012 sur les réacteurs belges n° 3 de la centrale de Doel et n° 2 de la centrale de Tihange, des défauts ont été détectés dans les parois des cuves de ces réacteurs. Il s'agit de défauts de fabrication non détectés jusqu'alors. Cette découverte a naturellement conduit l'IRSN à s'interroger sur la possibilité de l'existence de défauts analogues dans les parois des cuves des centrales françaises.

Présence de corps migrants dans les circuits

La présence d'un corps migrant dans un matériel ou dans un circuit peut avoir des conséquences sur la sûreté et la radioprotection d'une installation nucléaire. En dépit des actions réalisées par EDF, l'année 2012 a encore connu plusieurs événements de ce type. L'analyse menée par l'IRSN a précisé les risques associés et montré la nécessité qu'EDF renforce son plan d'actions.

La présence de corps migrants ou de corps étrangers dans les circuits des installations peut entraîner des conséquences diverses, en particulier la dégradation :

- de la première ou de la deuxième barrière avec, par exemple, l'apparition de défauts d'étanchéité des gaines du combustible ou la dégradation de tubes de générateurs de vapeur (GV) ;
- de la maîtrise de la réactivité avec le blocage d'une grappe de commande ;
- de la propreté radiologique des circuits avec l'activation de particules provenant du corps étranger.

↳ **Activation** : tout matériau recevant un flux neutronique capture des neutrons, rendant une partie de ses noyaux radioactive. Ce phénomène est appelé « activation neutronique ».

Le retour d'expérience (REX) a montré que, dès les premières mises en service de réacteurs, des corps étrangers d'origines diverses, de toutes natures (solides ou liquides) et de toutes formes, ont été accidentellement introduits dans les circuits.

Les corps étrangers recensés jusqu'à présent ont été accidentellement introduits :

- au cours d'activités de maintenance et d'exploitation :
 - déchets de procédés : copeaux métalliques, baguettes de soudure, pâte à joint, limaille, etc.
 - déchets d'intervention : ruban adhésif, vinyle, gaines de câbles, chiffons, morceaux de tuyauterie, etc.
 - moyens de fixation : vis, rondelles, écrous, rivets, goupilles, têtes de vis, etc.
 - outillage : clés, tournevis, etc.
 - résines, graisses et liquides pouvant présenter une nocivité chimique ;
- lors de manutentions de combustible : morceaux d'ailettes ou de grilles d'assemblage ;
- à la suite de défaillances de matériels entraînant la rupture ou la désolidarisation de pièces : billes de roulements, éclats de projecteur, etc. ;
- du fait de négligences humaines : oubli ou chute d'objets divers (badges, stylos, lampes de poche, dosimètres, batteries de caméra, etc.).

Des dispositifs tels que des grilles anti-débris ont été conçus pour piéger certains corps migrants ; par ailleurs, des systèmes d'écoute acoustique facilitent leur détection.

Un plan d'actions a été engagé en 2008 par EDF qui a renforcé ses exigences en matière de propreté des matériels et des circuits afin d'éviter l'introduction de corps migrants. Ces exigences ont été déclinées dans une directive interne traduisant la démarche « FME » qui met en œuvre des parades reposant sur la prévention, la détection précoce et la récupération des corps étrangers. Selon cette directive, la récupération d'un corps migrant est une priorité même s'il est difficilement accessible. Dans le cas où l'extraction s'avère impossible, une analyse de nocivité est menée afin de statuer sur l'acceptabilité d'un fonctionnement du réacteur en présence de ce corps étranger.

☞ FME = Foreign Material Exclusion

A 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.

La mise en œuvre de la directive a permis à EDF de réduire le nombre d'événements liés à la présence de corps migrants. EDF a ainsi intégré aux pratiques de travail des dispositions visant à limiter le risque d'introduction de corps étrangers dans les circuits. EDF a également renforcé la prise en compte du retour d'expérience ainsi que l'organisation et le pilotage des interventions à risque. Malgré cette démarche, l'année 2012 a connu plusieurs événements importants dont trois sont décrits ci-après.

Une tête de vis découverte sous un pied d'assemblage combustible (Chooz B2 - 26 février 2012)

Au cours des opérations de déchargement du combustible du réacteur de Chooz B2 en vue de son arrêt pour maintenance, une tête de vis de guide d'eau d'un groupe motopompe primaire (GMPP) ainsi que des débris correspondant à des fragments de coupelle-frein ont été retrouvés sous un pied d'assemblage. L'événement étant décrit dans un autre article du présent rapport (page 29 du présent rapport), seules les questions de sûreté posées par la présence de ce corps migrant sont évoquées ci-dessous.

La tête de vis et sa coupelle se sont déplacées dans le circuit primaire. Elles ont conduit à des impacts dans les pompes primaires et sur la cuve du réacteur ainsi que sur les équipements internes de la cuve. Les examens télévisuels réalisés ont montré des traces de choc sur une aube de roue d'une pompe primaire ①, sur la bague de roue ② et sur une collerette d'une pénétration de fond de cuve ③ (cf. figure 1 ci-dessous).

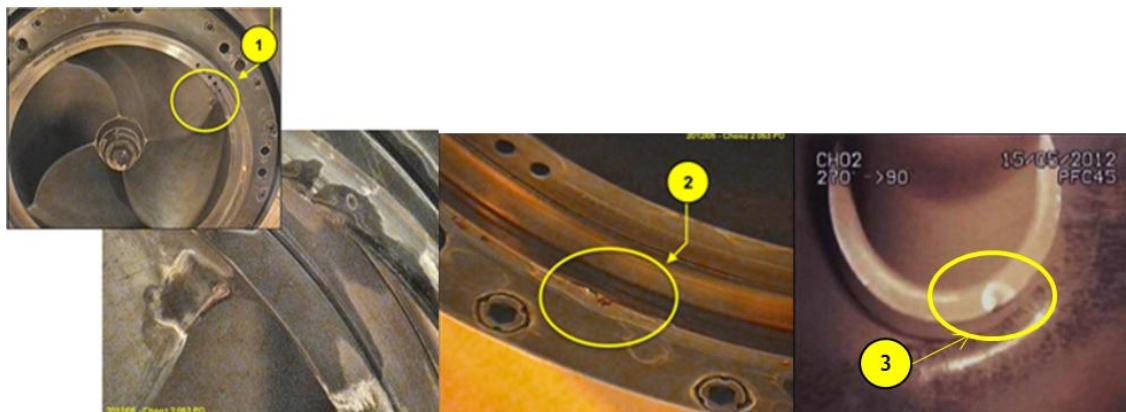


Figure 1 : Localisations d'impacts sur les matériels

Les marques d'impact de la tête de vis, visibles sur les photos, sont de faibles dimensions et peu profondes. Les performances hydrauliques des pompes primaires n'ont pas été affectées et les impacts sur la cuve et ses structures internes n'ont pas été jugés nocifs par EDF.

Compte tenu de la taille et de la localisation des corps migrants retrouvés, l'analyse de l'IRSN a abouti aux conclusions suivantes :

- un blocage du rotor d'une pompe primaire dû à la présence de vis de pompes primaires est peu probable ;
- le revêtement en acier inoxydable de la cuve ayant subi des impacts, l'amorçage d'une fissuration et sa propagation éventuelle au cours du cycle de fonctionnement ne peuvent pas être exclus. Il en est de même pour les pénétrations de fond de cuve et leurs soudures.

L'analyse réalisée par l'IRSN a montré que les actions correctives (extraction des corps étrangers et remplacement de toutes les vis des guides d'eau et des paliers hydrostatiques des pompes primaires) et les actions de surveillance mises en place par EDF étaient insuffisantes. En effet, ni la surveillance vibratoire des pompes primaires, ni la surveillance du débit dans le circuit primaire ne permettent de détecter le desserrage de vis. La surveillance acoustique des circuits n'a par ailleurs pas permis de détecter le passage des corps migrants dans le circuit primaire et la cuve du réacteur. Des contrôles par sondage des vis des guides d'eau des GMPP des réacteurs de 900 et de 1300 MWe seront effectués. La conception des vis du guide d'eau des GMPP des réacteurs de 1450 MWe sera modifiée par EDF en 2013 ; pour l'IRSN, une évolution du programme de maintenance périodique doit également être envisagée.

Des éléments de fixation d'un obturateur à joint passif - ou tape de générateur de vapeur - découverts dans le circuit primaire (Cruas 3 - 14 septembre 2012)

Durant la phase de redémarrage du réacteur après son arrêt pour maintenance, lors de la mise en service du groupe motopompe primaire n° 1, un bruit significatif a été détecté dans la boîte à eau de la branche chaude du générateur de vapeur (GV) de la boucle correspondante par le système de détection acoustique et vibratoire.

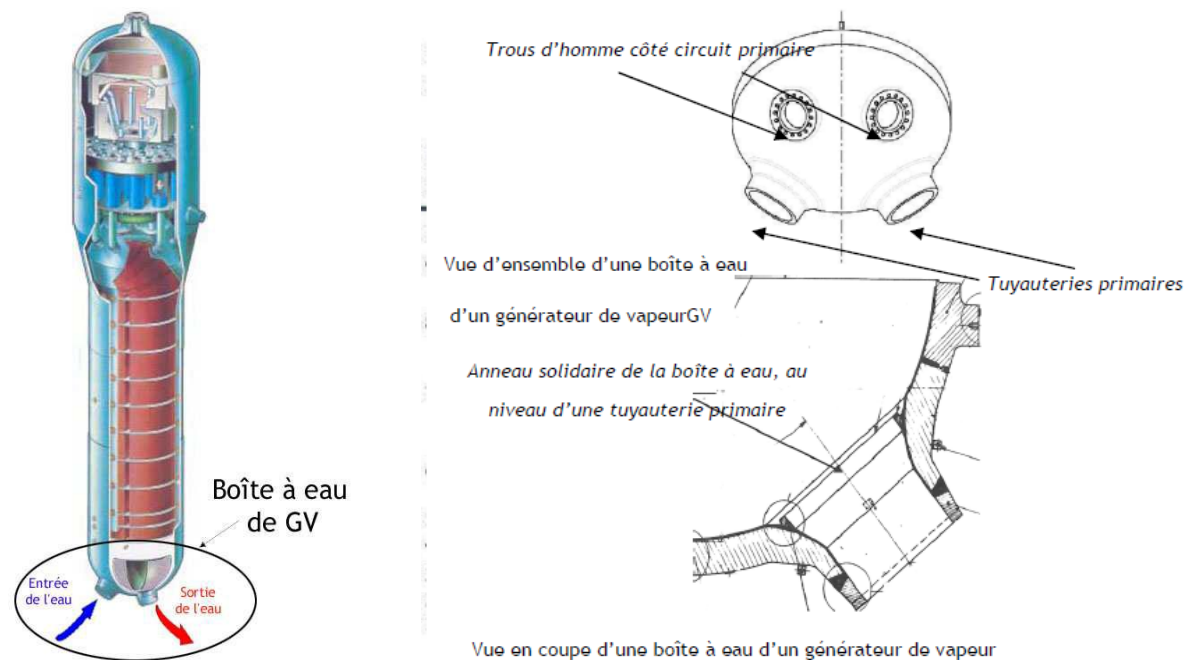


Figure 2 : Boîtes à eau de générateur de vapeur (GV)

Après avoir interrompu le redémarrage du réacteur, l'exploitant a ouvert les deux boîtes à eau (côté « entrée » et côté « sortie » de l'eau) du GV de la boucle n° 1 et a retrouvé deux pièces appartenant à un ensemble de fixation d'un obturateur à joint passif (« tape GV »). Cet obturateur avait été mis en place, puis démonté lors de l'arrêt.

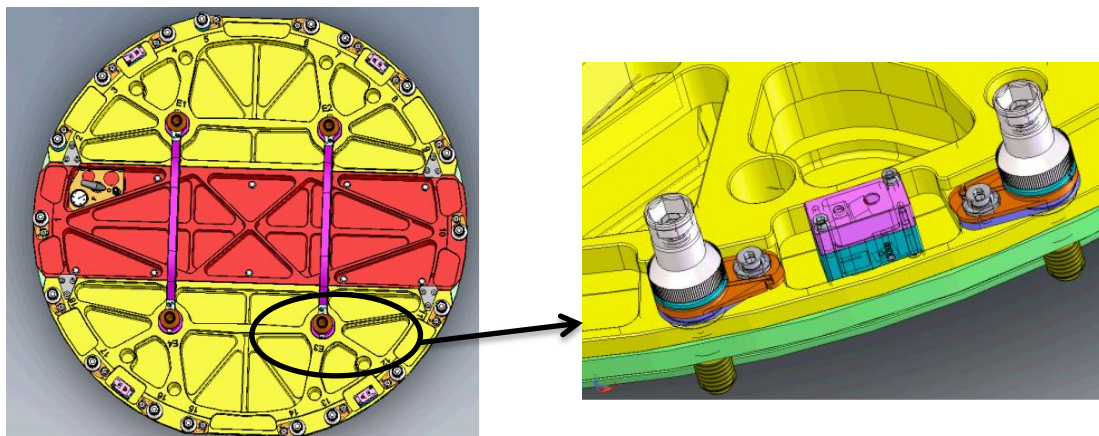


Figure 3 : Schéma d'un obturateur à joint passif et détail des ensembles de fixation

↳ **Obturateurs à joint passif (ou « tapes »)** : ils sont mis en place dans les générateurs de vapeur (GV) pendant les arrêts de tranche pour assurer l'étanchéité entre les boîtes à eau des GV et le circuit primaire et permettre la réalisation d'interventions de maintenance dans les boîtes à eau. Chaque obturateur est constitué d'une partie centrale équipée du joint passif et de deux parties latérales maintenues par 18 ensembles de fixation. Le serrage de ces fixations est réalisé automatiquement à l'aide d'une perche de serrage et de desserrage positionnée au niveau des taraudages externes du trou d'homme. (Pour en savoir plus sur ces nouvelles tapes de GV, voir le [rapport public IRSN 2011 page 72](#))

Les deux pièces retrouvées, une rondelle convexe et une tête de goujon, ont permis d'identifier l'obturateur défaillant. Son examen ayant mis en évidence l'absence de quatre éléments de fixation, les deux éléments encore manquants, un goujon et une vis, ont fait l'objet de recherches, mais n'ont pas été retrouvés.



Figure 4 : Rondelle convexe

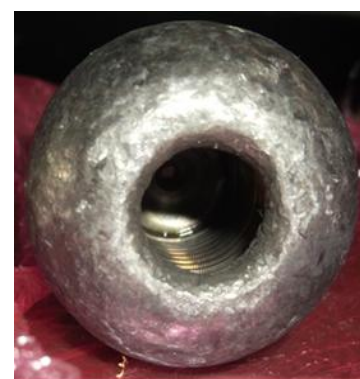


Figure 5 : Tête de goujon

EDF a alors établi une analyse de nocivité à partir des informations suivantes :

- la description précise des éléments manquants, leurs localisations initiales et leurs origines ;
- le cheminement possible de ces éléments dans les circuits ;
- les conséquences possibles de leur passage ou de leur présence dans les équipements ;
- les possibilités de détection de ces éléments par les systèmes de détection acoustique.

L'IRSN considère que la présence de ces pièces dans les circuits connectés au circuit primaire est peu probable. Néanmoins, afin de couvrir cette éventualité et pour éviter que les corps migrants ne se retrouvent dans le cœur du réacteur et ne bloquent la manœuvre d'une grappe de commande, un essai hebdomadaire de manœuvrabilité des grappes a été réalisé pendant les deux premiers mois de fonctionnement après le rechargement ainsi qu'un essai de chute de grappes à mi-cycle. Aucune anomalie n'a été détectée lors de ces essais. Par ailleurs, EDF a mis

en place des actions correctives pour éviter les défaillances de pièces de fixation des « tapes GV », telles que l'inventaire de ces pièces après dépose des tapes. L'IRSN a estimé que les actions mises en place par EDF étaient satisfaisantes et que le nouveau modèle d'obturateur à joint passif pouvait dès lors être utilisé.

Un tronçon de tube trouvé dans la tuyauterie de refoulement de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (Bugey 4 - 16 novembre 2012)

L'analyse des résultats des essais périodiques du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) a mis en évidence des déséquilibres de débit. Différentes investigations (réglages de vannes, purges de capteurs etc.), associées à des radiographies des tuyauteries, ont permis de détecter la présence d'un corps migrant coincé dans un coude de la tuyauterie d'alimentation du générateur de vapeur (GV) n° 2 au refoulement de la turbopompe ASG. Ce corps étranger a été extrait ; il semble correspondre à un tronçon de tube utilisé lors du montage ou de la maintenance des circuits.



Figure 6 : Tronçon de tube retrouvé

Les dimensions du tronçon extrait sont :

- diamètre = 60 mm
- longueur = 312 mm

La taille et la nature du corps étranger laissent supposer qu'il est resté coincé à un endroit proche de celui où il a été oublié. L'exploitant a effectué un examen de la paroi interne du coude afin de détecter d'éventuels endommagements. Un contrôle interne des trois tuyauteries d'alimentation des GV jusqu'aux vannes réglantes ASG a également été pratiqué pour s'assurer de l'absence d'autres corps migrants. Ces investigations n'ont mis en évidence aucune dégradation. Les essais réalisés par la suite ont montré que les débits dans les tuyauteries des GV étaient de nouveau équilibrés et stables.

Néanmoins, les conséquences envisageables d'un tel événement sont significatives : l'IRSN considère en effet qu'il aurait été difficile de garantir un débit d'alimentation en eau des GV suffisant lors d'un fonctionnement prolongé du système ASG en cas d'accident, du fait de la présence du corps migrant et de son éventuel déplacement dans les tuyauteries.

Conclusion

La mise en place en 2008 des dispositions définies par EDF dont la sensibilisation du personnel à la démarche « FME » a contribué à une nette diminution des événements impliquant des corps migrants.

Malgré cette démarche, l'année 2012 a connu plusieurs événements importants notamment dus à des défaillances des matériels.

Dégradations de vis de fixation des pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe

Des dégradations de différentes natures ont été observées sur des vis de fixation de composants internes de pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe. Les risques associés sont la création de corps migrants dans le circuit primaire du réacteur concerné et la dégradation de pompes primaires. Ces constats ont conduit EDF à s'interroger sur la conception de ces vis, sur leur mode de serrage ainsi que sur la tenue à la corrosion des matériaux employés pour l'ensemble des visseries. Des modifications de la conception des visseries ont été mises en œuvre ainsi qu'un programme de remplacement de celles-ci et de surveillance accrue.

Origine des dégradations de vis de pompes primaires observées en 2012

En février 2012, lors de l'arrêt programmé du réacteur n° 2 de la centrale de Chooz B, EDF a découvert une tête de vis et des fragments de coupelle-frein dans la grille de protection antidébris au pied d'un assemblage combustible du cœur (figure 1).

Ces corps migrants (figure 2) ont été identifiés comme provenant de la fixation du guide d'eau d'un groupe motopompe primaire. Le guide d'eau est un composant interne de la pompe conçu pour canaliser vers la roue l'eau lors de son entrée (canal d'aspiration) dans la volute de la pompe (voir en page 25 du présent rapport l'article « corps migrants »).

↳ Une **coupelle-frein** est une pièce métallique de faible épaisseur entourant une tête de vis. Des encoches sont pratiquées dans la tête de vis et dans le logement (lamage) dans lequel vient s'insérer la vis. Une fois le serrage de la vis réalisé, la coupelle est déformée par sertissage, de manière à épouser la forme des encoches. Par ce moyen, le desserrage de la vis est empêché ; on parle alors de dispositif de freinage ou de mode de freinage.



Verrouillage antirotation de la coupelle (exemple de la vis n°2, Civaux 1)
Flèches bleues : points de sertissage dans le lamage
Flèches rouges : points de sertissage dans la tête de vis

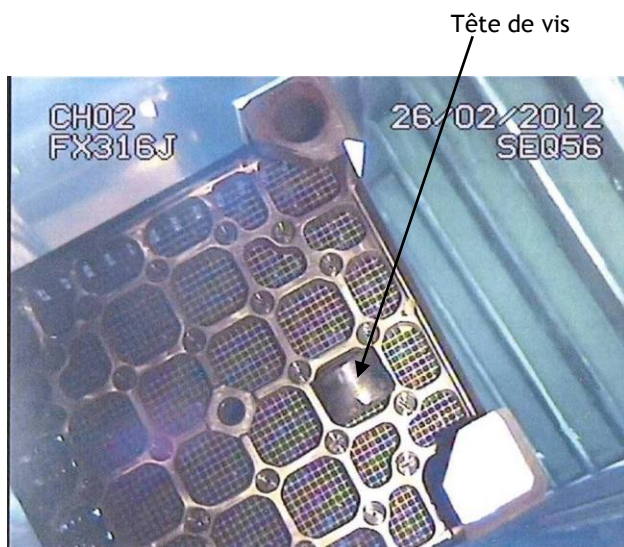


Figure 1 : Tête de vis présente sous un assemblage combustible

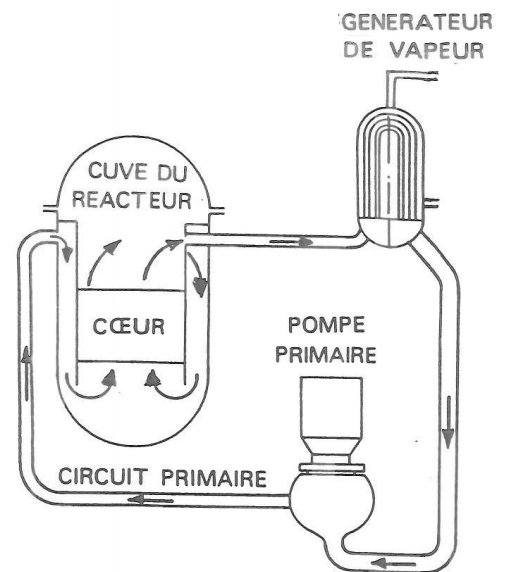


Figure 2 : Cheminement des corps migrants de la pompe primaire vers la cuve

Pour les groupes motopompes primaires (GMPP) des réacteurs de 1450 MWe, les liaisons par visserie des équipements internes sont au nombre de cinq par pompe (figure 3), parmi lesquels se trouve le guide d'eau.

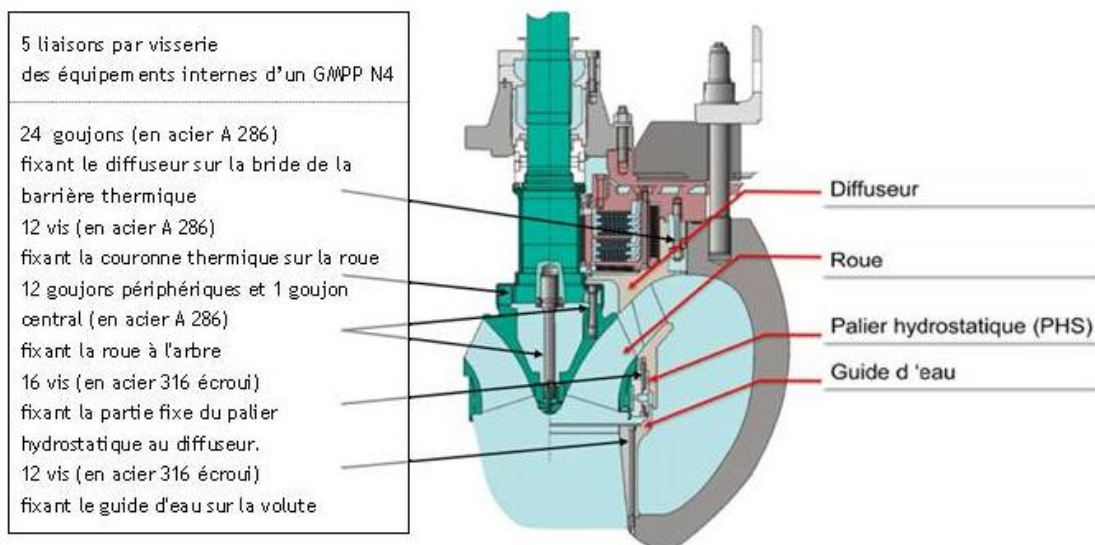


Figure 3 : Liaison par visserie des équipements internes d'un GMPP d'un réacteur de 1450 MWe

Devant le caractère potentiellement générique de cet événement, l'IRSN a préconisé l'extension des contrôles de l'état de la visserie à toutes les pompes primaires des réacteurs de 1450 MWe (Chooz B et Civaux), le remplacement de toutes les vis des guides d'eau et l'expertise d'un échantillon de ces vis.

Cette préconisation a également été étendue aux vis équipant les paliers hydrostatiques (PHS) des pompes, constituées du même matériau que les vis de fixation du guide d'eau.

↳ Un palier hydrostatique (PHS) est un système de guidage en rotation d'un arbre tournant ; le guidage de l'arbre est assuré par la présence d'un film de fluide injecté sous pression par des gicleurs placés symétriquement autour de l'arbre, empêchant ainsi tout excentrement de celui-ci.

Les investigations menées lors de ces contrôles ont mis en évidence deux types d'anomalies :

- un desserrage de vis de guide d'eau, souvent accompagné d'une détérioration d'une partie du filetage et de la disparition de la coupelle-frein. Ce desserrage peut induire des contacts répétés entre la tête des vis et la roue de la pompe lors de sa rotation, entraînant une fissuration des vis par fatigue mécanique, voire des chocs provoquant à terme la rupture de têtes de vis. Le desserrage des vis de guides d'eau résulterait d'un défaut de conception de la visserie et de son mode de freinage, ainsi que d'un serrage insuffisant ;
- la présence de corrosion sous contrainte (CSC) dans de nombreuses vis de guides d'eau et de PHS en acier inoxydable. Pour ces deux types de vis, la nuance d'acier mentionnée ci-dessus (A 286) n'est pas conforme au choix de conception puisque cette nuance a été abandonnée au début des années 1990 au profit de la nuance 316L, moins sensible à la CSC. La découverte en 2012 de vis de guides d'eau réalisées en nuance A 286 est donc une non-conformité qui n'a pas pu être expliquée au moyen de la documentation disponible. Il est à noter que cette nuance A 286 est toutefois acceptable pour les vis de liaison des autres composants internes des pompes, ces vis étant moins sensibles à la CSC car moins sollicitées mécaniquement.

Néanmoins, un cas de fissuration par corrosion d'une vis de nuance 316L du PHS d'une pompe primaire du réacteur n° 2 de Civaux a aussi été observé lors d'un contrôle. L'expertise n'ayant pas montré d'anomalie de fabrication de cette vis, ce constat conduit à se réinterroger sur la résistance de cette nuance d'acier à la CSC.

La corrosion sous contrainte est un mécanisme de dégradation qui se manifeste par des fissures se développant entre les grains métallurgiques.

Les paramètres favorisant son apparition sont :

- la sensibilité du matériau : les nuances d'acier sont plus ou moins sensibles selon leur composition métallurgique et l'état d'écroutissage résultant de leur mode de fabrication ;
- le milieu environnant : la chimie et la température élevée du fluide primaire sont des facteurs favorables ;
- des contraintes mécaniques permanentes ou variables suffisamment élevées.

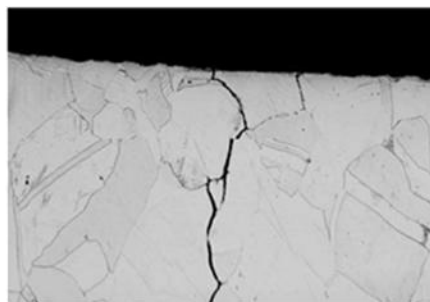


Figure 4 : fissure intergranulaire de corrosion sous contrainte

Les risques associés à ces dégradations

La dégradation des vis peut induire :

- la création de corps migrants dans la cuve.
Une tête de vis présente dans une zone de la cuve pourrait endommager le revêtement en acier inoxydable de la paroi interne de la cuve par des impacts répétés. Le percement du revêtement conduirait ensuite à une corrosion rapide de l'acier de la cuve, ce qui n'est pas acceptable.
Par ailleurs, un coincement de fragments de coupelles pourrait, par exemple, altérer le fonctionnement des mécanismes de commande des grappes, nécessaire pour maîtriser la réaction nucléaire ;
- une dégradation de la liaison, assurée par les vis entre le guide d'eau et la volute de la pompe.
Cela pourrait conduire à un déboîtement à terme du guide d'eau, lequel pourrait alors venir buter contre le palier hydrostatique. Il en résulterait une baisse du débit de la pompe, affectant le refroidissement du cœur du réacteur, ainsi qu'une altération du comportement du GMPP se traduisant par des vibrations importantes.

Les mesures prises par EDF pour anticiper les risques génériques de dégradation des fixations

Après avoir procédé au remplacement des vis non conformes, EDF a défini une stratégie lui permettant d'anticiper les risques génériques de dégradation des fixations, comportant trois axes :

- une modification de la conception des vis des guides d'eau, avec un nouveau dessin de la tête de vis et du raccordement de cette tête de vis au fût, et un couple de serrage augmenté ;
- une réévaluation du risque de rupture par corrosion sous contrainte des vis des guides d'eau et des PHS en acier de nuance 316L ;
- un renforcement du programme de surveillance de la visserie.

L'analyse de l'IRSN

En premier lieu, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF vérifie que l'acier des visseries des guides d'eau et des paliers hydrostatiques est bien de la nuance 316L et non de la nuance A 286. Un programme de contrôle exhaustif des vis sur l'ensemble des réacteurs de 1450 MWe devait donc être mis en place ; c'est ce qu'a fait EDF en 2012 et 2013.

En deuxième lieu, l'IRSN a examiné la pertinence et la suffisance des dispositions proposées par EDF, notamment quant à la conception des vis des guides d'eau et leurs modes de serrage et de freinage :

- L'IRSN a considéré que les dispositions de conception proposées étaient effectivement de nature à réduire le risque de rupture par fatigue ou de desserrage de vis. En effet, l'augmentation du rayon de courbure du congé de raccordement entre la tête et le fût de la vis permet de réduire les concentrations locales de contraintes et donc les risques de rupture par fatigue vibratoire.
Ces dispositions seront mises en œuvre dès 2013 et EDF réalisera en 2015 un contrôle de deux GMPP afin de vérifier leur efficacité pour résoudre les problèmes de desserrage.
- Pour l'IRSN, le risque de corrosion sous contrainte (CSC) de la visserie des PHS en acier de nuance 316L est avéré, du fait de la découverte d'un cas de fissuration par CSC d'une vis de PHS ne présentant pas d'anomalie de fabrication.

Aussi, l'IRSN, considérant que l'augmentation du couple de serrage et la réduction du diamètre du fût favorisent l'apparition de corrosion sous contrainte du fait de l'augmentation des sollicitations, a estimé que ces mesures nécessitent d'être accompagnées par une révision des dispositions de maintenance. EDF a prévu de réévaluer le programme de maintenance périodique.

L'avis de l'IRSN est consultable sur le site de l'IRSN à l'adresse suivante :

<http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00021-N4-EPR.aspx>

Absence de casse-siphon dans les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles irradiés

À la conception, a été prévue la mise en place d'un dispositif dit « casse-siphon » dans la tuyauterie du circuit de refroidissement de la piscine d'entreposage des assemblages combustibles afin d'éviter une vidange accidentelle de cette piscine par siphonage. Ce dispositif consiste en un orifice circulaire percé dans la zone supérieure de la partie immergée de la tuyauterie. EDF a contrôlé la conformité des dispositifs en place dans le cadre des actions de prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Il a alors constaté l'absence d'un tel dispositif pour les tuyauteries du circuit de refroidissement des piscines des réacteurs n° 2 et n° 3 de la centrale nucléaire de Cattenom.

Piscine d'entreposage

Chaque réacteur électronucléaire d'EDF comporte une piscine d'entreposage des assemblages combustibles, dont la conception a notamment pour buts :

- d'assurer la protection biologique des travailleurs vis-à-vis des rayonnements ionisants ;
- de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle des assemblages déchargés du cœur avant leur transfert à l'usine de retraitement AREVA de La Hague ou leur rechargement dans le cœur ;
- d'entreposer les assemblages combustibles neufs avant leur chargement dans le cœur.

Afin d'assurer ces fonctions, il est nécessaire de maintenir en permanence un niveau d'eau suffisant au-dessus des assemblages combustibles. Selon le type de réacteur, la profondeur de la piscine varie entre 12 m et 13 m, la hauteur d'un assemblage combustible étant d'environ 4 m.

↳ Puissance résiduelle

Au sein d'un réacteur nucléaire, la réaction nucléaire de fissions en chaîne conduit à produire notamment de l'énergie thermique et des produits de fission.

Après arrêt de la réaction en chaîne, le combustible dégage encore une certaine puissance, appelée puissance résiduelle, décroissante dans le temps. Peu après l'arrêt, la puissance résiduelle est due majoritairement aux produits de fission. Cette puissance résiduelle varie de 0,5 % à 0,1 % de la puissance nominale du réacteur, entre un jour et un mois après la mise à l'arrêt du réacteur.

Afin d'éviter un échauffement des assemblages combustibles qui pourrait nuire à leur intégrité et conduire à des rejets radioactifs dans l'environnement, la puissance résiduelle doit être évacuée.

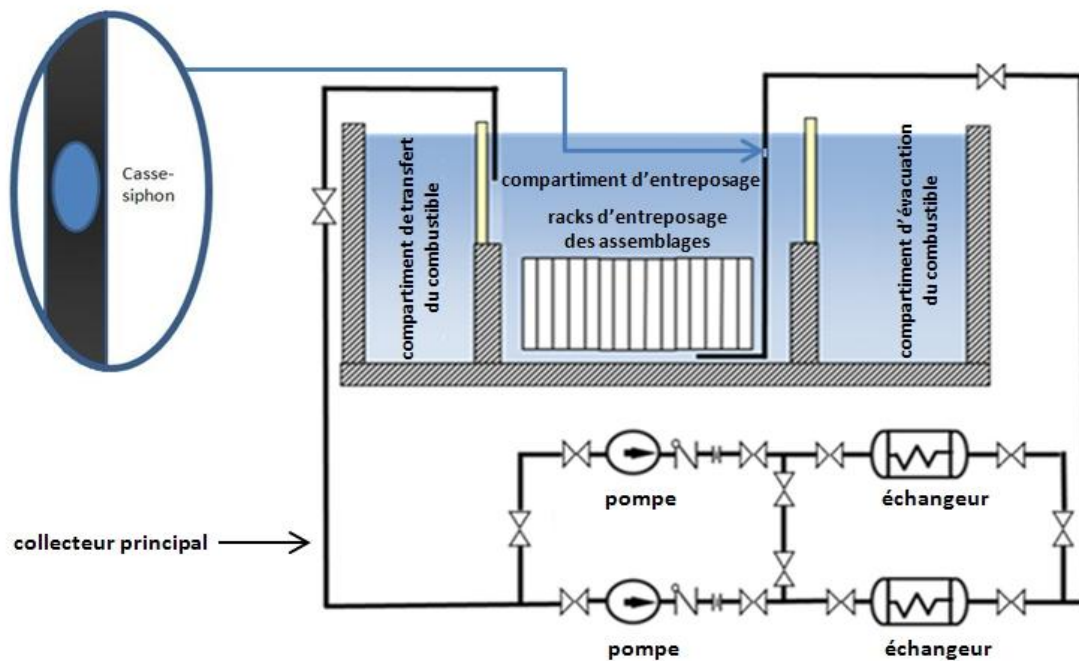


Schéma d'une piscine d'entreposage (ou de désactivation)

L'eau de la piscine de désactivation est donc refroidie en permanence par le système de réfrigération et de filtration (PTR). L'eau est aspirée à la partie supérieure de la piscine puis refroidie dans des échangeurs de chaleur avant d'être refoulée par une tuyauterie plongeant au fond de la piscine, au niveau des pieds des racks d'entreposage des assemblages combustibles.

En cas de fuite ou de rupture d'une tuyauterie du circuit PTR ou encore en cas d'erreur de lignage, un siphonage peut s'amorcer dans cette ligne de refoulement et provoquer une vidange de la piscine avec découverture partiel ou total des assemblages combustibles. Afin d'interrompre le siphonage, des dispositifs passifs, dits « casse-siphon », ont été prévus à la conception. Ils consistent en un percement, dans la zone supérieure de la partie immergée des tuyauteries concernées, d'un orifice circulaire dont le diamètre correspond environ au dixième de celui de la tuyauterie.

⚡ **Erreur de lignage** : Le lignage d'un circuit a pour but de rendre ce circuit disponible, que ce soit en fonctionnement normal, en conduite incidentelle ou accidentelle, lors d'interventions de maintenance ou d'essais périodiques. Le lignage consiste donc en une configuration de robinets ou de registres en position ouverte, fermée ou toute autre position requise, ou de dispositifs d'obturation qui doivent être posés ou déposés. Une erreur de lignage d'un circuit est une manœuvre inadaptée (ouverture erronée d'un robinet par exemple) pouvant entraîner l'indisponibilité partielle ou totale d'une ou plusieurs fonctions de sûreté.

À la suite de l'accident de Fukushima, l'association WANO (the World association of nuclear operators) a recommandé de vérifier la conformité des dispositifs « casse-siphon » prévus dans les tuyauteries de refoulement du circuit de refroidissement PTR. Lors des contrôles réalisés fin 2011, l'exploitant de Cattenom a constaté l'absence de tels dispositifs dans les tuyauteries plongeant dans les piscines des réacteurs n° 2 et n° 3, qui n'avaient pas été percées. Les contrôles menés pour les autres réacteurs d'EDF n'ont pas révélé d'autre absence de dispositif « casse-siphon ».

Causes de l'absence des dispositifs « casse-siphon » à Cattenom

Les dispositifs « casse-siphon » figurent bien sur les plans d'étude et de réalisation. Il s'agit donc d'un écart survenu lors de la construction. L'événement datant de plus de 25 ans, sa cause exacte est difficile à déterminer. L'explication suivante a néanmoins été avancée par EDF : à la construction, après achèvement de la réalisation du circuit de refroidissement, celui-ci a été testé en pression ; la tuyauterie aurait ensuite dû être percée, ce qui n'a pas été réalisé. Par ailleurs, les contrôles de conformité aux plans de l'installation, réalisés avant la mise en service de l'installation, n'ont pas permis de détecter l'écart.

Lors d'une instruction menée par l'IRSN en 2002 concernant la sûreté de l'entreposage des assemblages combustibles irradiés en piscine, EDF s'était engagé à mettre en œuvre, sous six mois, un contrôle périodique de l'absence d'obturation des dispositifs « casse-siphon ». EDF a bien intégré dans ses programmes de maintenance préventive (fin 2009 pour les réacteurs de 900 MWe, août 2010 pour les réacteurs de 1300 MWe, avril 2011 pour les réacteurs de 1450 MWe) le contrôle périodique (tous les trois ans) de l'absence d'obturation des dispositifs « casse-siphon » équipant les tuyauteries du circuit PTR. Cependant, ces contrôles n'avaient pas encore été mis en application sur le site de Cattenom qui comporte quatre réacteurs de 1300 MWe.

Actions correctives

Les contrôles de conformité réalisés dans les piscines à la suite de la découverte de l'absence de casse-siphon pour deux réacteurs de la centrale de Cattenom ont montré que, pour les réacteurs de 900 MWe, de 1300 MWe et de 1450 MWe, les diamètres des casse-siphons sont conformes à l'attendu (20 mm), sauf pour les réacteurs n° 1 de Golfech (17 mm) et de Belleville (15 mm). Des contrôles de conformité des casse-siphons ont également été réalisés dans les piscines des bâtiments des réacteurs ; ils n'ont pas révélé d'écart.

Les dispositifs « casse-siphon » des tuyauteries de refoulement des circuits PTR des réacteurs n° 2 et n° 3 de la centrale de Cattenom ont été percés par des plongeurs spécialisés environ un mois après la détection de l'écart, réacteur en fonctionnement. Les casse-siphons des piscines des réacteurs n° 1 de Golfech et de Belleville ont également été mis en conformité environ un mois après la détection de l'écart.

Importance pour la sûreté

Une erreur de lignage ou une brèche dans un circuit connecté à la piscine d'entreposage pourrait entraîner une baisse incontrôlée du niveau d'eau. Pour limiter cette baisse, les pompes de refroidissement de la piscine sont alors arrêtées. Si la fuite est située plus bas que la piscine, un siphonage peut s'amorcer et la baisse de niveau se poursuivre.

En l'absence de dispositif « casse-siphon » et sans intervention des opérateurs de conduite, une telle vidange conduirait au dénoyage des assemblages combustibles entreposés puis à leur dégradation et à des rejets radioactifs dans l'environnement.

Suffisance du dispositif actuel

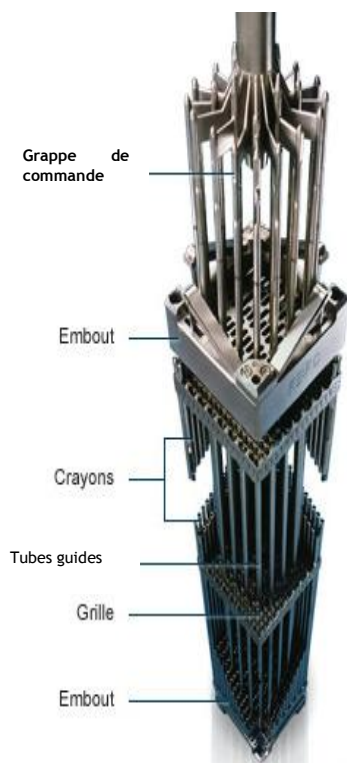
L'IRSN a demandé à EDF de montrer la suffisance des dispositifs « casse-siphon » actuels pour des vidanges plus sévères que celles envisagées à la conception. Les études réalisées par EDF ont montré que le diamètre actuel des dispositifs « casse-siphon » ne permettrait pas d'arrêter une vidange initiée par une rupture guillotine du collecteur principal du circuit PTR. De ce fait, EDF s'est engagé à augmenter, sur tous les paliers, avant mars 2014, la section de passage des dispositifs « casse-siphon ».

Par ailleurs, l'obturation d'un dispositif « casse-siphon » ne pouvant pas être exclue, l'IRSN a recommandé qu'EDF modifie la conception de la ligne de refoulement du circuit PTR, sur la base d'une diversification fonctionnelle, par exemple.

Faiblesse dans les moyens de surveillance des cœurs des réacteurs

La réaction nucléaire en chaîne dans le cœur d'un réacteur doit à tout moment être maîtrisée. Cela nécessite en particulier la surveillance du flux de neutrons par des dispositifs de mesure installés à proximité du cœur, y compris lorsque le réacteur est à l'arrêt. Or, cette surveillance a été mise en défaut lors de phases de chargement ou de déchargement du cœur. L'exploitant a donc pris des dispositions pour remédier à cette anomalie. L'analyse de l'IRSN a conclu à l'insuffisance de ces dispositions et a conduit à la demande d'une modification matérielle visant à prévenir un accident de criticité.

Pourquoi surveiller le flux neutronique quand le réacteur est à l'arrêt ?



Assemblage combustible

Même à l'arrêt, le cœur d'un réacteur émet des neutrons. Ces neutrons proviennent de la désintégration de produits de

fission présents dans les assemblages combustibles déjà irradiés et de la présence de sources de neutrons nécessaires aux démarrages du réacteur. A l'arrêt, le cœur doit rester sous-critique, c'est-à-dire que le nombre de neutrons ainsi produits doit demeurer inférieur au nombre de neutrons absorbés ou s'échappant du cœur. L'absorption des neutrons est assurée par le bore dissous dans l'eau du circuit primaire et par les grappes de commande qui s'insèrent dans les assemblages combustibles. Ainsi, toute diminution de la concentration du bore ou tout retrait de grappes de commande entraîne une augmentation du nombre de neutrons. Ces neutrons, s'ils devenaient trop nombreux, pourraient déclencher une réaction nucléaire en chaîne non maîtrisée et provoquer un accident de criticité. A l'arrêt, cet accident pourrait essentiellement entraîner l'irradiation de travailleurs situés dans le bâtiment

↳ Le **flux neutronique** désigne le nombre de neutrons traversant une surface d'un mètre carré pendant une seconde.

↳ Un **accident de criticité** est le déclenchement d'une réaction nucléaire en chaîne non maîtrisée au sein d'un milieu initialement sous-critique.

du réacteur et à terme provoquer une fusion de combustible.

Comment surveiller le flux neutronique quand le réacteur est à l'arrêt ?

Des détecteurs de neutrons appartenant aux « chaînes de mesure de flux - niveau source (CNS) », placés autour de la cuve, mesurent le nombre de neutrons s'échappant de la cuve. Si ce nombre augmente, alors le flux neutronique à l'intérieur du cœur du réacteur augmente également. Lorsque l'augmentation du flux dépasse un seuil défini, une alarme alerte l'opérateur d'une variation inattendue du flux. Cette alarme doit survenir suffisamment tôt pour laisser à l'opérateur le temps d'intervenir avant l'accident de criticité. Dans cette situation, l'opérateur met en œuvre les actions définies dans les procédures.

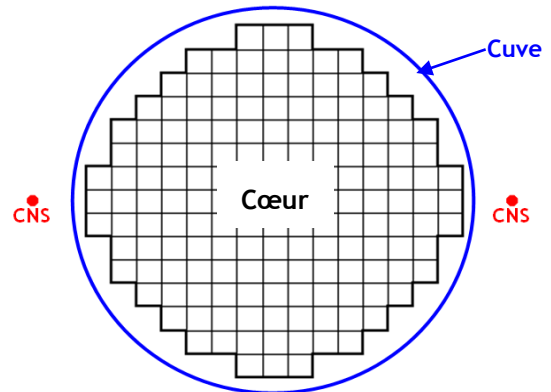
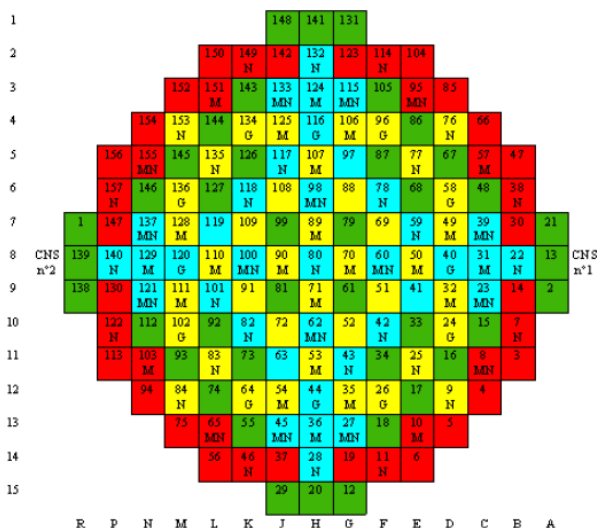


Schéma de localisation azimutale des CNS pour un réacteur de 900 MWe - vue de dessus

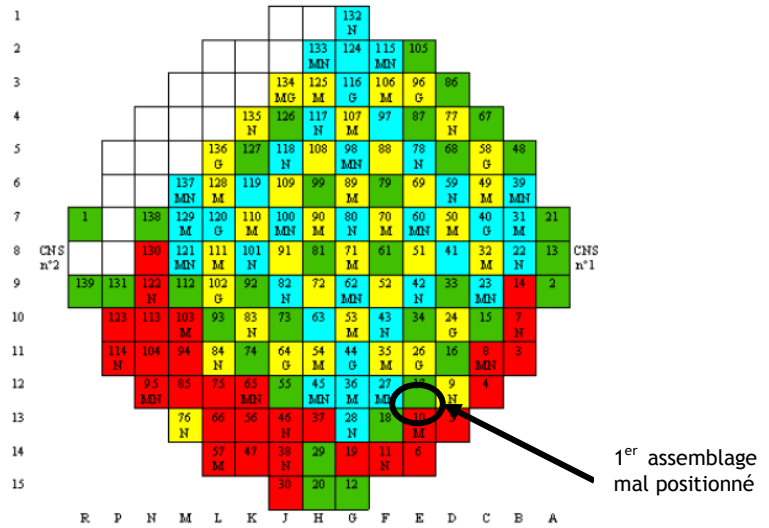
Les premiers doutes sur l'efficacité des « chaînes de mesure de flux - niveau source »

Le cœur d'un réacteur comporte des assemblages combustibles de différentes caractéristiques. Un plan de chargement définit la position exacte des assemblages combustibles dans le cœur. Il est conçu de manière à homogénéiser la distribution du flux neutronique dans le cœur, lorsque le réacteur est en fonctionnement. Ce plan de chargement doit être respecté pour pouvoir garantir la maîtrise de la réaction en chaîne quel que soit l'état de fonctionnement du réacteur.

En 2001, lors du rechargement du cœur d'un réacteur de Dampierre, une erreur de chargement d'un assemblage a provoqué des décalages de position pour 113 assemblages. Des calculs réalisés a posteriori ont mis en évidence une augmentation importante du flux neutronique que les CNS n'avaient pas détectée. Cette absence de détection par les CNS a été expliquée par EDF en 2005.



Plan de chargement prévu



Erreur dans la réalisation du plan de chargement en 2001

Pourquoi les CNS ne permettent-elles pas de détecter une augmentation du flux neutronique dans tous les cas ?

Les CNS sont situées à l'extérieur de la cuve et leur « champ de vision » des neutrons est relativement limité.

Si, de manière accidentelle, le nombre de neutrons augmente fortement dans certaines zones du cœur, les CNS peuvent y être peu sensibles, comme ce fut le cas lors de l'erreur de chargement à Dampierre en 2001.

Le flux mesuré par les CNS n'est pas toujours représentatif du niveau de flux à l'intérieur du cœur du réacteur. L'opérateur peut donc être alerté tardivement d'une augmentation anormale du flux neutronique.

Les dispositions prises par l'exploitant pour pallier l'« anomalie des CNS »

Lorsque le réacteur est à l'arrêt et la cuve ouverte alors que des assemblages combustibles sont présents dans celle-ci, l'augmentation du flux de neutrons peut être due à :

- une erreur de chargement ;
- un retrait de grappes de commande lors de la levée du couvercle ;
- une « dilution » (diminution de la concentration) du bore présent dans l'eau du circuit primaire.

Concernant les erreurs de chargement, l'exploitant a mis en place en 2003 une organisation permettant de prévenir tout mauvais positionnement d'assemblages combustibles. Néanmoins, il a démontré qu'une permutation d'assemblages combustibles ne conduirait pas à la criticité.

Concernant l'accident de retrait de grappes de commande, l'exploitant a démontré en 2003 que la concentration du bore était suffisante pour éviter un accident de criticité lors de la levée du couvercle.

Concernant la « dilution » du bore, l'exploitant a choisi en 2005 d'utiliser le dispositif existant de mesure en continu de la concentration de bore, appelé boremètre, pour détecter suffisamment tôt une diminution de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire. Cet automate, raccordé au circuit d'échantillonnage du fluide primaire, assure désormais une fonction de sûreté. En cas de défaillance de cet automate, un chimiste réalise, toutes les 90 minutes, une mesure manuelle de la concentration du bore.

De l'instruction de l'IRSN à la décision de l'ASN

Les dispositions retenues par l'exploitant pour éviter un accident de criticité n'ont pas été remises en cause par l'IRSN en 2004 pour les situations d'erreur de chargement ou de retrait de grappes de commande.

En revanche, en 2011, l'examen par l'IRSN de la solution palliative à « l'anomalie des CNS » a conclu que la fiabilité des moyens de mesure de la concentration d'acide borique (en continu et en manuel) n'était pas suffisante (cf. avis sur le site IRSN : <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2011-00273-EDF-Palier-CPY-APR.aspx>). Dans ces conditions, l'IRSN a recommandé que l'exploitant étudie au plus tôt d'autres dispositions matérielles diversifiées et indépendantes du boremètre actuel. Aussi, en 2012, l'ASN a prescrit à EDF d'implanter une modification matérielle visant à prévenir l'apparition d'un accident de criticité en cas de « dilution » du bore contenu dans l'eau du circuit primaire. Dans l'attente d'une solution robuste, l'IRSN a recommandé la mise en œuvre, à court terme, d'actions visant à garantir un niveau de sûreté acceptable vis-à-vis du risque de criticité.

Solution définitive de traitement proposée par EDF

EDF a proposé d'installer un autre boremètre de conception différente sur un circuit permettant une mesure directe et rapide de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire. EDF envisage la première installation de ce deuxième boremètre en 2017, puis sa généralisation à un rythme pouvant atteindre 13 réacteurs par an, si cela est industriellement faisable.

Dans l'attente de la mise en place de cette modification définitive, EDF a, conformément aux recommandations de l'IRSN, engagé des actions visant à diminuer le risque de « dilution », à améliorer la fiabilité du boremètre existant et à sensibiliser les opérateurs à l'importance du nouveau rôle du boremètre actuel, qui assure désormais une fonction de sûreté.

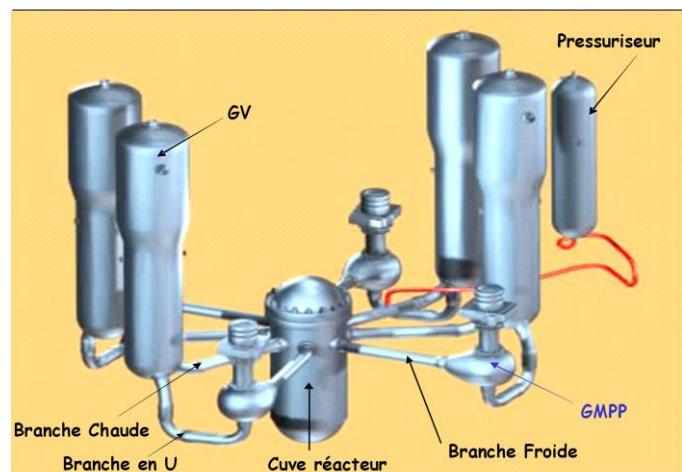
Départs de feu dans le local d'un groupe motopompe primaire à Penly 2

En avril 2012, un fonctionnement intempestif et prolongé d'une pompe du circuit d'huile d'un groupe motopompe primaire du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly a été constaté. Cumulé au serrage insuffisant d'une vis d'une bride du circuit d'huile, ceci a conduit à une fuite d'huile suivie de départs de feu et à une dégradation du groupe motopompe primaire. Une succession de défaillances techniques et humaines a alors entraîné une fuite d'eau du circuit primaire, qui a été collectée dans un réservoir prévu à cet effet.

À la suite de cet incident, EDF a immédiatement engagé des actions correctives que l'IRSN examinera en 2013 dans le cadre de l'analyse approfondie de cet incident.

Les groupes motopompes primaires

Les groupes motopompes primaires (GMPP) assurent la circulation de l'eau du circuit primaire dans les différentes boucles de ce circuit (branche chaude + branche en U + branche froide) et participent à la fonction de refroidissement du cœur du réacteur en transférant l'énergie calorifique du cœur aux générateurs de vapeur et aux circuits secondaires. En puissance, tout arrêt intempestif d'un GMPP, ou même tout ralentissement intempestif de celui-ci, entraîne l'arrêt automatique du réacteur (AAR).



Les réacteurs à eau sous pression français sont équipés de trois ou quatre GMPP selon leur puissance. Les réacteurs de 900 MWe possèdent trois GMPP. Les réacteurs de 1300 MWe (dont les réacteurs de la centrale de Penly) et ceux de 1450 MWe possèdent quatre GMPP.

Les GMPP sont des machines tournantes à axe vertical, dont la vitesse de rotation est d'environ 1500 tours par minute. Ils sont constitués d'un moteur électrique dont la lubrification est assurée par un circuit d'huile. Ce moteur entraîne un arbre et une roue, laquelle met en mouvement l'eau du circuit primaire. L'étanchéité entre l'arbre de la pompe et le moteur est assurée par un système de trois joints successifs dans lesquels de l'eau est injectée à contre-courant à haute pression afin d'éviter toute fuite d'eau du circuit primaire vers l'extérieur (voir la figure 3). Une partie de l'eau injectée aux joints entre dans le circuit primaire ; le reste est collecté et renvoyé dans deux circuits spécifiques (RCV, RPE). Les joints sont conçus pour fonctionner dans des conditions de température plus basses que celles de l'eau

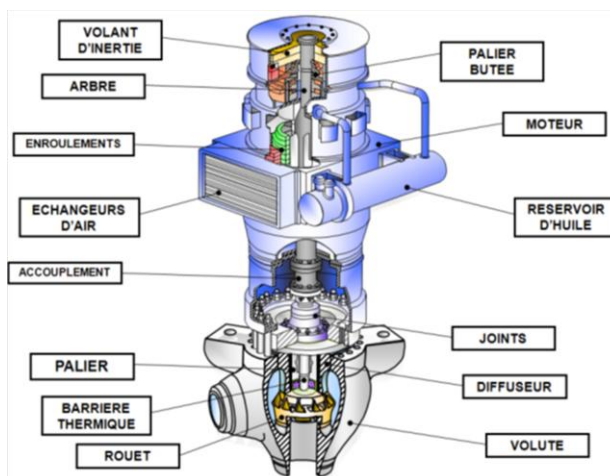


Figure 2 : Groupe motopompe primaire (GMPP)

du circuit primaire lorsque le réacteur est en fonctionnement. C'est pourquoi une protection thermique de ces joints est assurée par deux systèmes : l'injection d'eau froide à contre-courant à haute pression et un dispositif de refroidissement, appelé « barrière thermique » (voir la figure 4 et la photo 1), dont le rôle essentiel est de refroidir l'eau présente au niveau des joints, en cas de défaillance de l'injection d'eau froide à haute pression.

☞ **Circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) :** circuit raccordé au circuit primaire qui permet principalement de maintenir la qualité de l'eau primaire, d'ajuster son volume et de régler sa teneur en acide borique.

☞ **Circuit des purges et évènements nucléaires (RPE) :** ce circuit collecte les effluents liquides et gazeux qui peuvent présenter une contamination radioactive et qui sont produits par les circuits et installations nucléaires.

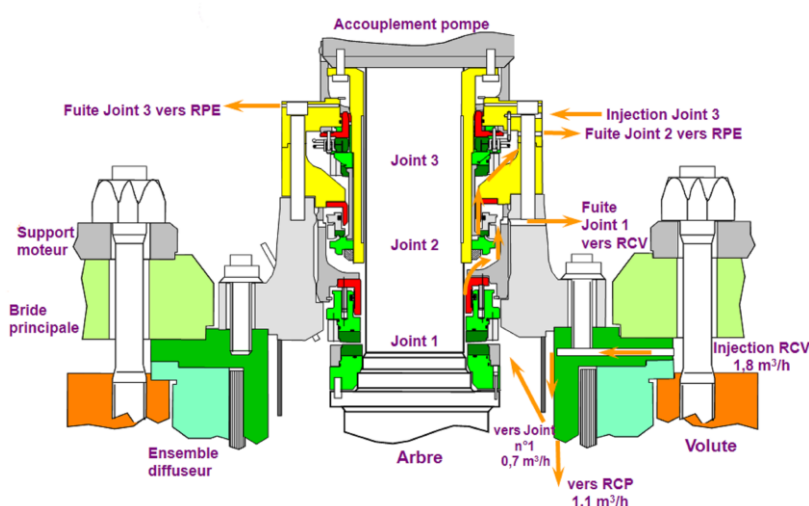


Figure 3 : Schéma de principe des joints d'un groupe motopompe primaire

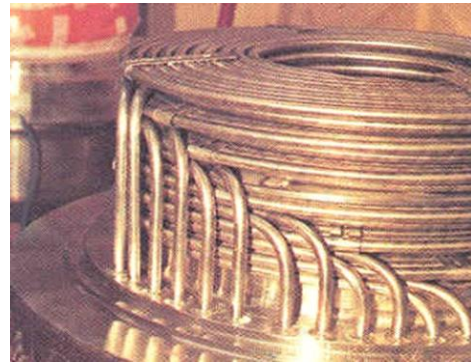
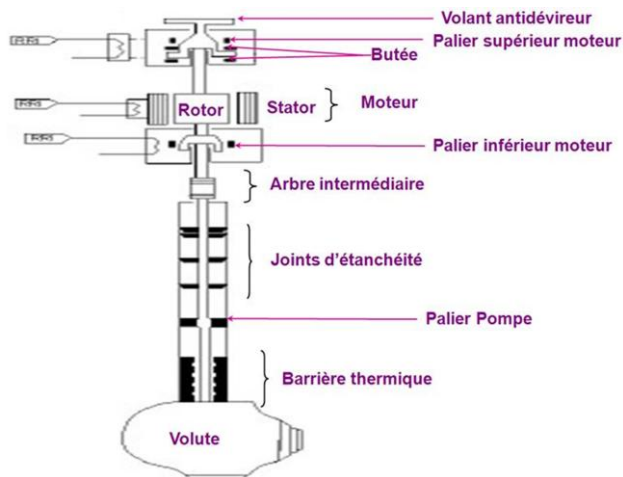
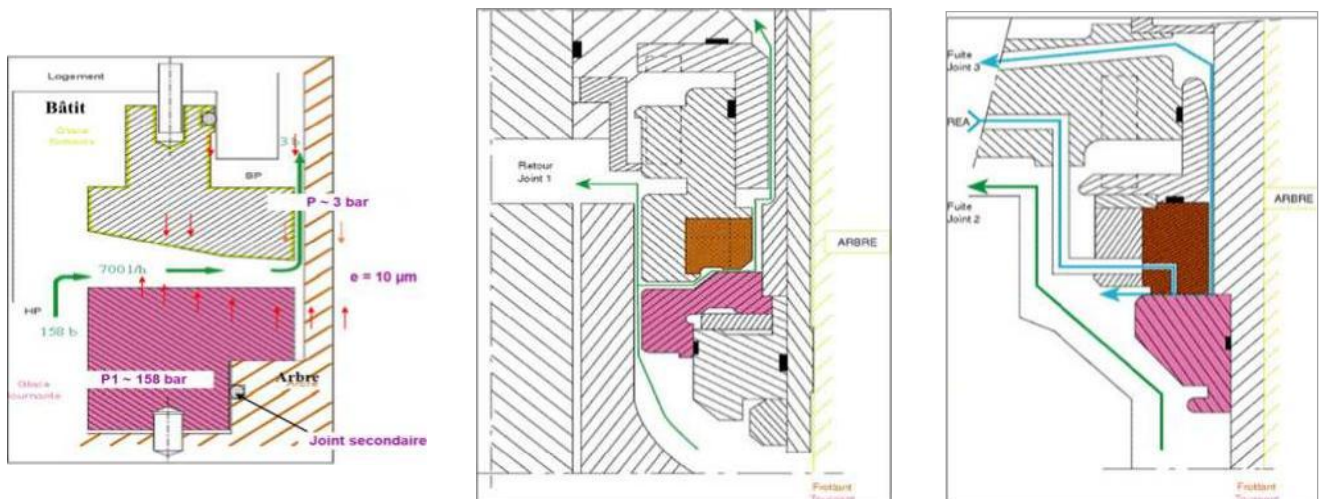


Photo 1 : Barrière thermique d'un GMPP

Figure 4 : Description d'un GMPP - schéma simplifié

Les joints d'un GMPP

Les trois joints successifs des GMPP doivent assurer l'étanchéité du circuit primaire. Pour obtenir cette étanchéité, de l'eau froide est injectée dans ces joints pour faire obstacle au fluide primaire chaud (représenté en vert sur les schémas ci-dessous). Les trois joints permettent par l'intermédiaire de trois fuites successives **contrôlées**, d'abaisser la pression de 155 bars (pression du circuit primaire) à la pression atmosphérique.



Descriptif du joint n° 1

- Le profil des faces est conçu pour qu'existe un jeu d'épaisseur constante ($e = 10 \mu\text{m}$), d'où une fuite contrôlée.
- Cet écartement de $10 \mu\text{m}$ est obtenu par l'équilibre des forces de pression sur l'anneau flottant (auto-stabilisant).
- Les faces ne doivent jamais entrer en contact.

Descriptif du joint n° 2

- Le joint n° 2 sert à faire barrage à la fuite du joint n° 1.
- Il s'agit d'un joint classique à surfaces frottantes.
- En cas de défaillance du joint n° 1, le joint n° 2 peut tenir un temps suffisant pour pouvoir arrêter les installations, grâce à un système de refroidissement appelé « barrière thermique ».

Descriptif du joint n° 3

- Le joint n° 3 sert à faire barrage à la fuite du joint n° 2.
- Il s'agit d'un joint classique à surfaces frottantes.
- Une injection d'eau du circuit REA au milieu des surfaces frottantes évite une remontée d'eau borée et contaminée provenant de la fuite du joint n° 2.

Figure 5 : Description du rôle des trois joints des groupes motopompes primaires

Circuit d'huile de soulèvement de l'arbre d'un GMPP

Un circuit d'huile assure la lubrification des paliers de chaque GMPP en service (régime hydrodynamique) ; un dispositif complémentaire d'injection d'huile sous haute pression, dit « de soulèvement », assure la présence d'un film d'huile sur le palier butée du GMPP (voir la figure 4) avant et pendant le démarrage, ainsi que lors de l'arrêt du moteur (régime hydrostatique).

☞ **Palier** : Organe utilisé en construction mécanique pour supporter et guider en rotation un arbre de transmission.

☞ **Palier butée** : Ce type de palier doit assurer le maintien de l'arbre dans le sens axial et résister à de fortes poussées axiales.

Lors de la phase de démarrage d'un GMPP, sa pompe à huile est mise en service automatiquement pour permettre le soulèvement de l'arbre. Après environ deux minutes et trente secondes de fonctionnement de cette pompe, le moteur du GMPP est mis sous tension. La pompe à huile s'arrête ensuite après une temporisation d'environ une minute.

Cette pompe est également utilisée lors de l'arrêt du GMPP pour permettre la lubrification des paliers pendant le ralentissement de la pompe. Dans ce cas, elle s'arrête après une temporisation de quinze minutes.

Le fonctionnement de la pompe à huile est donc associé aux séquences de démarrage et d'arrêt du GMPP.

Déroulement de l'incident

Dans la nuit du 3 au 4 avril 2012, le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly était en production ; la pompe à huile de soulèvement du GMPP n° 1 a alors démarré de manière intempestive. Le démarrage de cette pompe n'a pas été détecté par les opérateurs présents dans la salle de commande (SdC) ; cette pompe a donc fonctionné en continu jusqu'à l'arrêt automatique du GMPP le 5 avril vers midi.

Avant l'arrêt automatique du GMPP, une alarme signalant un niveau bas dans le réservoir d'huile de lubrification du GMPP n° 1 est apparue en SdC. Deux minutes plus tard, des alarmes « incendie », activées par des détecteurs situés dans les locaux de ce GMPP, se sont allumées en SdC (la fuite d'huile à proximité de composants très chauds (environ 300 °C) a occasionné des départs de feu). Vingt minutes plus tard, la séquence d'arrêt de ce même GMPP s'est déclenchée automatiquement à la suite d'une alarme de température excessive de l'un des paliers de l'arbre du moteur, du fait de la perte d'une partie notable de la charge d'huile de ce même moteur. L'arrêt du GMPP a été suivi de l'arrêt automatique du réacteur. Les opérateurs ont conduit le réacteur selon les procédures de conduite incidentelle et accidentelle.

Après l'appel des services de secours extérieurs, les équipes internes d'intervention contre l'incendie ont été gréées. Le Plan d'urgence interne (PUI) conventionnel a été activé au début de l'après-midi. Les équipes d'intervention d'EDF et des sapeurs-pompiers extérieurs sont entrés à plusieurs reprises dans le bâtiment du réacteur pour éteindre, à l'aide d'extincteurs, les départs de feu et réaliser diverses actions de prévention et de surveillance.

☞ **Plan d'urgence interne (PUI) conventionnel** : il définit une organisation de crise locale mise en œuvre pour un accident non radiologique (incendie, blessés, explosion d'origine électrique...) ne concernant pas la sûreté de la partie nucléaire de la centrale.

Au cours de l'arrêt du GMPP n° 1, un isolement automatique de la ligne de retour de fuite du joint n° 1 a eu lieu en raison d'un débit de retour de fuite élevé, probablement du fait de la dégradation du joint n° 1 (voir la figure 3 - « Fuite du joint n° 1 vers le circuit RCV » et le descriptif du joint n° 1 sur la figure 5). Toutefois, l'injection d'eau froide aux joints des quatre GMPP n'a pas été interrompue, notamment pour le GMPP n° 1 à l'arrêt, où la pression de l'eau injectée s'est donc reportée sur le joint n° 2. Vers dix-huit heures, EDF, craignant que le joint n° 2 du GMPP à l'arrêt ne résiste pas à la pression, a décidé de rouvrir la ligne de retour de fuite du joint n° 1 en direction du circuit RCV pour soulager le joint n° 2. Or, la vanne située sur cette ligne de retour de fuite avait perdu son étanchéité interne, du fait probablement de l'arrivée de particules provenant du joint n° 1 endommagé.

La tentative infructueuse de réouverture de cette vanne a alors provoqué une fuite d'eau primaire qui a été collectée dans un réservoir du circuit des purges et événements nucléaires (RPE) prévu, entre autres, à cet effet à la conception.

L'application des procédures de conduite incidentelle et accidentelle a permis de réduire progressivement la fuite primaire au travers du joint n° 2 par la dépressurisation du circuit primaire. Le réacteur n° 2 a atteint un état d'arrêt stable dans la nuit du 5 au 6 avril 2012. Peu après, le PUI conventionnel a été levé faisant suite à la confirmation de l'extinction du feu.

Cet incident, qui n'a pas eu de conséquence sur l'environnement, a été classé au niveau 1 de l'échelle internationale de gravité des événements nucléaires INES (International Nuclear Event Scale).

Origine de la fuite d'huile

Lors des expertises réalisées sur le GMPP n° 1, il a été constaté qu'un joint d'une bride du circuit d'huile de la pompe de soulèvement était sorti de sa position initiale (voir la photographie 2). Le contrôle du serrage des quatre vis de la bride défaillante a mis en évidence un serrage insuffisant d'une des quatre vis, située au plus près de la fuite. Après dépose de la tuyauterie, le contrôle du joint a montré qu'il était bien placé dans sa gorge, mais qu'il était sectionné au niveau de la vis qui présentait un serrage insuffisant.

L'hypothèse retenue par EDF est que le fonctionnement prolongé de la pompe de soulèvement avec un serrage insuffisant d'une vis a conduit à une déformation excessive du joint puis à sa rupture.



Photographie 2 : Joint sorti de sa position initiale

Origine de la dégradation du joint n° 1

Peu après midi, une augmentation du débit de retour de fuite du joint n° 1 et une baisse de sa perte de charge ont été constatées, ce qui est significatif d'une ouverture conséquente du joint. Son endommagement a été effectivement confirmé lors de l'expertise du GMPP. Cependant, la cause précise de cet endommagement n'a pas été identifiée à ce jour. Cette question est en cours d'examen à l'IRSN dans le cadre de l'analyse approfondie de l'incident mentionnée au début de cet article.

Les actions correctives engagées par EDF

À la suite de l'incident, le GMPP n° 1 du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly a été remplacé dans son intégralité, à l'exception de la volute, et un contrôle du serrage de l'ensemble des vis des brides du circuit d'huile pour tous les GMPP a été réalisé sur les deux réacteurs de cette centrale nucléaire.

EDF a ensuite élaboré et mis en œuvre, avant le redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly, un programme de requalification partielle du circuit primaire. Ce programme a défini les actions à engager (examens visuels, ressuages, répliques métallographiques, nettoyage et remplacements des pièces de rechange) à la suite de l'incident.

De plus, afin de déterminer les causes précises des défaillances matérielles survenues, EDF a réalisé des expertises du GMPP n° 1, de la cellule électrique de la pompe de soulèvement et des vannes situées sur la ligne de retour de fuite du joint n° 1 pour les quatre GMPP.

EDF a également examiné l'effet possible de l'augmentation de pression dans la ligne de retour de fuite du joint n° 1 du GMPP défaillant sur les joints n° 1 des trois autres GMPP.

Une vérification du bon serrage des brides du circuit d'huile a de plus été réalisée lors des arrêts pour rechargement des différentes tranches du parc électronucléaire français au titre du retour d'expérience.

Enfin, EDF étudie la faisabilité d'un dispositif de détection en salle de commande de la mise en service de la pompe de soulèvement de chacun des GMPP.

Contour de l'analyse approfondie par l'IRSN de cet incident

En 2013, l'IRSN examinera la pertinence et la suffisance des actions engagées par EDF dans le cadre d'une analyse approfondie de cet incident. Les premiers éléments recueillis sur les causes, le déroulement et les conséquences de l'incident, montrent que l'analyse de celui-ci présente un grand intérêt, notamment pour ce qui concerne :

- la conduite du repli du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly jusqu'à un état d'arrêt sûr ;
- les raisons des défaillances matérielles constatées, en particulier celle du joint n° 1 du GMPP n° 1 ;
- les conditions d'intervention du personnel, y compris les prestataires et les secours extérieurs, en termes de radioprotection ;
- l'efficacité des moyens de détection de l'incendie et des actions enclenchées lors de l'incident par EDF pour y faire face ;
- les aspects génériques de cet événement.

Dans le cadre de l'analyse approfondie, des échanges techniques sont prévus entre l'IRSN et les personnels de la centrale de Penly ayant géré l'événement d'une part, les services centraux d'EDF d'autre part. L'objectif de cette analyse approfondie est de tirer tous les enseignements de cet événement, qui seront partagés avec les autorités de sûreté et les exploitants, tant en France qu'à l'étranger.

Déversement d'eau du circuit primaire dans le bâtiment du réacteur de Cruas 4

En juin 2012, deux interventions humaines inappropriées ont entraîné la mise sous pression et une montée en température du système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur n° 4 de la centrale de Cruas, puis l'ouverture de plusieurs soupapes de protection de ce système. Une quantité importante d'eau radioactive du circuit primaire s'est alors déversée dans le bâtiment du réacteur sans entraîner de rejets à l'extérieur. Le réacteur a été mis à l'arrêt et EDF a effectué les travaux nécessaires pour assainir le bâtiment du réacteur, contrôlé l'état de l'installation et remplacé les matériels endommagés. Compte tenu des conséquences potentielles d'une telle succession d'événements, l'IRSN a examiné la pertinence et la suffisance des actions d'EDF.

Le système affecté par l'événement

Le système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) assure la maîtrise du volume et de la chimie de l'eau du circuit primaire (« fluide primaire »).

Lors du fonctionnement normal du réacteur, il permet de maintenir un niveau approprié d'eau dans le pressuriseur (équipement qui met sous pression le fluide primaire du réacteur) par retrait ou apport d'eau.

Ainsi, le système RCV comporte une tuyauterie de prélèvement d'eau dans le circuit primaire, appelée « ligne de décharge », et une tuyauterie de retour d'eau dans le circuit primaire, appelée « ligne de charge » ; une tuyauterie supplémentaire, appelée « ligne de soutirage excédentaire », peut être utilisée en cas d'indisponibilité de la ligne de décharge.

Un réservoir tampon permet d'« absorber » la différence de débit entre la charge et la décharge et de faire varier le volume d'eau dans le circuit primaire. Lorsque le niveau dans ce réservoir est trop bas, par exemple en cas d'isolement de la ligne de décharge, la ligne de charge est automatiquement alimentée par un autre réservoir (la « bache PTR »).

Le système RCV assure de plus la filtration et la purification du fluide primaire et permet l'injection des produits chimiques destinés principalement à la prévention de la corrosion du circuit primaire. Il est protégé des surpressions par des soupapes.

La circulation du fluide primaire dans le système RCV est assurée par trois pompes dites « pompes de charge », dont une seule est en service lors du fonctionnement normal du système. Avant d'être filtré et purifié, le fluide primaire est refroidi par le système de refroidissement intermédiaire (RRI) au moyen d'échangeurs.

Pour les réacteurs de 900 MWe, le système RCV assure également l'injection d'eau sous haute pression aux joints des pompes primaires (il s'agit des joints qui assurent l'étanchéité entre l'arbre et le corps des pompes primaires).

↳ Les joints qui assurent l'étanchéité de l'arbre des pompes primaires doivent être alimentés en eau en permanence pour assurer cette étanchéité et leur refroidissement (voir l'article sur le GMPP de Penly 2, page 41 de ce rapport).

Déroulement de l'événement

Le 3 juin 2012, alors que le réacteur n° 4 de la centrale de Cruas était en phase de redémarrage après son arrêt annuel pour maintenance et rechargement de combustible, une intervention a été réalisée sur la vanne à 3 voies de la ligne de soutirage excédentaire du système RCV.

↳ Une vanne à 3 voies comporte une entrée et deux sorties (dans le cas présent : RCV et RPE) ; elle peut ainsi orienter le fluide qui la traverse vers l'une ou l'autre des tuyauteries qui lui sont connectées.

Au cours de l'intervention, la vanne a été mise dans une position incorrecte (première erreur), ce qui a conduit à envoyer la fraction de débit de fluide primaire traversant la vanne au système de collecte des effluents primaires (RPE) au lieu du système RCV.

Cette situation a entraîné une perte de fluide primaire supérieure à la valeur autorisée en fonctionnement normal, détectée dans le cadre du bilan périodique des fuites primaires.

↳ Bilan périodique des fuites primaires

Le fluide primaire assure le refroidissement du cœur du réacteur ; à cette fin son volume doit être maîtrisé. Cependant des fuites peuvent se produire en cas d'inétanchéité de matériels tels que vannes ou brides. Un bilan de ces fuites est donc effectué régulièrement par les opérateurs à partir de la mesure de l'ensemble des débits entrant et sortant du circuit primaire.

En application des procédures, l'équipe de conduite a alors suspendu les opérations de redémarrage du réacteur.

Diagnostiquant un problème concernant la ligne de décharge, les opérateurs ont isolé cette dernière, ce qui a entraîné le basculement automatique de l'alimentation de la ligne de charge vers la « bêche PTR ». Parallèlement, afin de maintenir le niveau d'eau constant dans le circuit primaire, les opérateurs ont mis en service le soutirage excédentaire.

Or, du fait de la position fermée d'une vanne du système de réfrigération de la ligne de soutirage excédentaire (deuxième erreur), cette ligne n'était pas refroidie par le circuit RRI. La température puis la pression se sont élevées dans le système RCV et le système RPE, entraînant l'ouverture de plusieurs soupapes de protection. L'eau qui s'échappait par ces soupapes s'est déversée dans un réservoir dédié, le réservoir de décharge du pressuriseur, situé dans le bâtiment du réacteur. Au bout d'un certain temps, ses membranes de protection se sont rompues, entraînant le déversement de 140 m³ de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur sans rejet à l'extérieur.

↳ Le déversement d'eau primaire dans le bâtiment du réacteur peut conduire au noyage ou à l'aspersion d'équipements importants pour la sûreté et entraîner leur dégradation : ce sont les conséquences d'une inondation interne.

Par ailleurs, sous l'effet de l'augmentation de la température, un filtre situé sur la ligne de soutirage excédentaire s'est dégradé, entraînant la dissémination de débris dans le circuit RCV jusqu'à la pompe de charge alors en service qui n'a toutefois pas été détériorée. Un organe de restriction de débit a également été obstrué sur la ligne de retour des joints des pompes primaires, contribuant à sa mise sous pression.

Au cours de la mise à l'arrêt du réacteur, la vitesse de refroidissement du circuit primaire et la différence de température entre les deux extrémités de la ligne d'expansion du pressuriseur (qui relie cet équipement à la tuyauterie primaire) ont dépassé les limites fixées pour éviter d'endommager le circuit.

Après localisation de l'origine des fuites de fluide primaire, l'exploitant est intervenu dans le bâtiment du réacteur pour remettre la vanne à 3 voies dans la configuration correcte et rétablir le refroidissement de la ligne

de soutirage excédentaire. Les lignes de charge et de décharge ont ensuite été remises en service et le soutirage excédentaire a été arrêté, stabilisant ainsi le réacteur dans un état sûr. L'exploitant a alors pu procéder aux contrôles et aux remises en conformité nécessaires de l'installation.

Les actions correctives d'EDF

EDF a mis en œuvre un important programme de contrôles et de maintenance des équipements du circuit RCV qui avaient été soumis à l'augmentation de pression et de température. Le programme de contrôles a aussi porté sur le système RPE et le circuit primaire qui avaient été traversés par des débris provenant de la dégradation du filtre ainsi que sur les systèmes affectés par le déversement de fluide primaire dans le bâtiment du réacteur, ce qui a représenté au total plus d'une centaine d'équipements. L'exploitant a procédé en particulier au remplacement de la pompe de charge exposée aux débris et au remplacement des filtres encrassés par ces débris. Il a effectué la remise en conformité des joints des pompes primaires et a vérifié les dispositifs de supportage de la ligne de soutirage excédentaire compte tenu des dilatations dues aux variations de température qu'ils avaient pu subir. Enfin, EDF a procédé à l'assainissement du bâtiment du réacteur.

Par ailleurs, EDF a mené une analyse dite « analyse de nocivité » afin d'identifier la nature et les risques d'impact des débris sur le système RCV et le circuit primaire, et réalisé des contrôles pour s'assurer de l'absence de débris susceptibles d'être nocifs dans les tuyauteries et les équipements des systèmes affectés.

Le réservoir de collecte des effluents primaires RPE, qui avait subi une pression de l'ordre du double de sa pression de dimensionnement, a été soumis à une épreuve hydraulique pour vérifier son étanchéité à une pression supérieure à sa pression de service. Un contrôle par ressuage de l'ensemble des soudures du réservoir a été réalisé. Des contrôles dimensionnels de la virole du réservoir ont également été réalisés pour vérifier l'absence de déformation de cette virole.

La tenue mécanique de l'échangeur de chaleur placé sur la ligne de soutirage excédentaire, qui a subi un choc thermique du fait de la défaillance de son circuit de réfrigération, a été analysée par EDF. La partie interne de l'échangeur, qui assure l'étanchéité entre le circuit de réfrigérant et le circuit à refroidir, a fait l'objet d'un examen télévisuel et d'une épreuve hydraulique pour vérifier l'étanchéité interne de l'appareil.

↳ Une **épreuve hydraulique** est un essai de mise sous une pression supérieure à la pression de service d'un équipement ou d'un système, destiné à vérifier l'absence de dégradation de ses propriétés (déformation, étanchéité...).

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

↳ Un **examen télévisuel** est un examen visuel réalisé au moyen d'une caméra ; il est notamment utilisé pour inspecter des zones inaccessibles pour des raisons d'exigüité ou de radioprotection.

De plus, EDF a mené une analyse mécanique de la ligne d'expansion du pressuriseur, qui avait été soumise lors de l'événement à une différence de température nettement supérieure à la valeur maximale autorisée par les spécifications techniques d'exploitation. EDF a ainsi vérifié que, dans cette situation, les contraintes et les déformations maximales jugées acceptables pour cette ligne n'avaient pas été dépassées.

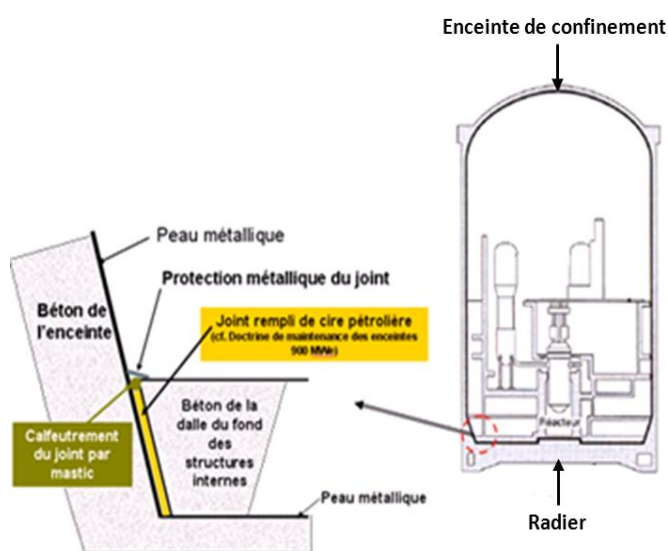
Enfin, EDF a modifié la procédure de réglage de la vanne à 3 voies pour préciser le mode opératoire, et organisé des échanges pédagogiques avec les équipes d'intervention, au cours desquels les principes et dispositions à suivre pour réaliser ces réglages (analyse de risques et requalification) ont été rappelés. EDF a également fait évoluer ses procédures de « lignage », c'est-à-dire la position correcte des vannes, et a rappelé aux équipes EDF les exigences applicables à ces lignages.

Les conclusions de l'analyse de l'IRSN

Dans son avis (consultable sous <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2012-00357-EDF-Cruas4.aspx>), l'IRSN a examiné l'analyse menée et les résultats des contrôles réalisés par EDF concernant le réservoir de collecte des effluents primaires et l'échangeur de soutirage excédentaire en vue de vérifier leur étanchéité, ces équipements ayant un rôle de confinement du fluide primaire (radioactif). Il a également examiné les résultats des contrôles et la remise en état des équipements des systèmes affectés par l'événement.

Par ailleurs, compte tenu des conséquences possibles des sollicitations thermiques subies par la ligne d'expansion du pressuriseur, l'IRSN a porté une attention particulière à l'analyse menée par EDF pour vérifier la tenue mécanique de cette ligne.

L'IRSN a estimé que les résultats des analyses, contrôles et mises en état effectués par l'exploitant étaient acceptables. Il a toutefois souligné la nécessité d'un assainissement soigné du bâtiment du réacteur et d'un recensement exhaustif des équipements et de leurs ancrages qui ont été aspergés ou immergés lors de l'événement. En effet, le fluide primaire qui a débordé dans le bâtiment du réacteur, présente un caractère corrosif, notamment pour certains aciers.



Réacteur de 900 MWe - Joint en partie basse du bâtiment du réacteur

L'IRSN a de plus recommandé qu'un contrôle de l'état du calfeutrement, réalisé par du mastic, assurant l'étanchéité du bâtiment du réacteur au droit du joint entre le radier des structures internes et l'enceinte de confinement, soit réalisé. En effet, une détérioration de ce calfeutrement pourrait permettre la pénétration d'eau dans le joint jusqu'à la peau métallique qui pourrait alors être corrodée sans que cela soit visible ou même contrôlable. Une telle corrosion, si elle se développait, pourrait affecter la fonction de confinement de l'enceinte.

Compte tenu de l'impact de l'événement sur de nombreux équipements importants pour la sûreté du réacteur, l'IRSN avait également souligné que les actions de remise en conformité de l'installation ne pouvaient pas être considérées comme des actions courantes de maintenance ; une vérification approfondie de la qualité des travaux réalisés et des requalifications associées a été réalisée par EDF avant le redémarrage du réacteur. Le contrôle par sondage du calfeutrement du joint, c'est-à-dire en un certain nombre de points, qui a été effectué par l'exploitant n'a pas mis en évidence de présence d'eau dans le joint.

Défauts découverts dans les parois des cuves des réacteurs belges de Doel 3 et Tihange 2

Lors de contrôles réalisés durant l'été 2012 pendant les arrêts des réacteurs belges n° 3 de la centrale de Doel et n° 2 de la centrale de Tihange, l'exploitant a détecté des défauts dans les parois des cuves de ces réacteurs. L'analyse des résultats de ces contrôles a mis en évidence plusieurs milliers d'indications attribuables à la présence de défauts de fabrication et non détectés jusqu'alors. Cette découverte a naturellement conduit l'IRSN à s'interroger sur la possibilité de l'existence de défauts analogues dans les parois des cuves des centrales françaises.

La cuve du réacteur qui contient le cœur de celui-ci est un élément essentiel des centrales électronucléaires, qui ne peut pas être remplacé. En conséquence, sa conception, sa fabrication, sa réception et son suivi en service font l'objet de dispositions de contrôle particulièrement exigeantes.

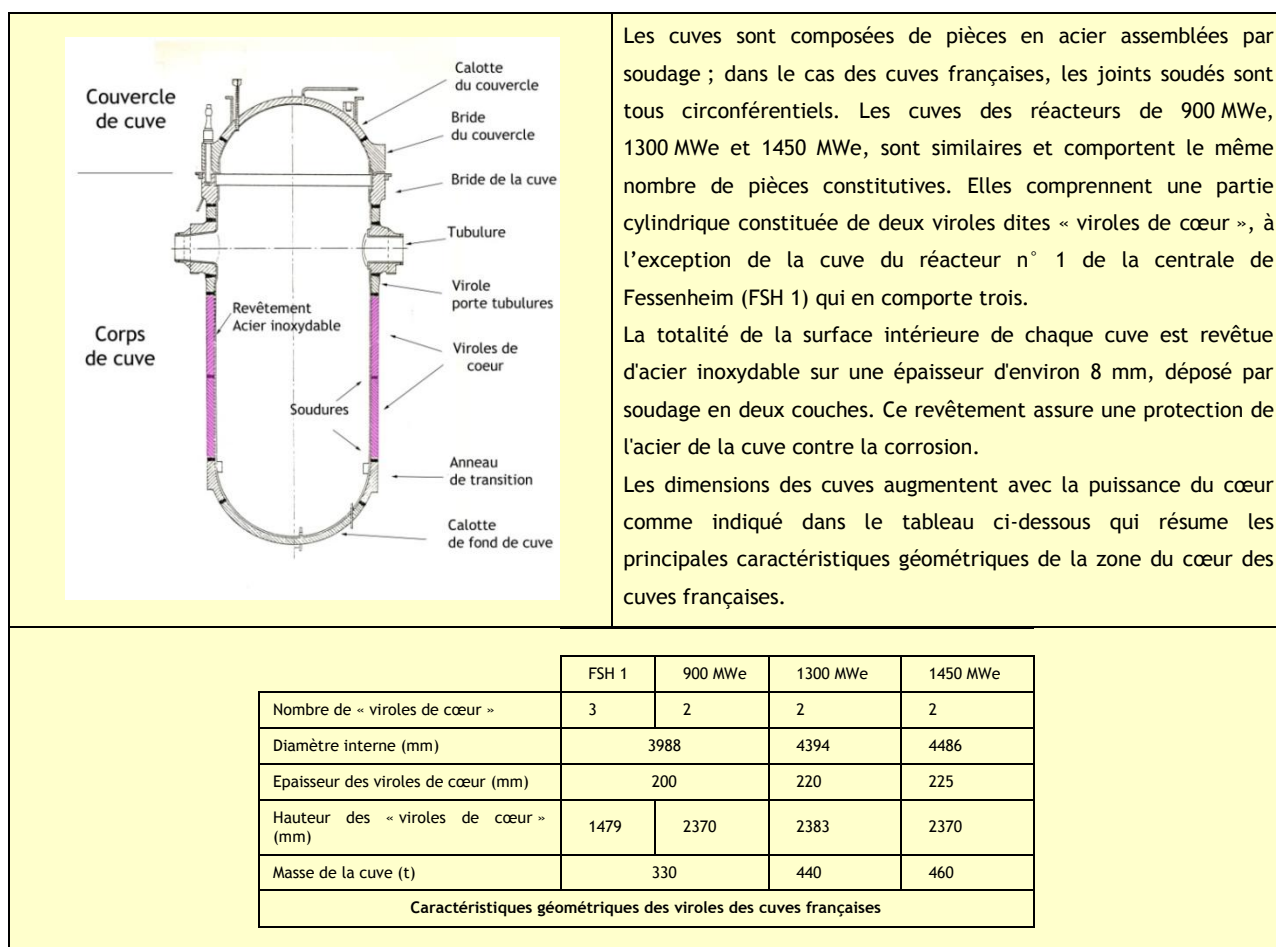


Figure 1 : Pièces constitutives d'une cuve

Fabrication

Toutes les cuves des centrales françaises ont été fabriquées par la société FRAMATOME à partir de pièces forgées fournies presque exclusivement par la société CREUSOT-LOIRE : celle-ci a fourni en particulier toutes les viroles des cuves.

A partir de lingots coulés en aciérie, les viroles des cuves sont obtenues par un procédé complexe comportant différentes opérations de mise en forme, réalisées à chaud :

- le « chutage » - découpe des extrémités d'un lingot - permet d'éliminer les zones contenant des impuretés,
- le perçage du lingot (dans le cas d'un lingot plein),
- l'étrépage de l'ébauche sur mandrin,
- le « bigornage » (accroissement du diamètre intérieur d'une pièce cylindrique creuse).

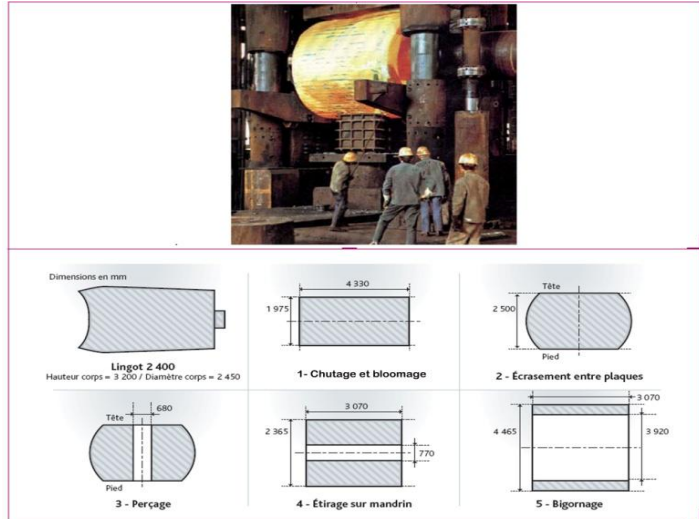


Figure 2 : Opérations successives de forgeage d'une virole pour un réacteur de 900 MWe à partir d'un lingot plein

Au cours de ces opérations, la plupart des impuretés et des ségrégations majeures sont éliminées. Les pièces forgées sont ensuite contrôlées dans leur totalité par ultrasons afin d'y rechercher la présence éventuelle d'autres défauts qui pourraient, le cas échéant, aller jusqu'à conduire au rebut de la pièce. Les différentes pièces sont ensuite assemblées par soudage circonférentiel et un contrôle de l'intégralité des soudures est réalisé en utilisant deux procédés différents (par radiographie et par ultrasons).

↳ Les **ségrégations** sont des hétérogénéités des concentrations locales d'espèces chimiques.

Le revêtement en acier inoxydable est déposé par soudage sur la paroi interne des différents tronçons constitutifs de la cuve. La cuve terminée fait l'objet d'une épreuve hydraulique en usine (épreuve requise par la réglementation française).

Défauts détectés dans les parois des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2

Durant l'été 2012, des contrôles ont été effectués pour la première fois en Belgique sur l'intégralité de la surface interne de la zone de cœur des cuves des réacteurs Doel 3 et Tihange 2. Ces contrôles visaient à rechercher d'éventuels défauts sous revêtement (DSR) dans les vingt-cinq premiers millimètres à partir de la paroi interne, zone où se situent les DSR lorsqu'ils existent (voir la figure 3). Pour les cuves françaises, de tels contrôles sont réalisés systématiquement tous les dix ans depuis la mise en service des réacteurs.

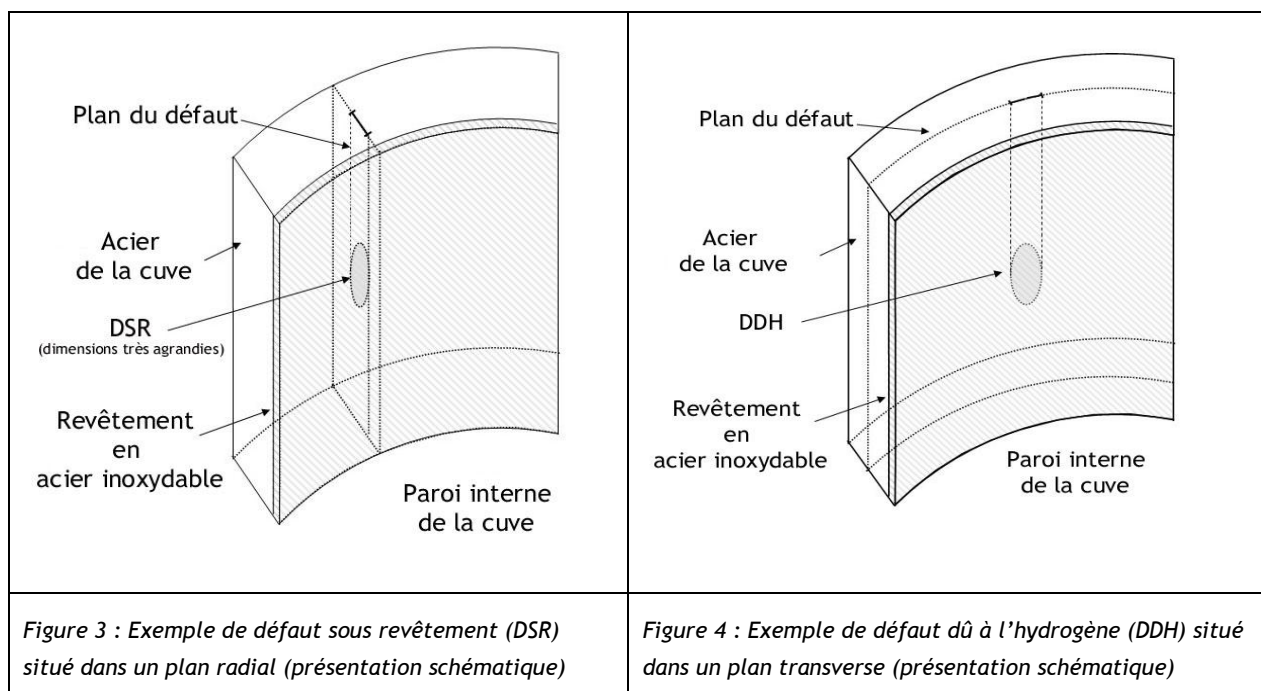
De multiples indications de défauts ne correspondant pas à des DSR ont alors été détectées et des investigations complémentaires portant sur la totalité de l'épaisseur des cuves ont été décidées par l'exploitant. Ces investigations ont mis en évidence environ 8 000 indications dans la zone de cœur de la cuve de Doel 3 et 2 000 indications dans la zone de cœur de la cuve de Tihange 2. Il est à noter que ces cuves ont été fabriquées et contrôlées entre 1974 et 1978 en respectant les prescriptions du code américain de conception et de construction (ASME édition 1974).

L'exploitant a attribué ces indications à des défauts datant de la fabrication, dus à la présence dans l'acier d'hydrogène provenant de l'élaboration du métal (DDH - voir la figure 4). Cependant, les documents de l'époque ne

mentionnent pas la présence de telles indications qui auraient dû être détectées et notées dans les procès-verbaux de contrôle de fabrication. L'exploitant suppose qu'une erreur humaine est à l'origine de cette situation qui laisse ouverte la question de la présence de ces défauts dès la fabrication.

Il convient de préciser que le fabricant des viroles des cuves de Doel 3 et de Tihange 2 n'existe plus aujourd'hui et n'a pas fabriqué de viroles pour les cuves des centrales françaises.

Les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 ont été maintenus à l'arrêt et l'exploitant a mené entre juillet et décembre 2012 des études visant à justifier l'aptitude au service des cuves concernées. Fin 2012, il a transmis à l'autorité de sûreté nucléaire belge deux rapports de synthèse rassemblant l'ensemble des éléments techniques sur ce sujet, dans l'objectif d'obtenir un accord pour le redémarrage de ces réacteurs. L'autorité de sûreté a demandé des compléments et l'autorisation de redémarrage a été finalement donnée le 17 mai 2013 ; les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 ont redémarré au début du mois de juin 2013 (<http://fanc.fgov.be/fr/news/reacteurs-des-centrales-de-doel-3-et-tihange-2-bilan-du-redemarrage/625.aspx>).



Les DSR peuvent se produire lors du soudage du revêtement en acier inoxydable lorsque le conditionnement thermique prévu par le mode opératoire de soudage appliqué n'est pas suffisant. Il s'agit de défauts plans perpendiculaires à la paroi interne de la cuve (voir la figure 3), correspondant à une microfissuration de l'acier de celle-ci. Ces défauts sont situés juste sous le revêtement.

Les DDH peuvent apparaître lorsque le taux d'hydrogène dans le métal est localement trop élevé; ils sont en général associés à des zones de ségrégation. Ils se présentent sous la forme de multiples microfissures orientées presque parallèlement à la paroi interne de la cuve (voir la figure 4).

Les contrôles des cuves pratiqués en France visent à détecter des défauts et à surveiller leur évolution en service. Ces examens viennent en complément des épreuves hydrauliques réglementaires réalisées à 206 bars selon une périodicité décennale. Pour les viroles de cœur, les contrôles sont de plusieurs types :

- un examen télévisuel de 100 % de la surface interne de la cuve, avec enregistrement des images, à l'aide de caméras embarquées sur la machine d'inspection en service : cet examen est pratiqué depuis la fin des années 70 lors de la visite complète initiale ainsi que lors de la première visite complète qui a lieu au plus tard 30 mois après la première épreuve hydraulique du circuit primaire, puis lors des visites décennales. Il vise à détecter des dommages visibles en surface (chocs, usure, arrachements de métal...)
- un examen par ultrasons des soudures des viroles : il s'agit d'un examen volumique de toute l'épaisseur des soudures, qui concerne le métal déposé ainsi que les zones adjacentes du métal de base de part et d'autre de la soudure sur une longueur de 50 mm. L'examen vise à détecter des défauts

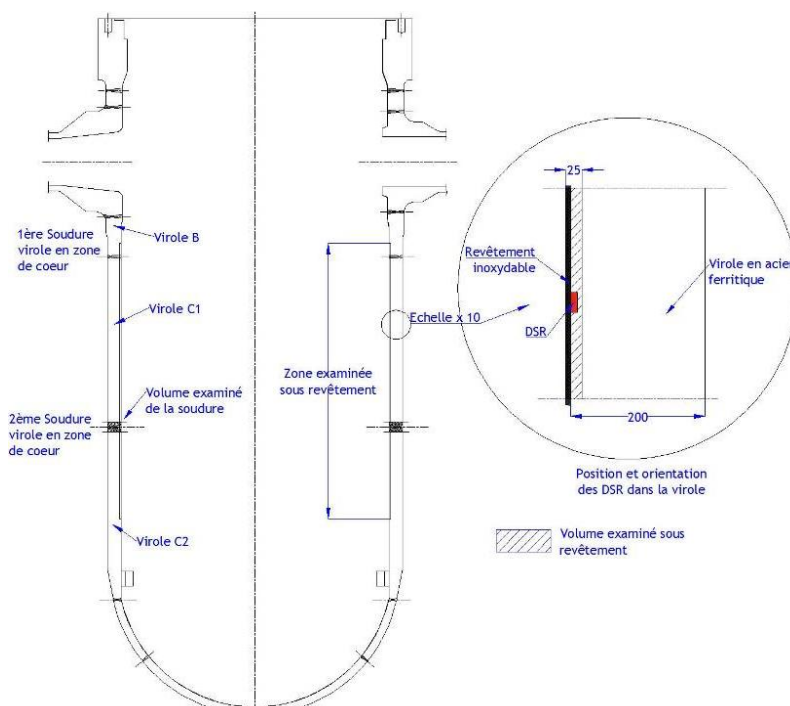


Figure 5 : Zone des viroles du cœur contrôlées par ultrasons

perpendiculaires à la paroi interne de la cuve, mais aussi des défauts parallèles à cette paroi. Cet examen est pratiqué depuis la fin des années 70 suivant la même périodicité que les examens télévisuels ;

- un examen de la zone du cœur, pour y rechercher des défauts sous revêtement (DSR) : il est pratiqué en France depuis 1999, à l'occasion des visites décennales des réacteurs, selon une méthode de contrôle qualifiée ; il concerne toutes les soudures et toute la paroi interne des viroles dans les parties les plus irradiées de la cuve, sur 25 millimètres d'épaisseur à partir de la paroi interne de la cuve. Cette zone qui correspond en effet à la zone susceptible de présenter des DSR est la plus sensible à l'irradiation. Ces contrôles ont mis en évidence la présence d'une trentaine de défauts de type DSR sur l'ensemble du parc.

Les parties examinées par ultrasons dans la zone du cœur sont indiquées sur la figure 5. Cet examen n'est pas destiné à rechercher des DDH en profondeur, mais il aurait détecté des DDH présents dans les vingt-cinq premiers millimètres.

Défauts de fabrication dans les viroles des cuves françaises et impact de la découverte de défauts dans les viroles des cuves belges

Malgré une conception et une fabrication soignées des cuves françaises, certains défauts ont néanmoins pu s'y former en cours de fabrication. Les principaux sont des défauts sous revêtement (DSR) et des défauts dus à l'hydrogène (DDH). Il existe aussi des défauts plus petits de type microfissure.

↳ **Conception** : pour l'ensemble des situations de fonctionnement du réacteur prises en compte dans le dimensionnement (y compris les situations accidentelles), un dossier de justification du dimensionnement mécanique de la cuve est établi par le concepteur. Il vise à démontrer la tenue mécanique de celle-ci en tenant compte des coefficients de sécurité prescrits par la réglementation française. En particulier, le risque de rupture brutale est examiné : le rayonnement neutronique du cœur induit en exploitation une baisse de la ductilité (= capacité du matériau à se déformer sans se rompre) de plus en plus importante d'une partie de l'acier des viroles de cuve. L'analyse de la résistance à la rupture brutale revêt donc une grande importance dans la démonstration de sûreté ; lors des visites décennales, les résultats conditionnent l'aptitude à la poursuite de l'exploitation des réacteurs.

Seules certaines cuves bien identifiées sont affectées par des DSR car, à la suite de leur découverte en 1979, le procédé de soudage a été amélioré. Aucun DSR n'a été découvert dans les parois des cuves fabriquées en France par la suite.

Concernant la zone des viroles de cœur, une trentaine de défauts de type DSR ont été répertoriés sur l'ensemble du parc, répartis dans huit cuves. La cuve du réacteur n° 1 de la centrale du Tricastin est la plus affectée, avec une vingtaine de DSR, et six cuves ne présentent qu'un seul DSR. Le plus grand défaut est situé dans la paroi de la cuve du réacteur n° 1 du Tricastin et mesure 11 mm, incertitudes de mesure comprises. Ces défauts sont surveillés en service par des contrôles spécifiques périodiques ; aucune évolution n'a été constatée jusqu'à ce jour. Par ailleurs, des analyses mécaniques détaillées ont permis de conclure à l'absence de nocivité de ces défauts, pour lesquels il est demandé à EDF de maintenir en permanence, dans le cas de la cuve de Tricastin 1, une température de 20 °C pour l'eau injectée dans le circuit primaire en accident, afin de limiter l'amplitude du choc froid sur cette cuve.

Un des risques lors du forgeage des viroles est l'apparition de DDH. Pour éviter l'apparition de tels défauts dans les cuves françaises, le taux d'hydrogène dans l'acier est contrôlé lors de la coulée et un traitement thermique spécifique est, si nécessaire, réalisé lors du forgeage pour réduire le taux d'hydrogène dans la pièce métallique. Au cours des cinquante dernières années, seules quelques pièces destinées à des installations du parc nucléaire français ont présenté ponctuellement des DDH. Elles ont été mises au rebut sans discussion à la suite des contrôles réalisés par le fabricant.

Après la découverte des indications présentes dans les cuves de Doel 3 et de Tihange 2, une vérification des dispositions prises lors de la fabrication des cuves françaises a été engagée par EDF et le constructeur sur la base des documents de fabrication de ces cuves. Les éléments disponibles ne conduisent pas à suspecter la possibilité, pour les cuves françaises, d'une situation similaire à celle rencontrée à Doel 3 et Tihange 2, compte tenu des dispositions et des contrôles de fabrication effectués depuis l'origine pour les cuves du parc français.

Néanmoins, le contrôle en service de la zone de cœur des cuves françaises, réalisé tous les 10 ans, ne porte que sur une épaisseur de 25 millimètres à partir de la paroi interne et ne concerne donc pas toute l'épaisseur des viroles des cuves.

C'est pourquoi l'IRSN a recommandé qu'EDF procède à une formalisation des analyses documentaires réalisées sur les modalités de fabrication et de contrôle des cuves, ainsi qu'à la réalisation, dès 2013, de contrôles par ultrasons de la totalité de l'épaisseur de viroles de cuves, analogues à ceux faits pour les cuves de Doel 3 et Tihange 2.

Conclusion

Les informations disponibles ne conduisent pas à suspecter la présence, dans les parois des cuves du parc électronucléaire français, de défauts de fabrication analogues, en nombre et dimensions, à ceux découverts dans les cuves des réacteurs n° 3 de Doel et n° 2 de Tihange.

Les contrôles par ultrasons de la totalité de l'épaisseur de viroles de cuves qui seront réalisés par EDF, pour les premiers en 2013, permettront de vérifier de façon exhaustive l'absence de défauts.

EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Les réacteurs nucléaires français font l'objet de modifications ou d'évolutions tout au long de leur exploitation avec notamment un objectif d'amélioration continue de la sûreté. Ces évolutions peuvent, par exemple, trouver leur origine dans des avancées des connaissances scientifiques et techniques, corriger des faiblesses détectées ou faire suite à des leçons tirées du retour d'expérience, prendre en considération un environnement ou une réglementation qui évoluent. Certaines modifications ou évolutions peuvent nécessiter plusieurs années d'études avant leur définition précise et leur mise en place.

A la suite de l'accident de Fukushima le 11 mars 2011, de nombreuses actions ont été entreprises pour s'assurer de la robustesse des réacteurs électronucléaires et des organisations en place pour faire face à des situations extrêmes non prises en compte dans le dimensionnement de ces réacteurs. En France, les analyses effectuées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté ont permis de confirmer que les installations françaises étaient globalement robustes pour les agressions naturelles envisagées sur les différents sites. Toutefois, l'analyse de l'IRSN a montré l'intérêt de compléter les dispositions de protection des installations existantes par un ensemble de moyens permettant de faire face à des agressions naturelles d'ampleurs supérieures à celles considérées jusqu'à présent : ces moyens, appelés « noyau dur post-Fukushima », ont été analysés par l'IRSN fin 2012 sur la base du dossier transmis par EDF.

Une modification importante concerne le renforcement des radiers des réacteurs de Fessenheim dont l'épaisseur a été jugée trop faible pour faire face à un accident de fusion du combustible conduisant à une percée de la cuve.

D'une manière générale, la plupart des modifications sont mises en œuvre lors des arrêts des réacteurs avec visite décennale.

Les réacteurs nucléaires sont conçus pour faire face aux phénomènes climatiques, tels que, par exemple, les grands vents ou la canicule. La tempête qui a traversé la France en décembre 1999 et provoqué l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais a conduit à réexaminer la situation de l'ensemble des centrales nucléaires à l'égard des risques liés aux inondations d'origine externe ; dans ce cadre, un guide de protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes a été élaboré. De même, les épisodes caniculaires de 2003 et 2006 ont montré la nécessité de renforcer la protection des centrales à l'égard des risques de canicule et ont conduit EDF à définir une démarche que l'IRSN a analysée en 2012 pour les tranches de 900 MWe.

A la conception, lors de la construction ou lors de l'exploitation d'un réacteur, des écarts peuvent survenir par rapport à l'état de référence de l'installation. Ces écarts, appelés « écarts de conformité », peuvent invalider la démonstration de la sûreté de l'installation présentée dans le rapport de sûreté. Leur détection, leur caractérisation et leur traitement font l'objet d'un processus particulier que l'IRSN a examiné en 2010. Dans ce chapitre, sont présentés trois exemples d'écarts de conformité génériques : un défaut de sectorisation « incendie » au niveau des traversées électriques de l'enceinte de confinement, une anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe et un défaut de tenue au séisme de robinets à commande pneumatique.

Les événements déclarés par EDF, lors desquels la disponibilité de matériels importants pour la sûreté a été mise en cause, ont de multiples origines, certaines de nature technique, d'autres liées à des interventions humaines. En 2012, l'IRSN a analysé un échantillon de ces événements en se focalisant plus particulièrement sur ceux liés à des activités de maintenance ou à des manœuvres d'exploitation. La prise en compte, à la conception des matériels ou à la conception des modifications, des activités des hommes qui auront à les exploiter et à en assurer la maintenance, apparaît comme une voie d'amélioration de la fiabilité de ces matériels.

Renforcement des installations nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima

A la suite de la catastrophe qui a frappé les réacteurs de la centrale japonaise de Fukushima-Daiichi le 11 mars 2011, de nombreuses actions ont été entreprises de par le monde pour s'assurer de la robustesse des installations nucléaires et des organisations en place pour faire face à des situations extrêmes non prises en compte dans le dimensionnement de ces installations. En France, les études effectuées par les exploitants dès le printemps 2011 dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté ont permis de confirmer que les installations françaises étaient globalement robustes pour les agressions naturelles envisagées pour les différents sites. Toutefois, l'analyse de l'IRSN a montré l'intérêt de compléter les dispositions de protection des installations existantes par un ensemble de moyens permettant de faire face à des agressions naturelles d'ampleur supérieure à celles considérées jusqu'à présent : ces moyens constitueront le « noyau dur » post-Fukushima. Une première proposition d'EDF concernant le noyau dur des centrales électronucléaires a été analysée par l'IRSN fin 2012.

La prise en compte des agressions naturelles à la conception des réacteurs

Les centrales électronucléaires françaises sont conçues pour résister à différentes agressions d'origine naturelle (neige, vent, températures extrêmes, inondations, séismes...) associées à des « niveaux » (vitesse du vent, par exemple). La liste des agressions et les niveaux associés sont revus périodiquement pour les différents sites, au moins tous les 10 ans lors des réexamens de sûreté, de façon à prendre en compte le retour d'expérience et les éventuelles évolutions des connaissances ou de la doctrine sur les agressions.

Pour pouvoir assurer la protection d'une installation à l'égard d'une agression d'origine naturelle, les équipements de l'installation participant aux fonctions fondamentales de sûreté doivent rester disponibles et opérationnels lorsqu'ils sont soumis aux niveaux d'agression retenus ; à cette fin, ces équipements sont :

- protégés par des dispositions qui empêchent l'agression de les affecter,
- conçus pour rester opérationnels en cas d'agression.

☞ L'accident de Fukushima

Le 11 mars 2011, un séisme d'une intensité supérieure à celles envisagées pour le site a entraîné un tsunami d'une hauteur supérieure à celle des digues de protection mises en place : l'eau qui a envahi les bâtiments a entraîné, pour les réacteurs 1 à 4, la perte des sources d'alimentation électrique, puis progressivement la perte des moyens de refroidissement des cœurs et des piscines de désactivation du combustible usé. La température des cœurs des réacteurs 1 à 3 (le cœur du réacteur 4 étant déchargé) s'est élevée jusqu'à conduire à la fusion du combustible et à la dégradation des structures. Les produits radioactifs contenus dans les assemblages combustibles ont alors été relâchés dans les enceintes de confinement des réacteurs. De par leur conception, celles-ci n'ont pas été en mesure de contenir ces produits et des rejets radioactifs très importants ont eu lieu dans l'environnement, exposant les travailleurs et les personnes du public et contaminant de larges zones de territoires japonais.

Dans le cas de l'accident survenu à Fukushima, les niveaux d'agression retenus à la conception se sont avérés insuffisants.

Les évaluations complémentaires de sûreté et les « stress tests »

Dès le 23 mars 2011, le Premier ministre français a saisi l'ASN pour réaliser un audit de la sûreté des installations nucléaires françaises ; ses premières conclusions, qui devaient en priorité porter sur les centrales nucléaires, devaient être présentées à la fin de l'année 2011. Cet audit devait examiner les risques d'inondation, de séisme, de perte des alimentations électriques et de perte du refroidissement ainsi que la gestion opérationnelle des situations accidentelles. Par une décision en date du 5 mai 2011, l'ASN a alors prescrit aux responsables de centrales nucléaires françaises de procéder à des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) sur le comportement de leurs installations au regard de l'accident de la centrale japonaise de Fukushima.

Dans le même temps, le Conseil européen réuni les 24 et 25 mars 2011 a décidé que seraient réalisés des tests de résistance (ou « stress tests ») pour les réacteurs électronucléaires implantés sur le territoire des Etats membres.

En septembre 2011, les exploitants des principales installations nucléaires françaises (EDF, AREVA, CEA et l'ILL) ont transmis à l'autorité de sûreté nucléaire leurs rapports traitant de la robustesse de leurs installations à l'égard des différentes situations évoquées ci-dessus. Pour EDF, ce sont 19 rapports d'autoévaluation, un par site, qui ont été transmis.

L'examen de ces rapports a mobilisé l'IRSN dans des domaines techniques très variés pour développer une appréciation globale et complète de la robustesse des installations ; les résultats ont été présentés aux groupes permanents d'experts, placés auprès du directeur général de l'ASN, chargés respectivement des réacteurs nucléaires (GPR) et des laboratoires et usines (GPU).

L'analyse de l'IRSN a tout d'abord confirmé que les réacteurs électronucléaires étaient globalement en mesure de faire face aux agressions d'origine naturelle envisagées pour les différents sites ; cette conclusion supposait toutefois la conformité des centrales à leurs référentiels de sûreté (voir l'article sur le traitement des écarts de conformité page 71 du présent rapport).

De plus, l'IRSN a préconisé qu'EDF définisse un ensemble d'exigences et de dispositions complémentaires permettant d'assurer les fonctions fondamentales de sûreté, y compris en cas d'aléas notablement supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations. Ces dispositions constitueraient un « noyau dur ECS ».

Dans leur avis transmis à l'ASN, les groupes permanents ont confirmé qu'il leur paraissait nécessaire que les exploitants disposent de moyens robustes à ces aléas, en vue de prévenir la fusion du cœur dans les situations de perte totale de la source froide ou de perte totale des alimentations électriques qui pourraient affecter plusieurs installations d'un même site pour de longues durées. Ils ont également souligné l'importance de définir en complément un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets après un accident grave en cas d'aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel.

Pour ce qui concerne les piscines d'entreposage du combustible usé, les groupes permanents ont estimé essentiel qu'EDF définisse et mette en place au plus tôt des dispositions renforcées de prévention du dénoyage de ces assemblages en entreposage ou en cours de manutention.

Enfin, l'IRSN a souligné que l'organisation et les moyens de crise devaient rester opérationnels pour des niveaux d'agressions très supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations et pour des conditions d'ambiance radiologique ou toxique résultant d'un accident grave affectant plusieurs installations d'un même site.

Dans le cadre des « stress tests » européens, la robustesse des centrales françaises a également fait l'objet d'une revue par des pairs européens (experts en nombre limité désignés par les autorités de sûreté des différents pays européens ou leurs appuis techniques). L'IRSN a participé au cours du premier trimestre 2012 à l'examen

des rapports des « stress tests » réalisés dans les centrales d'autres pays européens et a apporté un soutien technique à l'autorité de sûreté nucléaire française pour fournir des réponses aux questions posées à la France.

Cet exercice a conduit à la diffusion, en mai 2012, d'un rapport de l'ENSREG (European Nuclear Safety Regulators Group) qui, pour les différents pays, pointe les bonnes pratiques mises en œuvre et formule un certain nombre de préconisations. Dans ce cadre, la définition et le déploiement d'un « noyau dur » pour les centrales françaises ont été considérés comme une « bonne pratique ». Le rapport de l'ENSREG est consultable à l'adresse suivante : <http://www.ensreg.eu/sites/default/files/Country%20Report%20FR%20Final.pdf>.

Le contenu des « noyaux durs »

A la suite de l'avis des groupes permanents d'experts élaboré sur la base des dossiers des exploitants et de leur analyse par l'IRSN (le rapport de l'IRSN est disponible sur http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Rapport-IRSN-ECS.aspx), l'ASN a prescrit à EDF de définir, d'ici le 30 juin 2012, le contenu des noyaux durs pour ses centrales nucléaires, ainsi que les niveaux d'agressions d'origine naturelle servant à dimensionner ces noyaux durs (matériels nouveaux) ou en vérifier la robustesse (matériels existants).

A la fin du mois de juin 2012, EDF a présenté un dossier précisant ses propositions en matière d'équipements des noyaux durs des réacteurs en exploitation ; l'IRSN en a présenté son analyse au groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires (GPR) en décembre 2012.

A l'été 2012, les exploitants des autres installations nucléaires (AREVA, CEA et l'ILL) ont également transmis à l'autorité de sûreté nucléaire leurs propositions de noyaux durs avec les exigences associées, qui ont fait l'objet d'une instruction technique par l'IRSN et d'un avis du groupe permanent d'experts chargé des laboratoires et des usines (GPU) en avril 2013 (Cf. le rapport public LUDD + RR consultable avec le lien suivant : <http://www.irsn.fr/Ludd-2011-2012/>).

Pour l'IRSN, les propositions d'EDF en matière de niveaux d'inondation à retenir, répondent correctement à la prescription de l'ASN.

Par ailleurs, l'IRSN a estimé satisfaisant le principe d'une Force d'Action Rapide Nucléaire sur un site accidenté.

Concernant les risques associés au dénoyage des assemblages dans les piscines du bâtiment du réacteur lorsqu'il est ouvert et du bâtiment du combustible, l'absence actuelle de dispositions techniques permettant de limiter les rejets radioactifs en cas de dénoyage des assemblages combustibles a été soulignée. L'IRSN a estimé que les propositions de noyaux durs faites par EDF pour les piscines étaient globalement satisfaisantes, mais

que les démonstrations de la résistance structurelle aux agressions extrêmes de la fosse d'entreposage de ces assemblages ainsi que d'arrêt d'une vidange par siphonage devraient être particulièrement robustes.

Enfin, EDF s'est engagé à mettre en place des systèmes de contrôle-commande et de distribution électrique dédiés aux noyaux durs, autant que possible indépendants des moyens existants ; l'IRSN estime que ceci devrait contribuer fortement à la robustesse des noyaux durs.

↳ FARN ou Force d'Action Rapide Nucléaire

Dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, EDF a décidé le principe d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) conçue pour assister les sites pour la gestion d'une situation accidentelle grave qui surviendrait au sein du parc nucléaire français.

La FARN a pour mission de venir en aide à tout site qui connaîtrait un accident en lui fournissant, dans un délai de 24 à 48 heures, des moyens humains, des matériels (éclairage, compresseurs d'air, pompes...) et des ressources (fioul, eau...).

Toutefois, dans les conclusions de son analyse, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF complète ses propositions, notamment :

- en associant aux noyaux durs un objectif de limitation des rejets de produits de fission à « court terme », en complément de l'objectif de sûreté retenu par EDF concernant la contamination des territoires à « long terme » ;
- en retenant, dans les noyaux durs, des dispositions permettant d'éviter la fusion du cœur en situation d'agression naturelle extrême et de limiter les conséquences d'une fusion partielle ou totale du cœur le cas échéant ; à ces dispositions doivent s'ajouter les moyens nécessaires pour gérer la crise qui devront également faire partie du noyau dur ;
- en prenant en compte, pour les noyaux durs, des niveaux de séismes significativement supérieurs à ceux utilisés pour le dimensionnement des installations ;
- en définissant des exigences (de conception, de fabrication, de suivi en service) permettant de garantir un bon niveau de confiance dans la capacité des noyaux durs à remplir leurs missions.

Le GPR a estimé que la proposition d'EDF relative aux noyaux durs et aux exigences associées ne répondait pas totalement à son avis de fin 2011. Il a recommandé que cette proposition soit complétée, d'une part par des dispositions permettant de prévenir avec un bon niveau de confiance la fusion du cœur, d'autre part par des dispositions permettant de réduire significativement les conséquences radiologiques en cas d'accident grave, et que le dossier présenté par EDF soit mis à jour en conséquence. Il a estimé que les exigences permettant de garantir la capacité du noyau dur à assurer ses fonctions dans les situations d'agression extrême devaient être précisées ou revues.

A l'issue de cette instruction, l'ASN a prévu de rédiger en 2013 des prescriptions applicables aux centrales nucléaires d'EDF, complémentaires à celles déjà émises en juin 2012.

Pour approfondir, consulter le dossier IRSN sur les ECS :

http://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/La_surete_Nucleaire/evaluations-complementaires-surete/Pages/sommaire.aspx

Renforcement des radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim

Les radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim ont la particularité d'être de plus faible épaisseur que ceux des autres réacteurs du parc en exploitation. A l'occasion du troisième réexamen de sûreté décennal des réacteurs de 900 MWe, l'IRSN et le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires ont examiné la situation particulière de ces réacteurs dans le cas d'un accident de fusion du cœur (accident grave) au cours duquel le combustible fondu percerait la cuve et se déverserait sur le radier en béton. A la suite de cet examen, l'ASN a prescrit à EDF de renforcer les radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim avant juin 2013 pour le réacteur n°1 et décembre 2013 pour le réacteur n°2. En 2012, l'IRSN a examiné la pertinence des renforcements proposés par EDF.

Pourquoi renforcer les radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim ?

Pour les réacteurs en exploitation, la prévention des accidents graves et le renforcement des dispositions permettant de limiter les conséquences d'un tel accident sont des préoccupations majeures de l'IRSN depuis de nombreuses années. En France, les réexamens de sûreté décennaux constituent le cadre privilégié pour discuter des renforcements à réaliser.

Lors du troisième réexamen de sûreté décennal des réacteurs de 900 MWe, l'IRSN a examiné la situation particulière des réacteurs de la centrale de Fessenheim (cf. rapport de synthèse de l'IRSN http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_Reexamen_Surete_REP_VD3_900.pdf ou http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Synthese-rapport-IRSN-bilan-reexamen-surete-troisieme-visite-decennale-VD3-reacteurs-900MWe.aspx).

En effet, les radiers des enceintes de ces réacteurs ont une épaisseur de 1,50 m alors que ceux des enceintes des autres réacteurs du parc en exploitation, construits postérieurement, ont une épaisseur variant entre 2,50 et 4,70 m. En cas d'accident grave conduisant à une percée de la cuve par un mélange de matériaux fondus composé notamment de combustible et d'acier (corium), les radiers des réacteurs de la centrale de Fessenheim pourraient être à leur tour percés dans un délai pouvant être inférieur à 24 heures.

↳ Le radier d'un réacteur est une plate-forme en béton armé sur laquelle s'élève le bâtiment du réacteur.



Le site de Fessenheim abrite la centrale nucléaire exploitée par EDF dans le département du Haut-Rhin. Cette centrale nucléaire comporte deux réacteurs à eau sous pression d'une puissance unitaire de 900 MWe qui ont été mis en service en 1977. Ces réacteurs ont été les premiers réacteurs à eau sous pression d'une telle puissance installés en France.

Dans ces conditions, après le troisième réexamen de sûreté, l'ASN a, compte tenu de cette particularité, prescrit que les radiers des enceintes des réacteurs de Fessenheim soient renforcés, avant fin juin 2013 (réacteur n° 1) et avant la fin de l'année 2013 (réacteur n° 2), afin d'augmenter leur résistance en cas d'accident de fusion du cœur avec percement de la cuve.

Description de la modification

La solution retenue par EDF consiste, d'une part à accroître la surface d'étalement disponible pour le corium, d'autre part à épaissir la portion du radier sous cette surface.

Pour ce faire, EDF a décidé :

- de créer, dans un local adjacent au puits de cuve, une zone complémentaire d'étalement du corium, délimitée par des murets ;
- de relier cette zone au puits de cuve par un canal de transfert obturé en fonctionnement normal par un « bouchon fusible » en béton pour des raisons de radioprotection ;
- d'épaissir de 50 cm le radier du puits de cuve et de la zone d'étalement.

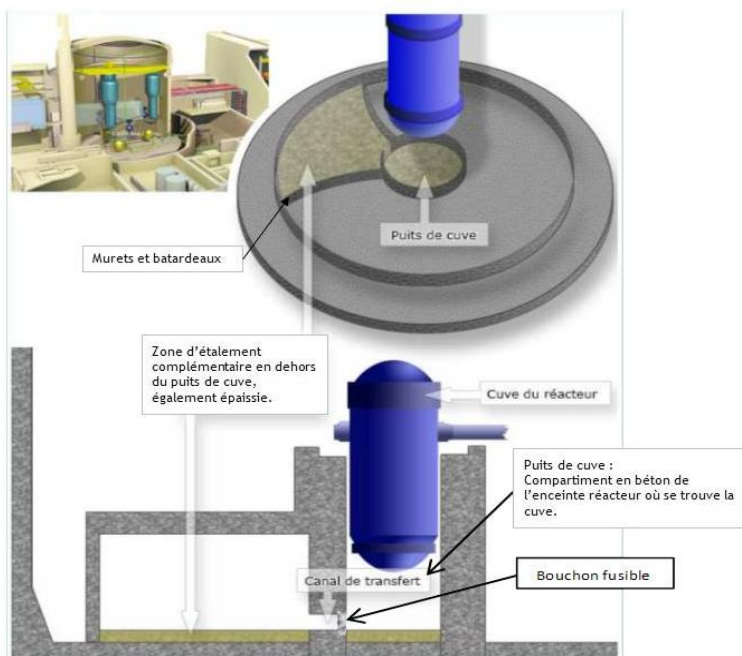


Figure 1 : Vue d'ensemble de la modification

En cas d'accident avec fusion du cœur, le corium s'accumulerait dans le fond du puits de cuve, tout en érodant latéralement le « bouchon fusible ». Lorsque ce dernier serait fondu, le corium s'écoulerait dans la zone complémentaire d'étalement.

L'étalement du corium étant perturbé en présence d'eau, des batardeaux ont été placés sur les murets afin d'éviter l'arrivée d'eau dans la zone d'étalement complémentaire avant la fusion du « bouchon fusible ».

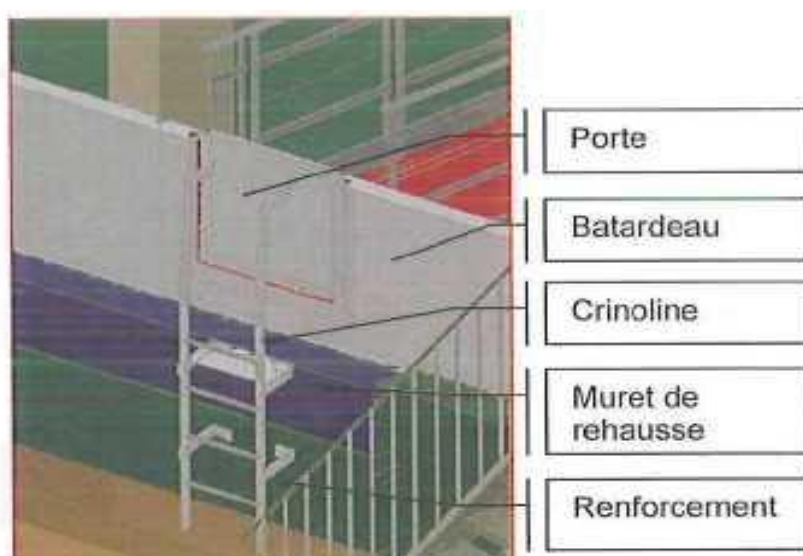


Figure 2 : Batardeau et porte d'accès au local d'étalement

Quels sont les bénéfices de la modification en termes de délai avant le percement du radier ?

L'analyse de la modification par l'IRSN et plus précisément des interactions entre le corium et le béton a conduit à distinguer deux types de situations :

1. les situations pour lesquelles le corium ne vient pas en contact avec de l'eau avant son étalement sur la totalité de la surface du puits de cuve et de la zone complémentaire, appelées situations « à sec » ;
2. les autres situations pour lesquelles le corium vient en contact avec de l'eau présente dans le puits de cuve avant la défaillance de la cuve, appelées situations « en présence d'eau ».

L'IRSN a estimé que la modification proposée par EDF apporterait un réel bénéfice en termes de délai de percement du radier en cas d'accident de fusion du cœur pour les situations « à sec ». EDF a évalué à environ deux jours le gain minimal apporté par la modification en termes de délai nécessaire au percement du radier pour la pire situation « à sec ». Les évaluations de l'IRSN donnent le même ordre de grandeur et a, de plus, indiqué que ce gain pourrait être augmenté par un noyage volontaire du corium complètement étalé.

En revanche, pour les situations « en présence d'eau », l'IRSN a estimé que l'eau pourrait perturber sensiblement les différentes étapes menant à l'étalement complet du corium. En effet, cette eau pourrait conduire à :

- retarder l'ouverture du « bouchon fusible », entraînant ainsi une érosion verticale plus importante du béton du puits de cuve ;
- solidifier prématurément une partie du corium et réduire, voire boucher, la section de passage du canal de transfert ;
- limiter l'étalement du corium.

Selon l'IRSN, la présence d'eau dans le puits de cuve avant le percement de la cuve pourrait donc réduire le bénéfice de la modification à l'effet de l'épaississement du radier si l'étalement du corium n'est pas complet. Par conséquent, afin de maximiser l'intérêt de la modification, l'IRSN a considéré que des dispositions devaient être prises par EDF pour éviter les situations « en présence d'eau », sachant de plus que la présence d'eau dans le puits de cuve avant percement de la cuve pourrait entraîner un risque d'explosion par interaction entre le corium en fusion et l'eau.

Quelles sont les contraintes liées à la réalisation de la modification ?

Les contraintes liées au chantier de réalisation de la modification concernent :

- l'exposition aux rayonnements ionisants des intervenants (rayonnements provenant de la cuve) ;
- le risque d'endommagement d'équipements dans le puits de cuve.

Pour ce qui concerne le premier point, l'exploitant a présenté les principales dispositions de radioprotection qu'il a retenues pour limiter l'exposition des intervenants lors des travaux d'exécution du chantier. Selon EDF, ces dispositions ont permis de réduire la dose collective, initialement estimée à 280 H.mSv, à une dose collective prévisionnelle de l'ordre de 90 H.mSv. L'IRSN a considéré que la radioprotection avait été correctement traitée dans les phases d'étude, notamment dans le choix des procédés. A titre d'exemple, l'injection de béton depuis l'extérieur du puits de cuve permet de limiter le temps d'intervention dans ce local. Des essais réalisés sur une maquette à l'échelle 1 du puits de cuve ont permis de préciser les durées d'intervention et les gestes à réaliser.

Concernant le deuxième point, l'IRSN a estimé que les dispositions retenues par l'exploitant permettaient de réduire les risques d'endommagement du système d'instrumentation du cœur dont les tubes de mesure cheminent à proximité des lieux d'intervention.

Conclusions de l'IRSN

En conclusion de son avis, l'IRSN a considéré que la modification proposée par EDF apportera un réel bénéfice en termes de délai de percement du radier, dans l'éventualité d'un accident de fusion du cœur entraînant la percée de la cuve (cf. avis sur le site IRSN : <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2012-00519-EDF-Fessenheim.aspx>). Néanmoins, l'IRSN a souligné que des dispositions empêchant la présence d'eau dans le puits de cuve avant le percement de la cuve, puis noyant le corium complètement étalé dans le local dédié adjacent au puits de cuve, permettraient d'améliorer encore l'intérêt de la modification.

Cette modification a été mise en place en 2013 pour les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

Guide sur la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes

Les principes de protection des réacteurs à eau sous pression contre les inondations externes ont été définis en 1984 dans une règle fondamentale de sûreté (RFS I.2.e). La tempête de la fin de l'année 1999 et l'inondation partielle de la centrale du Blayais qui en a résulté ont mis en évidence la nécessité de revoir ces principes. Un guide applicable à toutes les installations nucléaires de base, destiné à remplacer la RFS précitée, a alors été rédigé à partir de propositions élaborées par un groupe de travail constitué de représentants de l'ASN, de l'IRSN et des exploitants nucléaires français ainsi que d'experts compétents dans les domaines de l'hydrologie, de l'hydraulique et de la météorologie. Ce guide comporte un ensemble de recommandations concernant la définition et la caractérisation des inondations externes, ainsi que les dispositions de protection à mettre en œuvre.

Les principes de protection des réacteurs à eau sous pression contre les inondations externes ont été définis dans la Règle Fondamentale de Sûreté (RFS) I.2.e du 12 avril 1984, publiée par l'Autorité de sûreté nucléaire (à l'époque le Service central de sûreté des installations nucléaires).

La tempête de la fin du mois de décembre 1999 et l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais (Gironde) qui en a résulté (cf. rapport de l'IRSN consultable sur le site de l'IRSN à l'adresse suivante http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Communiques_et_dossiers_de_presse/Pages/inondation_centrale_Blayais_0999.aspx) ont amené les exploitants nucléaires français ainsi que l'ASN et l'IRSN à réaliser un vaste réexamen des dispositions de protection des installations contre les inondations externes. Ce réexamen a conduit les exploitants, en particulier EDF, à proposer des modifications de leurs installations qui, après analyse par l'IRSN, ont été approuvées par l'ASN puis déployées pour les différentes installations. (cf. l'article « La protection des centrales nucléaires contre les inondations externes » dans le [rapport public IRSN 2007 page 44](#)).

Ce réexamen a également mis en évidence la nécessité de réviser la RFS I.2.e. A cet effet, un groupe de travail constitué de représentants de l'ASN, de l'IRSN et des exploitants nucléaires français ainsi que d'experts dans les domaines de l'hydrologie, de l'hydraulique et de la météorologie, a été créé. Une collaboration de plusieurs années a permis d'élaborer un guide destiné à remplacer la RFS, applicable à toutes les installations nucléaires de base.

L'inondation externe est définie, pour ce guide, « *comme une inondation ayant une origine extérieure aux ouvrages, aires ou bâtiments de l'installation nucléaire de base (INB) recevant des systèmes ou des composants à protéger, quelles que soient la ou les causes (pluies, crues, tempêtes, rupture de tuyauteries...).* Les inondations externes couvrent donc les inondations trouvant leur origine à l'extérieur du périmètre de l'INB, mais aussi certaines inondations trouvant leur origine dans le périmètre de l'INB ».

Le guide comporte un ensemble de recommandations concernant la définition et la caractérisation des inondations externes contre lesquelles les installations nucléaires doivent être protégées, ainsi que les dispositions de protection à mettre en œuvre.

Les risques induits par une inondation externe

Les inondations externes (crue d'un fleuve, pluies...) induisent divers risques pour les installations nucléaires et peuvent affecter simultanément l'ensemble des installations nucléaires d'un même site :

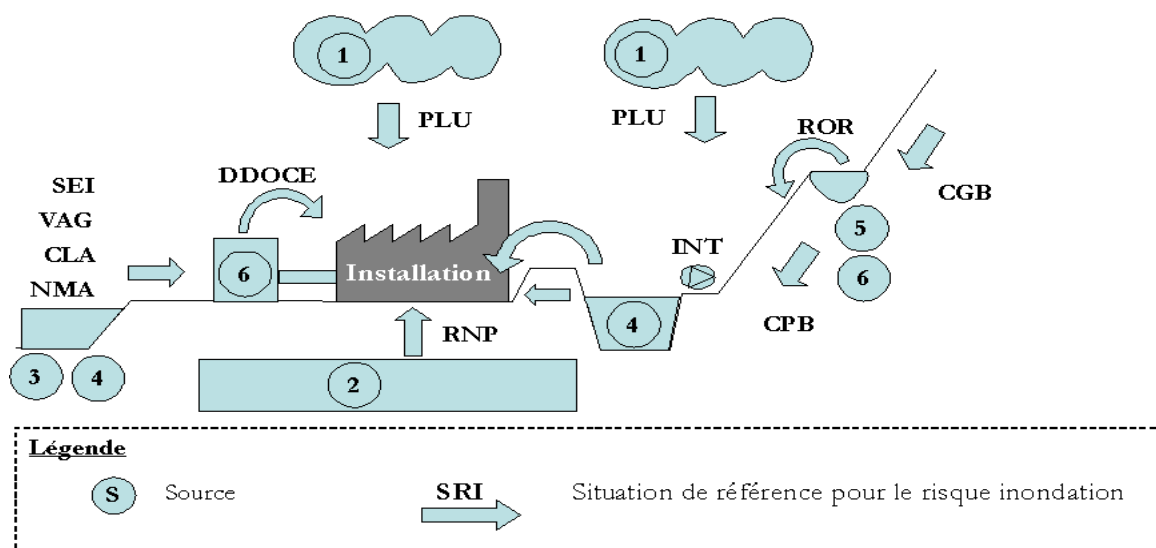
- la submersion de la plateforme supportant les installations, notamment les bâtiments de l'îlot nucléaire pour les centrales nucléaires, peut dégrader la sûreté des installations si l'eau pénètre dans des locaux abritant des équipements importants pour la sûreté de ces installations (moteurs de pompes nécessaires au refroidissement du cœur d'un réacteur nucléaire...);
- certaines inondations (crues, ruptures de barrage) peuvent être accompagnées d'un transport de débris de toutes sortes (branches, feuilles...) susceptibles de s'accumuler devant une prise d'eau et de dégrader ainsi la capacité de l'installation correspondante à pomper l'eau dont elle a besoin pour ses circuits de refroidissement ;
- la submersion de postes électriques, la chute de lignes ou de pylônes électriques, notamment si l'inondation s'accompagne de vents violents, sont de nature à perturber ou interrompre l'alimentation électrique des installations ;
- la coupure des voies d'accès à une installation peut compromettre l'acheminement de moyens de secours, humains ou matériels, et affecter les moyens de communication.

Diversité des phénomènes et situations à retenir

Dans un premier temps, le groupe de travail a recensé tous les phénomènes pouvant conduire à une inondation externe et a retenu ceux pouvant affecter les sites où sont implantées les installations nucléaires françaises.

Dans un deuxième temps, le groupe de travail a établi un état de l'art des méthodes permettant de déterminer les caractéristiques des « événements extrêmes » (par exemple la « crue millénale »), résultant des « phénomènes » d'inondation retenus (dans le cas présent la « crue »). Dans ce cadre, une attention particulière a été portée aux dépendances entre différents phénomènes, aux incertitudes associées aux données et aux méthodes, ainsi qu'à l'influence des évolutions climatiques.

Ces deux étapes ont amené le groupe de travail à définir 11 « situations de référence pour le risque d'inondation externe » (SRI) contre lesquelles les installations nucléaires doivent être protégées ainsi qu'à recommander des méthodes de caractérisation de ces situations d'inondation.



CGB	<u>Crue dans un grand bassin versant</u> (région drainée par un cours d'eau et ses affluents dont elle constitue l'aire d'alimentation ; la surface drainée est généralement supérieure à 5 000 km ²)
CLA	<u>Clapot</u> (vague résultant d'un vent local sur un cours d'eau)
CPB	<u>Crue dans un petit bassin versant</u> (région drainée par un cours d'eau et ses affluents dont elle constitue l'aire d'alimentation ; la surface drainée est généralement comprise entre 10 et 5 000 km ²)
DDOCE	<u>Dégradations ou dysfonctionnements d'ouvrages, de circuits ou d'équipements</u>
INT	<u>Intumescence – Dysfonctionnement d'ouvrages hydrauliques</u> (onde de déformation de la surface libre de l'eau dans un canal, induite par une variation brutale de la vitesse (ou du débit) de l'écoulement)
NMA	<u>Niveau marin</u>
PLU	<u>Pluies locales</u>
RNP	<u>Remontée de la nappe phréatique</u>
ROR	<u>Rupture d'un ouvrage de retenue</u> (par exemple, un barrage)
SEI	<u>Seiche</u> (onde stationnaire dans un plan d'eau fermé ou semi-fermé : port, bassin, lac, baie etc.)
VAG	<u>Vagues</u> (sites au bord de la mer ou d'un estuaire)

Liste des 11 situations de référence pour le risque d'inondation externe (SRI)

Une SRI est définie à partir d'un événement ou d'une conjonction d'événements dont les caractéristiques sont éventuellement majorées. Il a été retenu de viser, en ordre de grandeur, une probabilité annuelle estimée de dépassement de chaque SRI de 1 pour 10 000, en tenant compte des incertitudes inhérentes à sa détermination.

Par ailleurs, les principes de protection des installations préconisés par la RFS I.2.e ont été complétés dans le guide, afin de couvrir de façon plus large les conséquences envisageables des inondations externes sur les INB, telles que par exemple l'isolement du site ou encore l'indisponibilité de fonctions supports (alimentations électriques externes, moyens de secours externes, etc.).

Après une large consultation, le projet de guide de protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes a été présenté aux groupes permanents d'experts chargés respectivement des réacteurs nucléaires et des laboratoires et usines (GPR, GPU). Le rapport d'analyse de l'IRSN est consultable à l'adresse suivante :

http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Guide-inondations_GPR-GPU_24052012.aspx.

Le guide (n° 13), modifié en tenant compte de l'avis des groupes permanents, constitue un document de référence en matière de protection des installations nucléaires contre les inondations externes ; il a été publié par l'ASN au début de l'année 2013.

Protection des centrales nucléaires en cas de températures extrêmes

A la suite des étés particulièrement chauds de 2003 et 2006, EDF s'est réinterrogé sur la protection de ses centrales nucléaires en cas de canicule et a mis en œuvre un projet « grands chauds » pour pouvoir assurer la production d'électricité en cas de canicule dans des conditions sûres de fonctionnement de ses installations. En 2007, 2008 et 2012, l'IRSN a réalisé des analyses concernant les différents éléments de la démarche élaborée par EDF pour vérifier le bon fonctionnement, en cas de canicule, des équipements importants pour la sûreté des réacteurs de 900 MWe. Cette démarche est également mise en œuvre pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe.

Les épisodes caniculaires peuvent avoir des incidences sur les centrales, notamment :

- une réduction de leur puissance de fonctionnement ou leur mise à l'arrêt de façon à :
 - respecter les règles générales d'exploitation qui spécifient, par exemple, des températures maximales admissibles dans certains locaux,
 - limiter les rejets thermiques, notamment en cas de température déjà élevée de l'eau d'un fleuve ;
- une dégradation voire des défaillances d'équipements importants pour la sûreté des centrales.

Vérification de la tenue en température des équipements

Dans le cadre de son projet « grands chauds », EDF a vérifié par des calculs thermiques des températures atteintes dans les locaux que tous les équipements importants pour la sûreté peuvent fonctionner à des températures plus élevées que prévu et que leurs performances restent suffisantes sous l'effet de la température maximale envisageable dans les locaux. Plus précisément, EDF a comparé les températures maximales admissibles pour ces équipements avec les températures maximales, déterminées par calcul, susceptibles d'être atteintes dans les locaux contenant ces équipements, compte tenu des températures extérieures envisagées.

L'IRSN a examiné les éléments qu'EDF a pris en compte pour le calcul de la température maximale d'un local, dont :

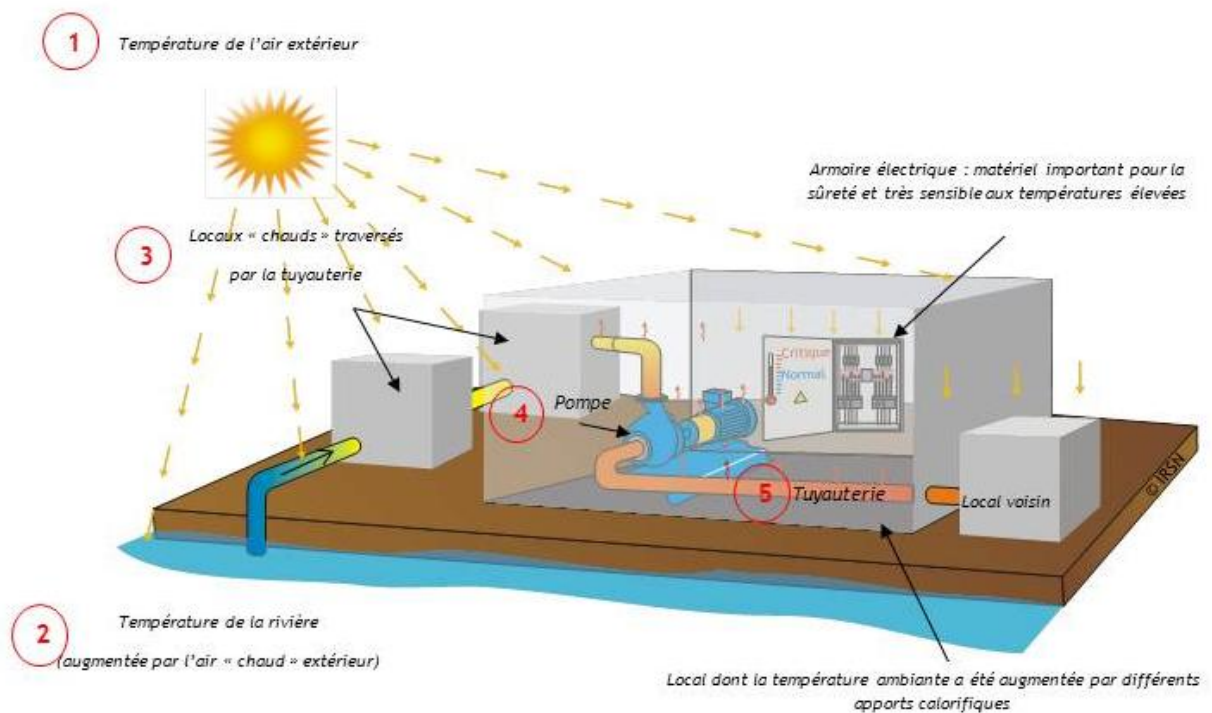
- les températures maximales de l'air extérieur envisagées d'ici 2030 ;
- les températures maximales de l'eau de refroidissement des centrales (rivière, fleuve, mer...) qu'il serait possible d'observer d'ici 2030 ;
- les états de la centrale (réacteur en puissance ou à l'arrêt) qui conduisent aux températures les plus élevées dans les locaux et les circuits ;

↳ Ces températures maximales ont été déterminées selon une méthode d'extrapolation qui tient compte à la fois des températures élevées observées depuis 1970 et des évolutions du climat prévisibles jusqu'en 2030.

- les scénarios qui conduisent aux températures les plus élevées dans les locaux et les circuits (en fonctionnement normal, lors d'un incident ou lors d'un accident tel que la perte totale des alimentations électriques...);
- les tuyauteries traversant les locaux et participant aux échanges de chaleur avec l'air ambiant de ces locaux;
- les matériels dont le fonctionnement entraîne une augmentation de la température ambiante dans les locaux : pompes, moteurs, compresseurs, transformateurs électriques...

À titre d'exemple, le schéma ci-dessous présente de façon simplifiée le cas d'une armoire électrique importante pour la sûreté située dans un local dont la température ambiante est augmentée par les apports calorifiques :

- de l'air extérieur (1) ;
- d'une pompe (4) ;
- d'une tuyauterie (5) dont la température est elle-même augmentée du fait de :
 - l'eau de la rivière chauffée par le soleil (2) ;
 - les locaux « chauds » qu'elle a précédemment traversés (3) ;
 - le passage de son fluide à l'intérieur de la pompe (4).



Matériel important pour la sûreté soumis à la température ambiante de son local

Des actions d'amélioration

Sur la base des résultats des calculs des températures maximales envisageables dans les locaux, EDF a identifié des équipements dont le bon fonctionnement pourrait être mis en cause par des températures ambiantes élevées et a engagé une vingtaine de modifications pour renforcer la résistance des installations à des situations de « grands chauds ».

A titre d'exemples, EDF a réalisé ou prévoit de réaliser :

- une augmentation des performances des échangeurs thermiques entre l'eau fluviale ou maritime et l'eau utilisée pour refroidir les équipements importants pour la sûreté ;
- le remplacement des vannes thermostatiques du circuit de lubrification des pompes d'injection de sécurité (cf. l'article « Température ambiante élevée pour les pompes d'injection de sécurité » dans le [rapport public IRSN 2008 page 48](#)) ;
- le remplacement et l'augmentation des performances des groupes de production de froid ;
- la mise en place de procédures d'arrêt de matériels non importants pour la sûreté dont le fonctionnement est susceptible d'entraîner une augmentation de la température de locaux.

Avis de l'IRSN

L'IRSN estime que les modifications réalisées ou à réaliser par EDF devraient notablement améliorer la résistance des centrales en période de canicule.

Toutefois, l'IRSN considère qu'EDF n'a pas démontré de façon satisfaisante le caractère suffisant des marges entre les températures maximales de tenue des matériels et les températures ambiantes maximales calculées pour les locaux, ce qui ne permet pas de conclure au bon fonctionnement des matériels dans toutes les situations de canicule. Par conséquent, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF justifie les marges disponibles en tenant compte notamment des incertitudes liées aux données et aux hypothèses utilisées pour les calculs thermiques. En l'absence de marges suffisantes, EDF pourrait être amené à réaliser des modifications complémentaires (cf. avis de l'IRSN transmis à l'ASN : <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2012-00353-EDF-palier-CPY.aspx>).

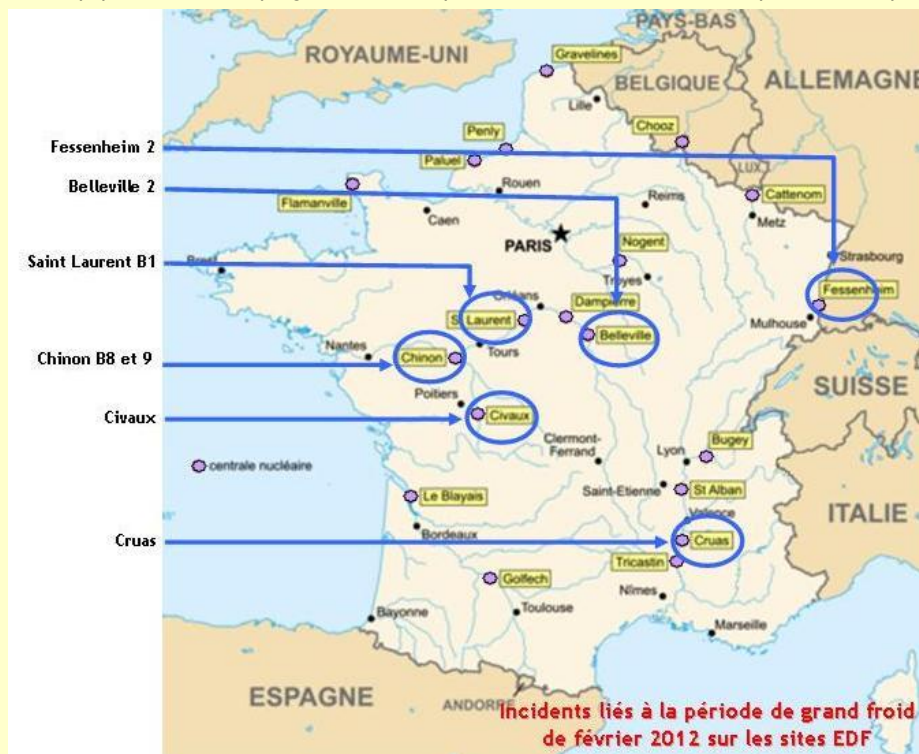
Les centrales nucléaires face aux vagues de froid

A l'instar des évaluations menées par l'IRSN sur la démarche d'EDF associée aux « grands chauds », l'IRSN a examiné dès le début des années 1990 le référentiel élaboré par EDF pour la protection des installations face à des situations de « grands froids ».

Les réacteurs à eau sous pression de 900 MWe et ceux de 1300 MWe ont été conçus jusqu'au début des années 1980 pour une température de dimensionnement au froid de - 15 °C. Aucune démarche particulière n'existait alors pour la prise en compte de températures plus basses.

Un certain nombre d'incidents dus au gel (ayant affecté notamment des instrumentations situées à l'extérieur des locaux) sont survenus en France lors des hivers rigoureux de 1985-1986 et 1986-1987 et ont conduit EDF à s'assurer de la tenue des installations face à des températures bien inférieures à celle du dimensionnement (avec des pics pouvant durer 6 heures et atteindre - 33 °C pour certains sites). Une démarche nationale applicable en conditions de « grands froids » a alors été établie en 1986 par EDF. Elle a été appliquée dès la conception des réacteurs de 1450 MWe et mise en œuvre pour les réacteurs en exploitation de 900 MWe et ceux de 1300 MWe lors de leurs réexamens de sûreté. Les études réalisées par EDF et les analyses menées par l'IRSN ont abouti à plusieurs modifications matérielles (installation de moyens de chauffage supplémentaires ou diminution des débits de ventilation dans certains locaux, amélioration de la protection contre le froid de matériels présents dans les stations de pompage...) et organisationnelles (mise en œuvre de consignes d'exploitation en cas de grands froids, applicables du mois d'octobre jusqu'au mois d'avril de l'année suivante).

Depuis les hivers de 1985-1986 et 1986-1987, la France a connu plusieurs vagues de froid dont la plus récente a été observée en février 2012. Cet épisode de froid a été à l'origine, pour six centrales du parc nucléaire, d'événements significatifs sans conséquence réelle sur la sûreté compte tenu des dispositions déployées. Ces événements ont différentes causes, telles qu'un entretien insuffisant d'équipements ou une programmation d'opérations de maintenance à une période inadaptée.



Compte tenu des conséquences possibles sur la sûreté des réacteurs mais aussi des autres installations nucléaires de base, l'IRSN examine attentivement les causes des événements ainsi que les actions correctives mises en œuvre par les exploitants pour éviter que de tels événements ne se reproduisent. (Lire l'article du rapport public LUDD + RR 2011-2012 sous <http://www.irsn.fr/Ludd-2011-2012/>)

Traitement des écarts de conformité

A la conception, lors de la construction ou lors de l'exploitation d'un réacteur, des écarts peuvent survenir par rapport à l'état de référence de l'installation. Ces écarts, appelés « écarts de conformité », peuvent invalider la démonstration de la sûreté de l'installation présentée dans le rapport de sûreté. Leur traitement fait l'objet à EDF d'un processus particulier. L'IRSN a examiné ce processus et a participé à des inspections menées par l'ASN sur son application par EDF, ce qui a permis une amélioration notable de la gestion des écarts de conformité. L'IRSN est par ailleurs attentif à la bonne appréciation par EDF de l'impact de ces écarts sur la sûreté ainsi qu'aux traitements associés.

L'état des installations

EDF doit apporter la démonstration de la sûreté de ses installations nucléaires aux différentes étapes de leur vie. La démonstration est établie sur la base du respect d'un ensemble d'exigences de sûreté composant le référentiel de sûreté en vigueur et suppose la conformité des installations au référentiel de conception. Or, lors de la construction ou à la suite d'activités d'exploitation ou de maintenance, l'état réel des installations peut se trouver différent de l'état supposé. Par exemple, certains matériels doivent pouvoir fonctionner après un séisme ou en cas d'accident, c'est-à-dire dans des conditions ambiantes de température, de pression et d'irradiation dégradées ; ces matériels font donc l'objet d'une qualification préalable à leur mise en service, consistant à démontrer leur capacité à fonctionner dans de telles conditions. S'il s'avère que cette qualification n'est plus acquise pour l'un d'entre eux, alors celui-ci pourrait ne plus être en mesure d'assurer des fonctions sur lesquelles est fondée la démonstration de sûreté. Le maintien d'un niveau satisfaisant de sûreté nécessite donc que les écarts de conformité soient identifiés, analysés et corrigés par l'exploitant. Pour cela, EDF a défini au plan national un processus de traitement des écarts.

Les écarts de conformité, une famille à part

Dans les années 2000, les actions de vérification et de contrôle menées dans le cadre des deuxièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe ont mis en évidence un nombre important d'écarts au référentiel de conception des installations. De par leur nature, ces écarts sont souvent génériques, c'est-à-dire qu'ils affectent plusieurs réacteurs sur des sites différents, compliquant ainsi leur résorption qui, dans certains cas, ne peut pas être effectuée rapidement. EDF a décidé, dès 2001, de les considérer comme une famille particulière d'écarts, dits « écarts de conformité », pour laquelle il a mis en place un processus de traitement dédié (cf. description ci-dessous), permettant d'adapter les délais de remise en conformité à l'importance des écarts du point de vue de la sûreté.

↳ A chaque réexamen de sûreté décennal, les réacteurs font l'objet :

d'un « examen de conformité », qui consiste en une vérification de leur conformité au référentiel de sûreté qui leur est applicable ;

d'une « réévaluation de sûreté », c'est-à-dire d'une mise à jour de leur référentiel en prenant en compte les meilleures pratiques internationales, l'évolution des connaissances, l'actualisation de l'appréciation des risques ou inconvénients présentés par l'installation, les enseignements tirés de l'exploitation des réacteurs et les règles applicables aux installations similaires.

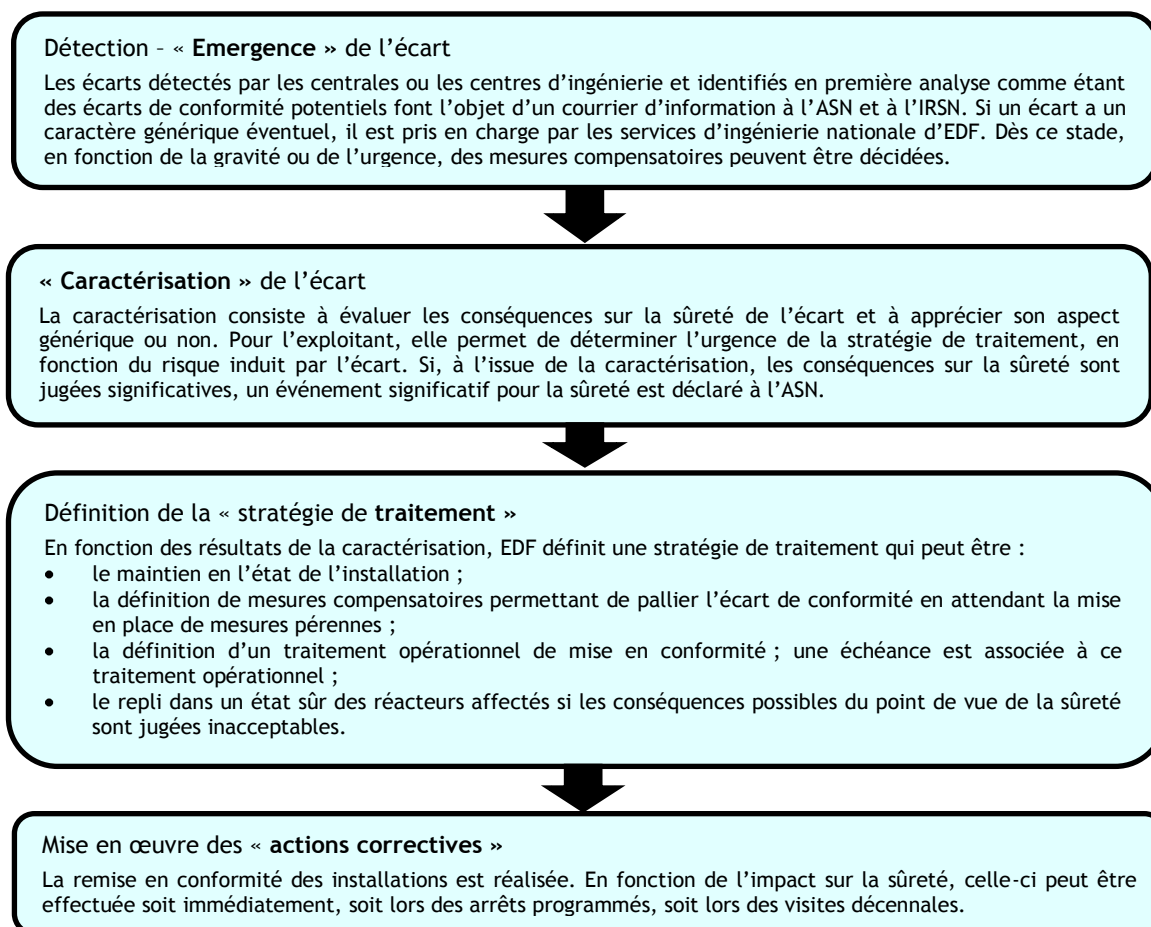
Selon EDF, un écart de conformité est « un écart au référentiel de conception qui justifie le niveau de sûreté des installations ». Les écarts concernant les équipements sous pression du circuit primaire et des circuits secondaires (pour lesquels un processus spécifique existait déjà), la sécurité, la radioprotection ou l'environnement, la conduite des installations et le référentiel d'exploitation associé, ne sont pas considérés comme des écarts de conformité.

Les écarts de conformité résultent généralement :

- de faiblesses d'origine de l'installation (conception, fabrication, montage) ;
- d'opérations de maintenance ;
- de l'intégration de modifications ;
- du vieillissement de matériels ;
- d'anomalies d'études en support de la démonstration de sûreté (cf. l'article « Anomalie d'études dans la démonstration de sûreté » dans le [Rapport public IRSN 2011 page 27](#)) ;
- d'une évolution du référentiel liée, par exemple, à une meilleure connaissance des phénomènes physiques.

Le processus EDF de traitement des écarts de conformité

Le processus mis en place par EDF, issu de son référentiel « *Politique de traitement des écarts de conformité* » du 5 juillet 2001, comporte quatre étapes qu'il décline ainsi :



Une évaluation du processus de traitement défini par EDF a été réalisée par l'IRSN qui a également examiné le traitement de certains écarts eux-mêmes, compte tenu de leurs conséquences possibles.

En 2010, l'IRSN a examiné le processus d'EDF de traitement des écarts de conformité et considéré alors que celui-ci répondait bien aux exigences réglementaires. Il avait cependant souligné qu'EDF devait tenir à jour un bilan exhaustif des écarts présents sur les différents réacteurs, ceci afin d'être en mesure d'établir des analyses de sûreté plus pertinentes notamment en cas de cumul de plusieurs écarts de conformité. L'IRSN avait également estimé que l'exploitant devait prendre en compte les écarts de conformité dans les déclarations de modification temporaire des règles générales d'exploitation (RGE) qu'il peut être amené à adresser à l'ASN.

En avril 2011, EDF a donc diffusé la disposition transitoire (DT) n° 320, demandant aux responsables des différentes centrales de recenser, d'ici le 1^{er} juillet 2011, l'ensemble des écarts de conformité présents dans leurs installations, puis d'assurer la mise à jour permanente de cette liste. De leur côté, l'IRSN et l'ASN ont établi conjointement une liste, qu'ils actualisent régulièrement.

Durant l'année 2012, l'IRSN a accompagné l'ASN lors d'inspections dans les centrales françaises portant sur la bonne application de la DT n° 320 et plus généralement du processus de traitement des écarts de conformité. Lors des premières visites, une méconnaissance de la notion d' « écart de conformité » ainsi que des lacunes dans le processus de détection de ces écarts ont été constatées. Les visites suivantes ont permis d'observer une amélioration notable due au travail important d'accompagnement des centrales réalisé par l'ingénierie nationale d'EDF tout au long de l'année 2012.

L'analyse de l'impact sur la sûreté d'un cumul d'écarts de conformité restait néanmoins à organiser. Aussi, l'ingénierie nationale d'EDF a élaboré en 2012 une démarche d'analyse des conséquences sur la sûreté d'un cumul d'écarts de conformité, consignée dans un guide examiné par l'IRSN en 2013. Elle prévoit également d'établir en 2013 une nouvelle version de la directive prescrivant aux responsables des centrales de mettre en œuvre les actions nécessaires à l'application de cette démarche.

Lorsqu'un écart de conformité est déclaré par EDF, l'IRSN examine le traitement de cet écart par l'exploitant à chacune des étapes du processus présenté ci-avant. L'IRSN s'attache notamment à apprécier l'analyse des conséquences sur la sûreté, l'efficacité des mesures correctives mises en œuvre et l'acceptabilité des échéances de remise en conformité proposées. Certains écarts de conformité sont par ailleurs découverts par l'IRSN lors de l'accompagnement des inspections menées par les inspecteurs de l'ASN ou lors de l'examen des programmes d'arrêt pour rechargement, par exemple.

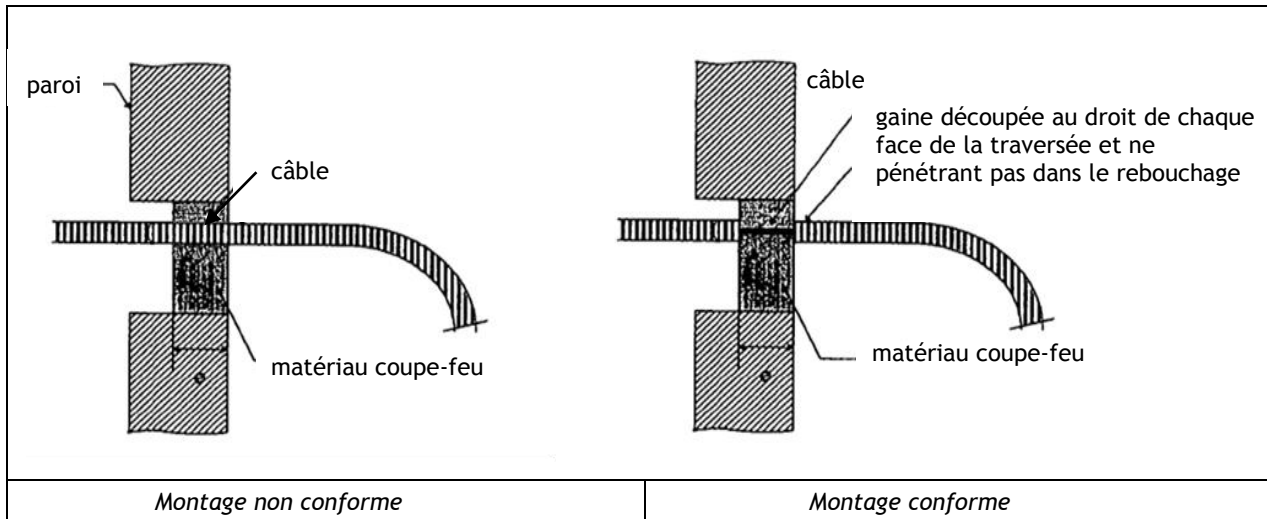
Des exemples d'écarts de conformité

Pour illustrer le traitement des écarts de conformité, trois exemples sont développés ci-après ; ils concernent :

- un défaut de sectorisation « incendie » au niveau des traversées électriques de l'enceinte de confinement ;
- une anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe ;
- le défaut de tenue aux séismes de robinets à commande pneumatique.

Défaut de « sectorisation incendie » au niveau des traversées électriques

Le référentiel EDF des exigences relatives à la protection contre les risques d'incendie prévoit que les gaines de protection des câbles électriques s'arrêtent au droit des traversées aménagées dans les parois, sans pénétrer dans le matériau coupe-feu utilisé pour le rebouchage de ces traversées. En effet, en cas d'incendie, les jeux entre câbles et gaines de protection peuvent faciliter la propagation des fumées.



Entre 2001 et 2008, des travaux ont été réalisés dans le cadre de la mise à niveau des centrales en matière de protection contre les risques d'incendie. Ces travaux prévoyaient notamment de déposer les gaines situées à l'intérieur des traversées. Cependant, en juillet 2010, sur le site de Cattenom, des agents spécialisés d'EDF ont découvert que des gaines n'étaient pas interrompues au droit des traversées entre la salle de commande du réacteur n° 2 et l'étage inférieur. A la suite de ce constat, des contrôles ont été réalisés sur les quatre réacteurs du site. Une centaine d'écarts du même type ont alors été détectés, ce qui a conduit le site de Cattenom à déclarer un événement significatif pour la sûreté le 6 août 2010.

La « sectorisation incendie » est destinée à limiter la propagation d'un éventuel incendie. Plus précisément, elle correspond à l'ensemble des dispositions prises pour qu'un incendie survenant à l'intérieur d'un volume donné ne puisse pas se propager à l'extérieur et vice versa.

Dès la découverte de l'écart sur le site de Cattenom, l'IRSN a conclu à son caractère potentiellement générique et recommandé que des contrôles soient effectués dans l'ensemble des centrales.

Les premiers contrôles réalisés dans les autres centrales ont mis en évidence des écarts similaires. Aussi, le 20 décembre 2010, les services centraux d'EDF ont informé l'ASN de l'émergence d'un écart de conformité à caractère générique (voir la description du processus EDF de traitement des écarts de conformité expliquée précédemment). La caractérisation de l'écart a montré que 13 centrales étaient concernées avec au total 1170 traversées en écart ; la conséquence était, en cas d'incendie, une possible propagation des fumées, notamment en salle de commande. Le 7 juin 2012, EDF a officiellement déclaré un écart de conformité générique. A la suite des recommandations de l'IRSN, l'ASN a demandé la remise en conformité rapide des traversées ; les travaux ont été achevés à la fin de l'année 2012.

Guide IRSN d'analyse des risques d'incendie dans les installations nucléaires de base (INB)

Pour ce qui concerne l'analyse des risques d'incendie dans les INB, l'IRSN a publié un guide, consultable sur le site de l'IRSN, pour faire connaître sa position sur la façon de procéder à cette analyse (http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Documents/IRSN_Rapport-Analyse-risques-incendies_DSU-240_062011.pdf).

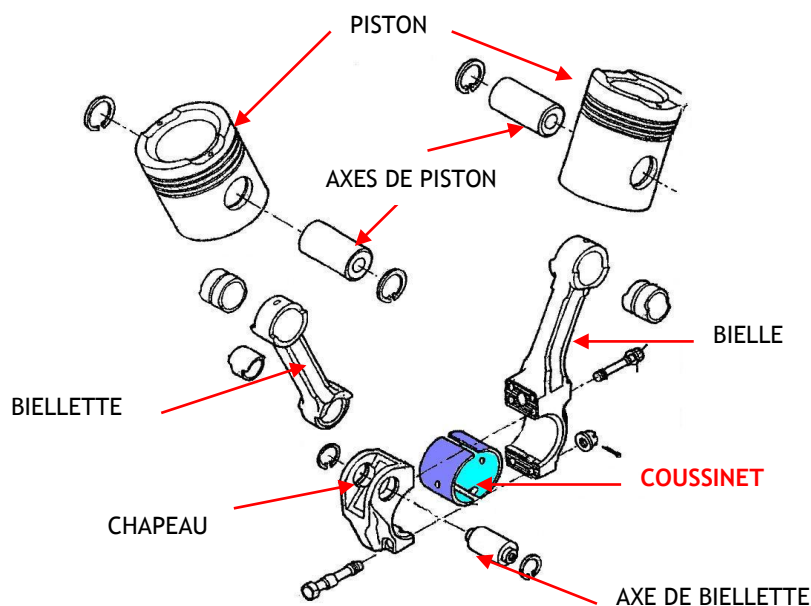
La démarche décrite comprend en particulier une étape de vérification de la robustesse de la démonstration de sûreté, postulant la défaillance de dispositions de protection contre l'incendie, comme celles relatives à la limitation de la propagation du feu.

Le guide de l'IRSN concernant la protection contre l'incendie, intitulé « Démarche d'analyse des risques d'incendie dans les installations nucléaires », présente la position de l'IRSN sur les principes qui devraient être appliqués pour la réalisation d'une analyse des risques d'incendie, quel que soit le type d'installation nucléaire, en précisant notamment la démarche à suivre et les éléments de démonstration attendus.



Anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe

En 2008 et 2009, une usure prématurée des coussinets de tête de bielle de plusieurs moteurs diesel des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe a été constatée par EDF. Cette usure pouvant conduire à l'indisponibilité du moteur diesel, les coussinets endommagés ont été remplacés par des coussinets dits « de deuxième génération ».



Représentation de l'implantation des coussinets de tête de bielle (en bleu)

Cependant, en octobre 2010, une avarie a affecté deux moteurs diesel équipés de ces nouveaux coussinets et les contrôles effectués par EDF sur deux autres moteurs diesel ont révélé une usure anormale des nouveaux coussinets. Afin de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs, des dispositions de surveillance et de maintenance renforcées ont été prises par EDF à titre préventif, sur lesquelles l'IRSN a transmis à l'ASN un premier avis en 2011 (cf. l'article « Anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe » dans le [Rapport public IRSN 2010 page 42](#)).

Toutefois, depuis avril 2011, les coussinets de deuxième génération de cinq moteurs ont dû être remplacés en raison de leur dégradation prématurée. Pour l'un de ces moteurs, les coussinets ont même été remplacés trois fois. Les coussinets de deuxième génération ne pouvant donc pas constituer une solution pérenne, EDF a mené des investigations approfondies durant l'année 2011. Celles-ci l'ont conduit à conclure que la dégradation rapide des coussinets pouvait être causée par une lubrification insuffisante, due à un écart de géométrie. En 2012, EDF et ses partenaires industriels ont donc défini un coussinet dit « 2 bis » pour lequel les différences géométriques subsistant entre les coussinets de deuxième génération et les coussinets d'origine ont été corrigées.

Dans un second avis transmis au début de l'année 2013, l'IRSN a estimé, au regard des résultats des essais de qualification réalisés, que la définition des coussinets 2 bis apparaissait pertinente. Il a toutefois formulé des recommandations relatives à la qualification de ces coussinets et au suivi de leur exploitation.

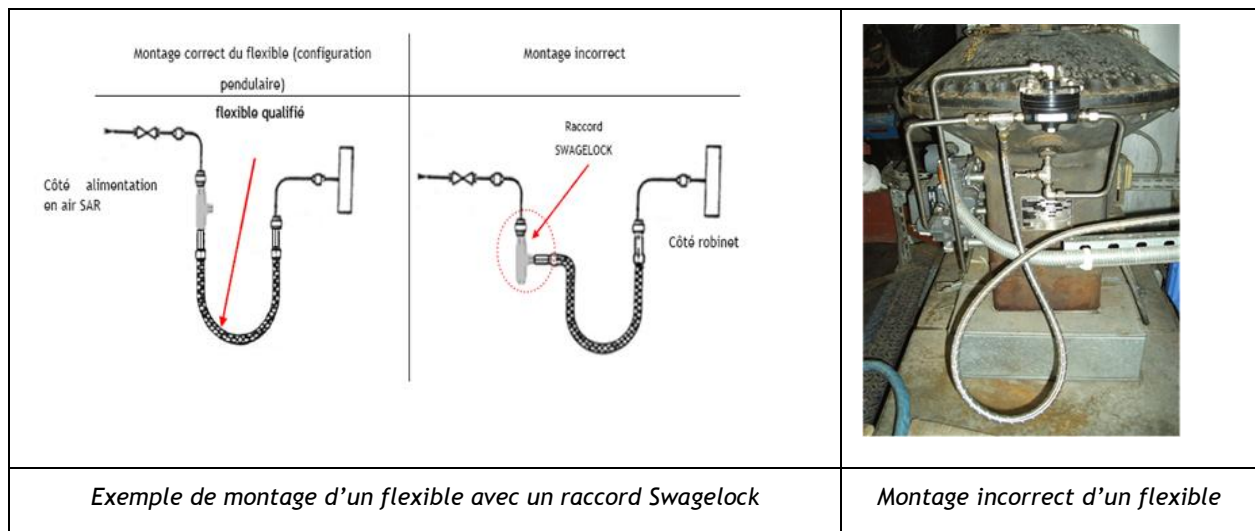
Défaut de tenue aux séismes de robinets à commande pneumatique

Certains robinets à commande pneumatique (actionnés par de l'air comprimé) doivent rester opérationnels après un séisme car ils sont nécessaires pour ramener le réacteur dans un état sûr ; à ce titre, ils ont fait l'objet d'un programme de qualification permettant de garantir leur fonctionnement dans un tel cas. Or, la plupart de ces robinets sont raccordés au réseau de distribution d'air comprimé par des flexibles. Pour que la qualification des robinets soit assurée, ces flexibles doivent respecter des règles de montage. En effet, en cas d'anomalie de montage, le flexible pourrait se rompre lors d'un séisme et le robinet ne serait alors plus manœuvrable.

↳ La longueur du flexible doit être suffisante et un rayon de courbure minimum doit être respecté pour éviter un cintrage excessif du flexible. Un tel flexible ne permet pas de mouvement de compression ou d'extension selon son axe. Un flexible vrillé peut se rompre ou entraîner un desserrage de ses raccords. Le montage du flexible doit éviter les frottements sur une partie fixe ou le chevauchement d'autres flexibles.

En 2011, lors de l'arrêt du réacteur n° 2 de la centrale de Cruas, plusieurs écarts de montage de flexibles ont été découverts. Ces écarts étaient dus à la présence de raccords en forme de T sur la tuyauterie d'alimentation en air comprimé de certains actionneurs de robinets pneumatiques servant à l'isolement de l'enclaustré de confinement en cas d'accident. Après vérification, il s'est avéré que les procédures utilisées pour la mise en place de ces raccords ne donnaient aucune information sur les règles à respecter concernant la configuration du flexible. Un écart similaire a ensuite été détecté à la centrale de Civaux. En 2012, considérant que l'écart pouvait présenter un caractère générique, l'IRSN a recommandé à l'ASN de demander à EDF, pour toutes les centrales :

- la réalisation en début d'arrêt de contrôles du flexible d'alimentation en air comprimé pour tous les robinets à commande pneumatique qualifiés au séisme ;
- le remplacement des flexibles trouvés en écart de nature à mettre en cause le bon fonctionnement de robinets à commande pneumatique nécessaires à la conduite du réacteur après un séisme.



Le nombre de flexibles trouvés en écart étant important, EDF a cherché à définir les robinets à remettre en conformité en priorité, ce qui a donné lieu à de nombreux échanges avec l'IRSN. Finalement, le 31 mai 2012, EDF a demandé aux responsables des centrales de remettre en conformité, dès le premier arrêt à partir du 1^{er} juillet 2012, les flexibles en écart qui pourraient mettre en cause le bon fonctionnement de robinets à commande pneumatique nécessaires à la conduite du repli du réacteur après un séisme, cumulé à une défaillance des alimentations électriques externes, puisqu'il s'agit de la situation la plus sévère. Les autres robinets seront remis en conformité à l'occasion de la première visite partielle ou de la visite décennale suivante.

Contribution des hommes et des organisations à la fiabilité des matériels

EDF déclare régulièrement des événements lors desquels la disponibilité de matériels importants pour la sûreté a été mise en cause. Ces événements ont de multiples origines, certaines de nature technique, d'autres liées à des interventions humaines. En 2012, l'IRSN a analysé un échantillon d'événements de ce type en se focalisant plus particulièrement sur ceux liés à des activités de maintenance ou à des manœuvres d'exploitation. La prise en compte, lors de la définition de matériels ou de la conception des modifications, des activités des hommes qui auront à les exploiter et à en assurer la maintenance, apparaît comme une voie d'amélioration de la fiabilité de ces matériels.

Dans la démarche d'analyse de la sûreté des installations, il est fréquent de distinguer la fiabilité « technique des matériels » de la fiabilité « humaine » et de traiter séparément ces deux composantes. Bien que cette distinction soit souvent utile, une approche plus globale intégrant ces deux composantes pourrait déboucher sur des dispositions plus efficaces et plus durables. La fiabilité technique d'un matériel est en effet fortement liée aux activités humaines de montage initial, d'essais et de contrôles périodiques, ainsi que de maintenance. Améliorer la fiabilité de ces activités humaines contribue à améliorer la fiabilité technique, mais la fiabilité de ces activités humaines repose en partie sur la conception des matériels. Certains choix de conception peuvent rendre la réalisation d'activités de maintenance ou d'exploitation plus complexe, notamment en imposant des environnements de travail contraignants, et contribuer à dégrader la fiabilité de ces activités et celle des matériels concernés.

Les condamnations administratives

Chaque année, environ 50 000 poses ou déposes de condamnations administratives sont réalisées dans les centrales d'EDF. Entre 2006 et 2011, 125 déclarations d'événement significatif pour la sûreté (ESS) ont concerné des condamnations administratives.

L'analyse menée par l'IRSN a fait apparaître que la conception des matériels faisant l'objet de condamnations administratives a contribué à environ un quart de ces événements.

↳ **Condamnation administrative** : une condamnation administrative vise à garantir le maintien dans une position déterminée d'un matériel important pour la sûreté. La condamnation est assurée physiquement par des dispositifs tels que des cadenas, des chaînes, des scellés, dont la fonction est d'empêcher que l'organe ne soit manœuvré de manière intempestive. Les condamnations administratives sont posées pour des matériels dont la position ne peut pas être connue depuis la salle de commande. Il s'agit souvent de matériels mécaniques de type robinet et plus rarement de matériels électriques (disjoncteurs) ou d'éléments de contrôle-commande.

En effet, la conception de certains matériels rend difficile, voire impossible, la connaissance de la position exacte de l'organe à manœuvrer (par exemple : vanne ouverte ou vanne fermée), faute de repère physique adapté indiquant cette position. Dans ce cas, avant la pose de la condamnation, l'intervenant peut être amené à manœuvrer l'organe dans le but de connaître sa position ou doit se référer à la position que l'organe est censé avoir après les manœuvres effectuées lors des précédentes interventions. Ceci complique la pose des condamnations administratives, accroît la possibilité d'erreurs de positionnement des organes et rend également difficile le contrôle de leur position.

En complément des dispositions concernant la formation des intervenants ou l'organisation des actions de pose et de dépose des condamnations administratives, des modifications techniques peuvent être envisagées pour éviter des difficultés de positionnement des organes : installation de capteurs de position sur les organes en question, transmission de leurs positions en salle de commande, amélioration de la signalisation relative à la position des vannes et des robinets, motorisation des organes, etc.

Des difficultés relèvent aussi de la séquence d'actions à effectuer pour manœuvrer l'organe ou vérifier sa position. Ces actions peuvent devoir être réalisées dans un ordre inhabituel par rapport à ce qui est nécessaire pour des organes analogues. Pour les réacteurs de 900 MWe, une vingtaine d'organes présentent des difficultés de cet ordre. Par exemple, la technologie particulière de la vanne d'armement du turbo-alternateur de secours appelé LLS rend délicate sa manœuvre par les intervenants chargés de la condamner fermée. Sept ESS entre 2006 et 2011 ont concerné l'indisponibilité de cette vanne. EDF a prévu de la remplacer par un matériel plus standard.

Les activités de maintenance

Les activités de maintenance impliquées dans les ESS analysés sont les activités de maintenance et les activités de réglage de robinets ou de pompes.

L'analyse de l'IRSN a mis en évidence que les difficultés de réglage de certains robinets sont à l'origine de nombreux ESS comme, par exemple, celui survenu à Cruas 4 le 3 juin 2012, qui a conduit à un déversement d'eau dans le bâtiment du réacteur (lire l'article dédié à cet événement, page 45 du présent rapport). En effet, la conception des matériels peut parfois rendre les activités de réglage délicates : de plus, les méthodes à utiliser peuvent être différentes d'un robinet à l'autre. Ceci peut amener les équipes de maintenance (mécanique, automatisme, robinetterie) à effectuer des réglages inadaptés qui peuvent entraîner, lors de la sollicitation des matériels concernés, soit une fermeture incomplète, soit un refus de manœuvre.

Des caractéristiques de conception des matériels ont également facilité ou n'ont pas permis d'empêcher l'apparition d'un certain nombre de défauts de remontage après maintenance (par exemple : montage non conforme de l'élément interne d'une vanne du circuit d'huile d'une pompe de charge à Tricastin 3 le 24 avril 2006, inversion du sens de montage d'un diaphragme du circuit de refroidissement auxiliaire à Cattenom 2

↳ L'événement du 7 mai 2008 à Bugey 5

Une intervention a nécessité la fermeture de la vanne d'isolement du tube de transfert par lequel les assemblages combustibles sont acheminés entre le bâtiment du combustible et le bâtiment du réacteur. Cette vanne est située dans la partie basse du compartiment de transfert et n'est pas directement accessible physiquement. Elle ne peut être manœuvrée qu'à distance, à l'aide d'une perche. Par ailleurs, le témoin de position de la vanne n'est pas visible depuis l'endroit où est réalisée la fermeture. Enfin, pour condamner en position ouverte ou fermée cette vanne, il est nécessaire de réaliser environ 80 tours de volant. Dans ce contexte, la probabilité d'une erreur de positionnement de la vanne est significative.

↳ Paluel 4 le 23 octobre 2008

Une visite de la pompe RIS 052 PO a permis de détecter une inversion des deux parties d'une pièce mécanique dont la demi-partie inférieure présente une forme de lunule permettant un démarrage sans prégraissage de la pompe.

Cet écart qui aurait pu entraîner une dégradation des coussinets, et donc de la pompe, aurait pu être évité par la mise en place, à la conception, de moyens de détrompage permettant d'éviter que celles-ci soient inversées lors de leur remontage.

le 19 juillet 2011, inversion des diaphragmes situés sur le circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur, le 14 août 2012, à Dampierre 1). De tels défauts pourraient être évités par un détrompage adéquat ou par la présence de repères physiques rendant plus aisée l'identification, par les opérateurs de maintenance, de leur sens de montage. Afin d'éviter la répétition de ces événements, EDF met l'accent sur la sensibilisation des intervenants et la mise en œuvre de points de contrôle au cours de la réalisation des activités. Toutefois, des modifications matérielles permettraient de les éliminer pratiquement. En l'absence de telles modifications, certains événements pourront se reproduire.

Les activités de graissage sont régulièrement à l'origine d'ESS : mélange de graisses dans des servomoteurs de vannes à Nogent 2 le 13 juillet 2008, erreur de cartouche d'une pompe à graisse à Civaux 2 le 29 octobre 2008, ajout d'une graisse non utilisée à Golfech 2 le 12 novembre 2008, présence d'un mélange de graisse à Blayais 3 et 4 le 25 août 2010. Lors de ces différents événements, des moyens de graissage inadéquats ont été utilisés et des produits mélangés, mettant en cause la qualification ou le fonctionnement du matériel concerné (vannes motorisées ou groupes motopompes). Compte tenu des risques induits et de l'importance pour la sûreté de certains de ces événements, une modification matérielle a été proposée par EDF et acceptée par l'ASN en 2009. Le déploiement de cette modification devrait être achevé en 2019. En attendant, pour limiter les risques de nouvelles erreurs, EDF met en œuvre des mesures palliatives de type contrôle et signalétique. En 2012, une partie des matériels concernés par les risques d'erreurs de graissage reste donc encore à modifier et l'IRSN continue à suivre cette question avec attention.

Conclusion

L'analyse par l'IRSN du retour d'expérience des centrales d'EDF montre que certaines activités de maintenance ou d'exploitation peuvent affecter la fiabilité de matériels ou de systèmes importants pour la sûreté. Des dispositions techniques parfois simples peuvent permettre de limiter les risques d'erreurs lors de ces activités : signalétique, détrompage, etc.

Les possibilités d'amélioration des condamnations administratives ont fait l'objet en 2012 d'une attention particulière et de recommandations de la part de l'IRSN, notamment dans le cadre de l'examen du retour d'expérience d'exploitation et des réexamens de sûreté décennaux des réacteurs. Les expérimentations menées et les dispositions proposées par EDF dans ce cadre ont été analysées par l'IRSN et ont été considérées satisfaisantes.

Plus généralement, la sûreté des centrales pourrait être renforcée par une meilleure prise en compte des contraintes que la conception des matériels peut faire peser sur la réalisation des interventions. La conception des matériels doit intégrer, de façon à la fois systématique, extensive et minutieuse, le retour d'expérience. Un tel travail peut aboutir à des modifications des matériels concernés qui permettent de limiter les sources d'erreurs.

Enfin, l'IRSN souligne que nombre des activités d'exploitation et de maintenance évoquées ci-dessus reposent sur des gestes et des savoir-faire qui ne sont pas décrits explicitement dans les documents opératoires à la disposition des intervenants. Ces connaissances font partie intégrante des règles de l'art ou des savoir-faire de métier. Dans un contexte de renouvellement du personnel, la maîtrise de ces gestes pourrait se trouver dégradée. L'amélioration de la conception des matériels peut donc aider à en limiter les effets.

Crédit photo/images (à compléter)

EDF : Pages 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 39, 40, 41, 43, 50, 61 (figure 2), 74, 75 (schéma), 77

IRSN : Pages 2 (avant-propos), 8, 10-16 (figures 1 à 6), 18, 19, 34, 37, 48, 49, 51, 52, 60, 66, 68, 70, 75

AREVA : Page 36

ASN : Page 61 (figure 1)